



Plan de développement fédéral **2010-2020**

Version définitive 1^{er} septembre 2011



Plan de développement fédéral **2010-2020**

Version définitive 1^{er} septembre 2011



Synthèse

Plan de développement
fédéral
2010-2020



1. Le développement du réseau de transport d'électricité : un contexte en évolution

Elia établit le Plan de Développement fédéral 2010-2020 selon les modalités de la loi du 29 avril 1999 ("Loi Electricité") 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. Ce plan, établi par le gestionnaire du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan, couvre une période de 10 ans.

Conformément à la loi, le Plan de Développement présente une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité, selon une série d'hypothèses sous-jacentes. Il détermine ainsi le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à réaliser en réponse à ces besoins. Il tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt général définis par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

Le développement du réseau de transport d'électricité est fortement lié aux politiques énergétiques mises en œuvre et, tout particulièrement, à l'introduction des nouvelles dispositions européennes et belges en matière d'énergie et de climat.

Le plan s'inscrit dès lors dans le cadre du Plan de Développement décennal non contraignant que les gestionnaires de réseau européens doivent établir tous les deux ans, en exécution du troisième paquet énergie. A cet égard, ENTSO-E¹, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, a publié une première édition de ce plan en 2010, anticipant ainsi l'entrée en vigueur de ces dispositions.

2. Un système électrique en évolution

L'atteinte des objectifs belges et européens en matière d'énergie et de climat, combinée avec l'âge moyen du parc de production, présage d'une transformation en profondeur du mix énergétique européen.

L'augmentation de la part des productions décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable annoncée ira de pair avec l'augmentation du caractère variable des flux physiques d'électricité à travers les pays de l'Union.

Par ailleurs, les stratégies diversifiées des différents acteurs du marché engendrent de grandes incertitudes au niveau du futur mix énergétique, d'une part, et de la localisation des unités de production qui seront mises en service ou hors service, d'autre part.

Finalement, on notera que l'efficacité énergétique globale pourrait, par effet de substitution, se traduire par une augmentation de la consommation finale d'électricité.

En termes de développement du réseau, l'ensemble de ces éléments se traduit par :

- l'élaboration de trajets pour un renforcement du réseau de transport d'électricité à la

¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

- fois efficient et robuste, afin de pouvoir octroyer un accès au réseau de qualité dans différents sets d'hypothèses, et flexible, afin que ces trajets puissent être revus en tout ou en partie en fonction de l'évolution des différents projets des producteurs ;
- la poursuite du développement des capacités d'interconnexions pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande tant en cas de manque de production suite, par exemple, à l'absence de certaines unités, que d'excédent de production dû, par exemple, à la combinaison de la faible flexibilité du parc de production centralisé et d'un haut niveau d'injection des productions à base d'énergie renouvelable ;
 - le renforcement local du réseau de transport pour soutenir les zones où des augmentations de consommation sont planifiées.

3. Facteurs d'incertitude et hypothèses

Cartographie des facteurs d'influence

Pour se faire une idée aussi précise que possible des facteurs externes qui influencent le développement du réseau, on a opté, dans le cadre de ce Plan de Développement, pour une série de scénarios qui diffèrent fortement les uns des autres et qui sont représentatifs de différentes évolutions possibles. Cette approche permet de définir un large éventail de situations pour lesquelles le développement futur du réseau doit être pris en considération.

Le Plan de Développement part du principe que les objectifs adoptés dans le cadre du paquet « énergie-climat » européen en ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale seront réalisés.

Afin de cartographier les incertitudes concernant la contribution des **différentes sources d'énergie renouvelable** (SER) à la réalisation des objectifs climatiques européens en 2020, le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables Belgique (PAN ER - Belgique)² a été utilisé comme référence dans cette version définitive du Plan de Développement 2010-2020.

Ce plan d'action donne des prévisions consolidées pour l'ensemble de la Belgique mais ne fournit aucune information concernant la localisation des moyens de production renouvelable. Il s'agit toutefois là d'une donnée essentielle pour le développement des réseaux. En outre, d'autres sources peuvent s'écarter de cette référence. C'est la raison pour laquelle d'autres prévisions, comme des prévisions régionales ou les plans de promoteurs, ont également été prises en considération pour le développement du réseau³.

² Au moment du dépôt de la version provisoire du Plan de Développement 2010-2020 (le 15 septembre 2010), le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables en Belgique établi par le Service Public Fédéral Energie dans le cadre de la directive 2009/28/CE n'était pas disponible. Ce plan a été placé sur la plateforme européenne de transparence en novembre 2010.

(Voir http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

³ Voir chapitre 7.



Tableau 1 : capacité nationale totale de sources d'énergie renouvelable figurant dans le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, utilisé comme référence pour le présent Plan de Développement.

	Capacité [MW] du PAN ER – Belgique
Biomasse	2451,5
Eolien onshore	2320
Eolien offshore	2160 ⁴
Photovoltaïque	1340
Hydraulique (sauf centrales de pompage)	140
Cogénération (non SER)	3376
TOTAL	11787

Une variante haute et une variante basse ont été définies pour mettre en évidence l'évolution possible de la **consommation d'électricité**. La vision à long terme est basée sur des scénarios de l'étude prospective électricité 2008-2017⁵. Les quatre premières années ont néanmoins été actualisées afin de tenir compte de l'évolution récente de la consommation. C'est la raison pour laquelle des prévisions du bureau d'études IHS CERA qui tenaient compte des tendances réelles les plus récentes ont été utilisées. L'augmentation annuelle moyenne de la consommation pour la période 2010-2020 s'élève à 0,2% pour la variante basse et à 1,1% pour la variante haute. La variante haute est importante pour évaluer la robustesse du développement du réseau.

La version définitive du Plan de Développement 2010-2020 se fonde sur la réalisation de **la sortie du nucléaire** telle que prévue par la loi. Elle traite néanmoins dans un second temps des variantes caractérisées par une révision afin de tester la robustesse des hypothèses.

En ce qui concerne **l'évolution des moyens de production fossile centralisée**, le gestionnaire de réseau dispose d'une visibilité très limitée en ce qui concerne les plans d'investissement et les intentions de mise hors service des producteurs. Le délai de préavis pour la mise hors service de centrales n'est que de 12 mois selon le règlement technique. Pour les projets de nouvelles centrales, le gestionnaire de réseau dispose d'une liste relativement importante de projets en préparation. L'expérience à ce jour nous apprend toutefois que bon nombre de ces projets n'aboutissent pas à des décisions de construction effectives. Qui plus est, la plupart de ces projets encourent des retards importants en raison de la problématique de l'octroi des permis ou d'opérations de fusion ou d'acquisition.

Dans ce contexte, le présent Plan de Développement tient compte de l'évolution des moyens de production centralisée par :

- l'identification des mises hors service future, sur la base de trois listes (la durée de vie restante des unités de production, les informations publiques et informations non publiques des producteurs) ;
- l'élaboration de scénarios décrivant les réalisations possibles de nouvelles unités de production fossile en Belgique.

⁴ A ce jour, l'espace maritime dédié aux éoliennes offshore est délimité par l'Arrêté Royal du 17 mai 2004. A cette époque, le potentiel éolien de la zone était estimé à 2000 MW. Aujourd'hui, la puissance relative à l'ensemble des 7 concessions domaniales dans la zone s'élève à 2160 MW. Cette différence n'est pas de nature à influencer de manière significative les questions de développement du réseau et en particulier la solution retenue pour intégrer cette puissance au réseau onshore (projet STEVIN).

⁵ « Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 », Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie et Bureau Fédéral du Plan, décembre 2009.

Le plan graduel des **mises hors service d'unités de production centralisée** est divisé en trois étapes.

Le plan tient compte en premier lieu d'une liste de mises hors service de centrales durant la période 2011-2020 (pour un total de 431MW) officiellement annoncées.

Une deuxième liste recense les centrales à propos desquelles le gestionnaire de réseau dispose d'indications suggérant que celles-ci seront probablement fermées durant cette même période. Cette liste a été établie sur la base de contacts informels avec les producteurs (pour un total de 1000 MW).

Une troisième liste de mises hors service possibles a été établie sur la base d'une évaluation de la durée de vie restante du parc de production belge. Une durée de vie technique maximale a été déterminée pour les centrales à combustibles fossiles sur la base de l'analyse réalisée par ENTSO-E à ce sujet. Il a été admis qu'une durée de vie technique de 45 ans peut être considérée comme un maximum. Ceci porte le total des mises hors service durant la période considérée à 2073 MW, soit environ 640 MW de plus que la somme des deux listes précédentes du plan.

Tous les scénarios relatifs à la **mise en service de moyens de production fossile centralisée** comportent une liste de projets d'investissement connus (840 MW) pour la période 2011-2020. Ces projets aujourd'hui réalisés ont été intégrés dans tous les scénarios.

Ces scénarios sont complétés par des projets pour lesquels la décision de construction définitive n'a pas encore été prise. Les implications de la réalisation de ces projets sur le développement du réseau sont discutées plus en détail dans le chapitre consacré à la problématique du raccordement des centrales. Sur base de ces projets, cinq scénarios alternatifs ont été élaborés en ce qui concerne la mise en service complémentaire de nouveaux moyens de production fossile centralisée:

- pour la variante basse de l'accroissement de la charge, 4 scénarios ont été pris en considération, à savoir aucune unité supplémentaire, 3 unités TGV supplémentaires, 5 unités TGV supplémentaires et toutes les unités de production avec une capacité réservée⁶ (5365 MW) ;
- pour la variante haute de l'accroissement de la charge, 4 scénarios ont également été pris en considération, à savoir 3 unités TGV supplémentaires, 5 unités TGV supplémentaires, toutes les unités de production avec une capacité réservée et tous les projets ayant au moins le statut d'étude détaillée⁷ (5830 MW).

Intégration de nouveaux moyens de production

L'évolution future du parc de production s'accompagne de deux défis principaux.

D'une part, la problématique du raccordement des moyens de production centralisée et décentralisée se pose ; ce sujet sera abordé plus spécifiquement dans les chapitres 7 et 8 du Plan de Développement. Il s'agit de développements locaux, régionaux ou nationaux du réseau d'électricité.

⁶ Selon la définition de l'article 98 de l'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.

⁷ Selon la définition de l'article 94 de l'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.



D'autre part, les nouveaux moyens de production doivent être intégrés au niveau du système, en sus de la problématique de développement du réseau pour le raccordement. A cet égard, il faut veiller à ce que le parc de production réponde à tout moment aux besoins de la consommation et atteigne annuellement les objectifs de la politique énergétique et climatique et ce, dans un contexte européen. Ce deuxième défi doit être analysé dans une triple perspective de puissance (adéquation à chaque instant), d'énergie (mix de production sur base annuelle) et de saturation du système.

Perspective de puissance ou de fiabilité

En ce qui concerne la planification du réseau et du système, il est essentiel de tenir compte du fait que tant l'énergie éolienne que l'énergie solaire peuvent être quasi indisponibles à des moments de forte charge. Il faut en outre tenir compte de la possibilité qu'une indisponibilité dans le parc de production centralisée puisse survenir à ces moments-là, selon les critères en vigueur à cet effet (par exemple une panne imprévue ou la révision d'une importante unité nucléaire).

Un déficit éventuel de capacité de production en Belgique peut être compensé par l'importation d'électricité. La recherche (éventuelle) d'un équilibre structurel production-consommation au niveau national et d'une (in)dépendance par rapport aux importations d'électricité est cependant un choix politique.

Reposer sur les importations d'électricité appelle à rencontrer une double exigence.

Premièrement, la capacité d'importation nécessaire doit être effectivement disponible. Le chapitre 6 de ce plan montre que notre pays dispose déjà d'une importante capacité d'importation que les projets proposés dans ce plan viennent encore renforcer.

Deuxièmement, l'énergie à importer doit être disponible sur le marché des pays voisins. Les études d'ENTSO-E appelées « *system adequacy analysis* » apportent une vision consolidée de cette problématique. Elles identifient les disponibilités d'énergie dans une perspective régionale sur base des meilleures informations à disposition dans chaque pays. A cet égard, la Belgique fait partie du « Regional Group North Sea », composé du Benelux, de la France, du Danemark, de la Norvège, de la Grande-Bretagne, de l'Irlande et de l'Allemagne.

Différents éléments indiquent aujourd'hui que cette disponibilité à l'étranger n'est pas assurée :

- le moratoire nucléaire allemand entraîne la disparition de quelque 8000 MW du système et influence fortement la disponibilité des moyens de production à l'échelle régionale ;
- dans la publication « ENTSO-E Report System Adequacy Forecast 2010 – 2025 » (2011), la France comme la Grande-Bretagne mettent en garde contre une réduction de leur capacité de production suite à l'exécution de la directive européenne 2001/80/CE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive LCP – Large Combustion Plan en 2015 – et directive IED – *Industrial Emissions Directive* – pour les années suivantes) ;
- la France annonce par ailleurs que ses réserves de moyens de production diminueront à partir de 2013.

Ces considérations viennent étayer l'appel à une politique européenne coordonnée en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement. Elles indiquent également que la

dépendance à l'importation en Belgique doit être maintenue à un niveau raisonnable dans une perspective de fiabilité.

Le tableau ci-après illustre la corrélation entre la nécessité de développer de nouvelles unités de production centralisée et l'évolution de la charge si l'on souhaite maintenir le degré de dépendance de la Belgique à un certain niveau en 2020 (à savoir rester indépendant de l'importation 95% du temps).

Cette illustration met en évidence le besoin de nouveaux moyens de production en Belgique, dans un souci de fiabilité et de relative indépendance aux importations d'électricité. L'étude de cette même question récemment menée par la CREG⁸ tire des conclusions du même ordre⁹.

Tableau 2 : Illustration du besoin du développement combiné des interconnexions et des capacités de production en Belgique pour limiter le degré de dépendance aux importations en 2020 (au maximum 5% du temps dans cette illustration).

	La sortie du nucléaire est réalisée comme prévu par la loi	La sortie du nucléaire est différée
Faible Consommation	5 nouvelles unités TGV supplémentaires (environ 2300 MW)	3 nouvelles unités TGV supplémentaires (environ 1400 MW)
Consommation élevée	8 nouvelles unités TGV supplémentaires (environ 3700 MW)	5 nouvelles unités TGV supplémentaires (environ 2300 MW)

Perspective de l'énergie

La réalisation des objectifs climatiques en matière d'énergies renouvelables implique une capacité de production relativement élevée par ces sources. On observera à cet égard que la capacité installée totale de sources renouvelables s'élève, selon le tableau 1, à plus de 8 GW.

Pour les promoteurs de moyens de production fossile centralisée, ceci a pour conséquence que les perspectives en termes de nombre d'heures de service sont réduites et moins prévisibles. Cela signifie qu'on doit se poser la question de savoir s'il est réaliste de supposer que de nouvelles unités de production, nécessaires dans une perspective de sécurité d'alimentation, se réaliseront dans les conditions de marché actuelles, où de tels investissements lourds en capitaux ne peuvent être amortis que par le biais du marché de l'énergie.

Le développement des interconnexions permet aux nouveaux projets d'accéder aux marchés étrangers, ce qui peut améliorer dans une certaine mesure leurs perspectives.

Perspective de saturation du système

En outre, les unités de production devront faire preuve d'une grande flexibilité. Elles devront pouvoir moduler leur niveau de production afin de s'adapter à la variabilité de la production solaire et éolienne. Par leurs caractéristiques techniques, ces unités de production doivent pouvoir compenser facilement de grandes fluctuations à la hausse et à la baisse de leur niveau de production.

Durant des périodes de grand vent et de fort ensoleillement et surtout dans les situations

⁸ CREG, Etude 110616-CDC-1074 relative « aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020 ».

⁹ Selon cette étude, « le besoin total en nouvelles capacités de production s'élève à 3200 MW entre 2012-2016 ».



de faible charge, le surplus d'énergie pourra être exporté vers les pays voisins. S'il n'existe aucune demande dans les pays voisins pour cette énergie ou si les interconnexions sont insuffisantes pour l'exporter, le système sera saturé. A ce sujet, nous faisons également référence au chapitre 6 de l'étude de la CREG précitée.

Qu'en est-il de la sortie du nucléaire en Belgique ?

Dans un premier temps, le Plan de Développement se base sur la sortie du nucléaire telle qu'elle est prévue dans la législation en vigueur à cette date.

Dans le cas d'une sortie du nucléaire anticipée avant 2015, le temps nécessaire à la mise en place d'une production complémentaire est insuffisant. Ce scénario conduirait à une augmentation des importations d'électricité depuis les pays voisins. Dans cette hypothèse, il n'y a également aucune garantie que les moyens de production nécessaires seraient disponibles sur le plan économique à l'étranger.

4. Quatre axes de développement de l'infrastructure de transport d'électricité

Dans ce contexte, Elia articule dans le Plan de Développement les besoins en capacité¹⁰ de transport autour de quatre axes :

- le développement des interconnexions ;
- l'accueil d'unités de production centralisée ;
- l'intégration de productions décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable ;
- le renforcement du réseau pour répondre à l'évolution de la consommation d'électricité.

Elia complète sa politique d'investissement par la planification de projets relatifs au maintien en condition opérationnelle du réseau, à l'amélioration de la sécurité intrinsèque des installations, ou au respect des normes environnementales. Ces derniers ne relèvent toutefois pas du présent Plan.

Les projets d'infrastructure retenus sont sélectionnés en fonction de critères liés à la fiabilité, à l'efficacité et au caractère durable des solutions proposées. Par ailleurs, comme prévu par la loi du 16 février 2006, le Plan de Développement a été soumis à une évaluation environnementale.

Développement des interconnexions

A l'heure actuelle, le réseau Elia est un des réseaux les plus interconnectés d'Europe. Le plan présente un aperçu statistique de la capacité d'importation et d'exportation commercialement disponible pour la période 2007 – mi-2011, ainsi que des statistiques de la capacité effectivement utilisée par les acteurs du marché. Il en ressort que la capacité d'importation mise actuellement à la disposition des acteurs du marché s'élève en moyenne à quelque 40% de la consommation alors que, en moyenne, moins d'un tiers de cette capacité est effectivement utilisée par les acteurs du marché. Ces chiffres réfutent clairement l'idée fautive parfois répandue selon laquelle le manque chronique de capacité

¹⁰ Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

d'importation entraverait le fonctionnement du marché.

Cette constatation est confirmée par l'évolution des prix sur le marché de gros depuis que le couplage de marché avec les Pays-Bas et la France a été réalisé en 2006 à l'initiative d'Elia. Sur la période 2007 – mi-2011, les prix de gros moyens en Belgique et dans les deux pays voisins ont évolué dans une fourchette de +/- 2,5%, les prix belges étant lors de cette période en moyenne 2,19% moins chers qu'au Pays-Bas et 1,17% moins chers qu'en France. Cela prouve que la capacité d'interconnexion disponible est suffisante pour parler d'un marché de gros unifié avec les deux pays voisins liés.

En outre, nous constatons depuis la mi-2009 que, lorsqu'il n'y a pas de convergence totale des prix, les prix de gros en Belgique sont inférieurs aux prix de gros français pendant 93% du temps et inférieurs aux prix néerlandais pendant 61% du temps.

Après l'extension du couplage de marché à l'Allemagne et aux pays scandinaves et l'instauration du couplage de marché dans la zone CWE (depuis novembre 2010), les prix de gros belges ont suivi de très près les prix du marché français. Le prix de gros en Belgique a été inférieur ou égal au prix français pendant 93% du temps et au prix néerlandais pendant 68% du temps.

Néanmoins, la poursuite du développement des interconnexions transfrontalières reste pour Elia un élément essentiel du Plan de Développement à terme. Cette politique repose principalement sur les éléments suivants :

- maintenir la sécurité d'approvisionnement dans le contexte d'incertitude au niveau du parc de production centralisée ;
- favoriser davantage le fonctionnement du marché européen en tenant compte du mix énergétique futur;
- supporter la politique environnementale, dans un contexte de cohabitation d'unités de production centralisée moins flexible et de production à base de sources d'énergie renouvelable variable, en facilitant la gestion des changements des flux électriques et en rendant possible les échanges des excédents (saturation du système) ou déficits temporaires de puissance entre pays interconnectés.

Les études coordonnées au sein d'ENTSO-E mettent en évidence l'évolution structurelle des transits d'électricité à travers notre pays. A l'horizon 2020, la transformation des mix énergétiques de nos voisins, combinée à la mise en œuvre des plans d'allocation des pays de l'Union européenne¹¹, impliquera une augmentation significative des flux transitant sur le réseau belge. L'intégration massive d'énergie éolienne et photovoltaïque dans le nord de l'Allemagne et l'importante part de production nucléaire dans le parc français sont fortement représentatives des évolutions attendues.

La poursuite du développement des interconnexions initie la création annoncée des autoroutes de l'électricité par la Commission Européenne (« *Electricity Highways* »)¹². Ces dernières devront assurer la sécurité d'alimentation et l'intégration des marchés avec une part considérable de production renouvelable. Elles verront le jour sous l'effet combiné de stratégies de maximisation de l'utilisation du réseau existant, d'ouverture de nouveaux corridors de lignes aériennes et de développement de nouvelles liaisons souterraines pour

11 Scénario « top down 2020 » d'ENTSO-E basé sur la mise en œuvre des plans d'allocation nationaux en termes d'énergie renouvelable.

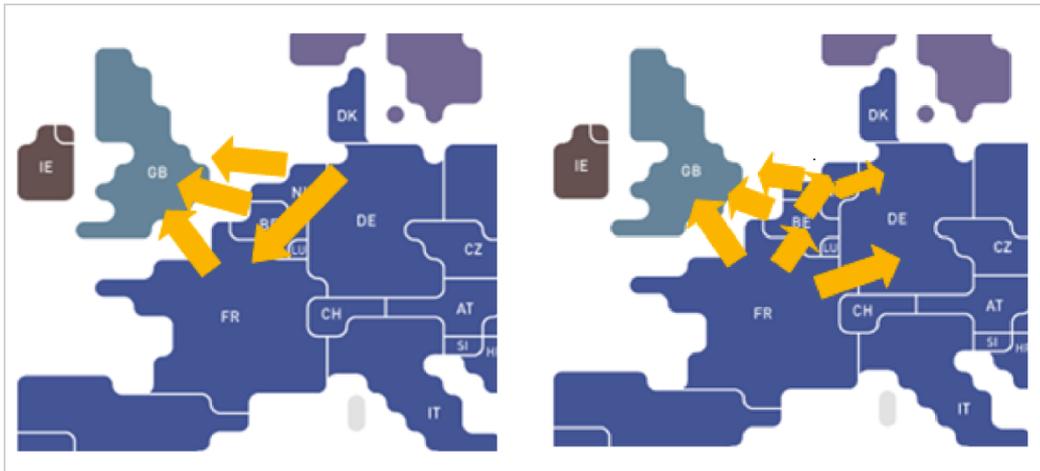
12 Un consortium est mis en place sous la guidance de ENTSO-E afin de répondre à un call (FP7 framework) de la Commission européenne visant la définition d'un plan modulaire pour développer ces autoroutes de l'électricité en phases successives (Modular Development Plan for an Electricity Highways System (MoDPEHS)).



comblent les chaînons manquants.

Figure 3 (gauche): flux de transit à travers la Belgique en 2020, lorsque les productions éolienne et photovoltaïque fortement intégrées en Allemagne placeront ce pays en position exportatrice vers le Benelux, la France et le Royaume-Uni.

Figure 3 (droite): flux de transit à travers la Belgique en 2020, en l'absence de vent ou de soleil en Allemagne : la France fortement équipée en production nucléaire sera exportatrice vers le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni.



L'ensemble des projets du Plan de Développement s'intègre déjà dans cette philosophie :

- les renforcements prévus aux frontières Nord et Sud cadrent dans une logique de maximisation de l'utilisation des infrastructures existantes ;
- un nouveau corridor est prévu vers la côte belge et puis vers le Royaume-Uni;
- une nouvelle liaison souterraine contrôlable à courant continu entre la Belgique et l'Allemagne est proposée pour combler le chaînon manquant entre ces deux pays.

Interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni (projet NEMO)

Un câble sous-marin bidirectionnel entre Zeebrugge et Richborough (UK) d'environ 1000 MW à courant continu. Des études économiques ont démontré l'intérêt d'une telle liaison. La France (IFA 2000 MW) et les Pays-Bas (BritNed 1000 MW) ont déjà réalisé des projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni. Les études relatives au projet NEMO ont déjà débuté et la réalisation pourrait avoir lieu en 2017. La capacité disponible créée par le projet STEVIN entre Zeebrugge et Zomergem serait en partie utilisée pour son intégration au réseau du côté belge.

Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne (projet ALEGRO)

Le développement d'un projet d'interconnexion à courant continu entre la Belgique et l'Allemagne, avec une réalisation possible à l'horizon 2017-2018. Les postes de liaison désignés sont Lixhe en Belgique et Verlautenheide dans la région d'Aix-la-Chapelle.

Ce projet est organisé de manière modulaire. La capacité de cette interconnexion sera initialement portée à 700 MW. L'infrastructure sera cependant pensée de manière à pouvoir l'augmenter sans devoir initier de longues procédures d'obtention de permis et des autorisations supplémentaires.

Cette nouvelle interconnexion sera l'une des premières liaisons à courant continu intégrées

dans un réseau maillé à courant alternatif. Elle peut donc être considérée comme un projet-pilote pour le développement d'un super-réseau européen.

Du côté belge, le tirage du second terne 380 kV Lixhe-Herderen et l'extension du poste Lixhe 380 kV à deux jeux de barres permettront le raccordement de la nouvelle interconnexion.

Elia mène l'étude de ce projet en collaboration avec Amprion, le gestionnaire de réseau allemand concerné. Elle bénéficie d'une subvention de l'Union européenne.

Aujourd'hui, Elia démarre les études d'incidence pour l'initiation des procédures d'octroi des permis et autorisations nécessaires à la réalisation de cet investissement.

Les interconnexions de la frontière nord

La forte pénétration de production éolienne dans le nord de l'Allemagne et le moratoire nucléaire dans ce pays laissent présager une augmentation significative des flux électriques à la frontière nord à l'horizon 2020¹³.

Dans des circonstances météorologiques favorables, les unités éoliennes produiront à pleine puissance et l'Allemagne deviendra fortement exportatrice, donnant lieu à des transits d'énergie, depuis l'Allemagne à travers les Pays-Bas, vers et à travers la Belgique. Lorsque les unités éoliennes ne produiront pas ou peu, l'Allemagne sera fortement importatrice. Ce cas de figure sera caractérisé par des transits d'énergie depuis la France et à travers le Benelux.

Les variations continues des niveaux de production éolienne s'accompagneront de changements successifs de la position de l'Allemagne, tantôt importatrice, tantôt exportatrice. L'Allemagne peut déjà passer aujourd'hui d'un bilan exportateur (~8000 MW) à un bilan importateur (~6000 MW) en fonction du niveau des productions photovoltaïque et éolienne en Allemagne.

Le présent plan propose de mettre en œuvre à l'horizon 2020 des investissements pour faire face à l'évolution de ces flux, à savoir :

- la création d'un poste 380 kV sur le site existant de Van Eyck (Kinrooi) combinée à l'installation d'un transformateur 380/150 kV en repiquage sur le site Zutendaal¹⁴ et le tirage d'un nouveau terne 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck ;
- le renforcement complet de l'axe 380 kV Mercator (Kruibeke) / Doel (Beveren) – Horta (Zomergem). Ce renforcement pourrait, après analyse technologique, être mis en œuvre au moyen de conducteurs à haute performance ;
- l'installation d'un déphaseur complémentaire à Zandvliet (Anvers).

Ces investissements sont complémentaires à la réalisation du projet BRABO discuté ci-après.

La première partie de ces réalisations, qui amène un renforcement du réseau 380 kV entre les postes Gramme (Huy) et Van Eyck (Kinrooi), est programmée pour 2014 dans la mesure où elle permettra également d'augmenter le potentiel de raccordement d'unités

¹³ Voir aussi à ce sujet European Wind Integration Study "Ewis", 2010.

¹⁴ Le repiquage se situe sur le site Zutendaal. Le transformateur pourrait être établi à proximité sur un terrain voisin à Munsterbilzen. L'une et l'autre dénomination sont indifféremment utilisées dans ce plan pour identifier la localisation du transformateur 380/150 kV.



centralisées dans les provinces de Limbourg et de Liège.

Le renforcement complet de l'axe Mercator/Doel - Horta et l'installation d'un déphaseur complémentaire à Zandvliet sont planifiés entre 2016 et 2020. Leur planning de mise en œuvre sera réévalué dans les prochaines études réalisées au sein d'ENTSO-E et dans le cadre des prochains plans de développement fédéraux.

Les interconnexions de la frontière sud

La liaison 220 kV Aubange-Moulaine à la frontière sud a été récemment mise en service. Elia réalise, en collaboration avec le gestionnaire de réseau français RTE, une étude conjointe afin d'identifier les possibilités de renforcements complémentaires de la capacité mise à disposition sur cette frontière.

Les premiers résultats d'analyse mettent en avant des pistes de renforcement envisageables. Leur intérêt tant technique qu'économique devra être confirmé dans des études complémentaires, entre autres dans le cadre des activités d'ENTSO-E.

Interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg

Le réseau du Grand-duché de Luxembourg est exploité en deux parties distinctes. Une partie industrielle autour de l'industrie sidérurgique est raccordée au réseau belge par le poste à haute tension d'Aubange. L'unité de production de Twinerg injecte sa production dans cette partie. Le réseau de transport public (gestionnaire de réseau Creos) est lié au gestionnaire de réseau allemand Amprion. Dans ce cadre, Creos, après une étude réalisée en collaboration avec les gestionnaires de réseau voisins concernés, a retenu à ce jour une solution privilégiée à long terme basée sur une triple interconnexion en 220 kV avec le réseau Elia.

La première étape qui consiste à coupler les deux parties du réseau luxembourgeois, par la fermeture du circuit 220 kV à Esch-sur-Alzette, devra être définitivement validée en 2012. Elle pourrait avoir lieu au plus tard en 2016 et inclura vraisemblablement l'installation d'un transformateur déphaseur. La construction d'une double liaison reliant les réseaux entre les postes Aubange (Elia) et Bascharage (Creos) suivra ultérieurement.

Intégration de la production décentralisée et de l'éolien offshore

Comme mentionné ci-avant, tous les scénarios partent du principe que les objectifs 20-20-20 de la politique énergie-climat seront réalisés. En Belgique, cela se matérialisera par :

- l'installation de parcs éoliens en mer pour un total de 2160 MW;
- l'établissement d'un grand nombre d'unités de production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable ou à haut rendement environnemental, de relativement petite taille, ne présentant pas, à titre individuel, d'implication sur le réseau de transport d'électricité mais dont l'intégration combinée implique sa reconfiguration, son renforcement ou son extension.

En ce qui concerne les parcs éoliens situés en mer du Nord

Un des principaux projets dans le cadre de ce plan est le projet STEVIN visant à renforcer le réseau entre Zeebrugge et Zomergem afin de permettre principalement le raccordement

de la production de parcs éoliens en mer du Nord (2160 MW prévus à ce jour). En outre, le projet crée une possibilité de réalisation de nouvelles interconnexions dans le cadre des développements futurs en mer du Nord et permet d'assurer la sécurité d'alimentation future de la zone Bruges - Zeebrugge.

A ce jour, le Gouvernement flamand a fixé provisoirement le tracé de ce projet dans le GRUP¹⁵ en optant pour la construction d'une nouvelle liaison aérienne 380 kV à deux ternes (3000 MW chacun) entre Eeklo et Zeebrugge, dont le tronçon entre De Spie (près du poste Blauwe Toren) et Vivekapelle (commune de Damme) sera souterrain.

A la côte, le projet STEVIN est délimité par un poste à haute tension à Zeebrugge. Selon le cadre contractuel et réglementaire actuel, les parties sous-marines des liaisons partant de ce poste vers les parcs éoliens ne font pas partie du réseau Elia. Les parties terrestres des raccordements des concessions offshore font partie des installations de raccordement selon la terminologie de la réglementation technique.

Elia a étudié la possibilité de construire deux plateformes en mer du Nord, à proximité immédiate des parcs éoliens prévus, afin d'optimiser l'intégration des parcs éoliens au réseau onshore au poste STEVIN à Zeebrugge. La réalisation de ce projet sera envisagée dans le contexte des évolutions législatives et réglementaires en préparation.

Dans le cadre des activités d'ENTSO-E et de la « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative », Elia participe aux études relatives au réseau offshore en mer du Nord. Ce système combinerait des interconnexions supplémentaires entre les pays concernés et des ramifications à grande échelle des parcs éoliens en mer du Nord. La réalisation du projet STEVIN permettra au nouveau poste à haute tension de Zeebrugge de devenir un point de raccordement important de ce réseau à la terre ferme.

Dans l'attente de la réalisation du projet STEVIN, Elia s'est engagée à raccorder les trois premières concessions par le biais du réseau 150 kV de la région Zeebrugge - Ostende. Une mise en service de ces trois concessions, combinée avec l'arrivée de productions décentralisées de plus petite taille dans cette région avant la réalisation du projet STEVIN entraînerait une saturation du réseau entre Zeebrugge et Gand. Les raccordements de projets onshore supplémentaires dans cette zone sont donc octroyés de manière flexible. Selon les estimations actuelles des délais de finalisation des procédures d'autorisation, Elia espère pouvoir réaliser le projet pour la fin 2014.

En ce qui concerne la production décentralisée

On constate que le réseau de transport actuel dispose d'une capacité considérable de raccordement de moyens de production décentralisée. La capacité de raccordement visée ici correspond à la somme des puissances susceptibles d'être raccordées aux postes individuels sans investissement structurel en lignes ou câbles, mais moyennement l'engagement éventuel d'investissements de transformation ou de renforcement des postes. Les délais d'obtention des autorisations pour ces investissements dans des postes étant beaucoup plus courts que pour des investissements en lignes et câbles, il est généralement possible, dans la pratique, de réaliser de tels investissements dans un délai compatible avec les plannings des concepteurs de projet.

Une étude réalisée pour le compte de la Région wallonne a démontré que, selon cette

¹⁵ Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan.



approche, le potentiel de raccordement électrique de l'énergie éolienne onshore peut être estimé à 2800 MW en Wallonie. Une étude similaire est en cours en Région flamande.

Cette approche ne permet pas de couvrir l'ensemble des besoins: d'autres raccordements de productions peuvent dès lors être envisagés. Des raccordements avec accès flexible¹⁶ permettent à Elia d'accepter le raccordement de productions prévues dans des zones moins favorables pour le réseau, sous condition de la mise en place d'outils de modulation de ces unités durant des périodes critiques pour la sécurité du réseau. Sur base de considérations techniques et économiques, des renforcements du réseau peuvent être prévus pour lever le caractère flexible des raccordements accordés. Dans ce cas, ce concept de raccordement avec accès flexible est un moyen permettant de satisfaire les délais courts de réalisation et de mise en service des candidats producteurs malgré les délais longs et incertains de construction de nouvelles liaisons, du fait des procédures actuelles d'obtention de permis.

Dans l'intérêt du consommateur final, les renforcements présentant le meilleur rapport "potentiel de MWh injectables/coûts à consentir" devraient être envisagés en priorité.

Quelques exemples de telles approches :

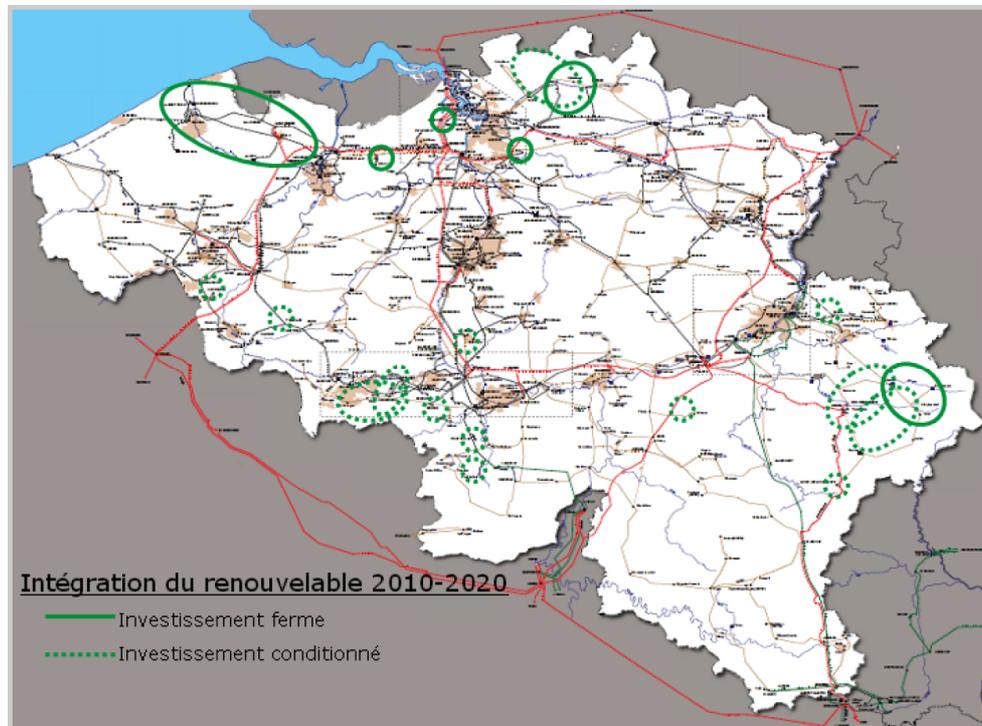
- à l'est de la province de Liège (Butgenbach-Bévercé-Houffalize), les lignes 70 kV seront portées au gabarit 110 kV pour développer le potentiel de raccordement de parcs éoliens sur le long terme dans la zone. Ce projet a démarré dans le cadre du « Plan d'Adaptation » d'Elia pour la Région wallonne ;
- pour un ensemble de projets potentiels d'unités de cogénération et d'unités de cogénération bio dans le nord de la Campine (Hoogstraten – Meer), le réseau doit être prolongé d'une vingtaine de kilomètres vers le nord. Les études nécessaires ont également démarré.

Les délais, longs de plusieurs années, nécessaires pour obtenir les autorisations pour de tels projets constituent un défi crucial pour le gestionnaire du réseau. De plus, il est généralement difficile d'avoir une vue d'ensemble claire des investissements effectifs nécessaires dès le début du projet, principalement en raison du risque de retrait des investisseurs potentiels.

Une approche méthodique à moyen et à long terme permettrait d'améliorer sensiblement ce processus. Une politique claire des pouvoirs publics en ce qui concerne les zones désignées et l'ampleur des projets créerait une situation win/win en offrant aux concepteurs de projets une garantie quant à leurs possibilités de raccordement tout en limitant le risque lié à l'inutilisation des investissements du gestionnaire de réseau (portés au compte des utilisateurs du réseau par le biais des tarifs). Il est évident que toute initiative visant à raccourcir les délais d'obtention des autorisations renforcerait sensiblement l'efficacité de ce processus.

¹⁶ L'expression "raccordement avec accès flexible" est utilisée pour des raccordements qui, pour cause du risque de congestion du réseau, ne sont pas conformes aux critères de planification pour évacuer l'énergie produite, mais qui permettent néanmoins, en accord avec le producteur, une forte probabilité de pouvoir injecter l'énergie produite tout au long de l'année.

Figure 4 : investissement pour l'accueil des productions décentralisées et/ou à base de source d'énergie renouvelable à l'horizon 2020.



Accueil de nouvelles unités de production centralisée

Le plan mentionne la liste des postes à haute tension 150 kV et 380 kV existants où une ou deux centrales peuvent être raccordées, ainsi que les sites pour lesquels des projets ont déjà été lancés par des candidats producteurs. Dans certains cas, un contrat de raccordement a déjà été conclu avec Elia ou une autorisation individuelle¹⁷ de production peut déjà avoir été obtenue. La mention de ces sites, ainsi que ces informations complémentaires, reste essentielle pour le marché. Elia constate en effet que, parfois, certains projets ne sont pas finalisés ou doivent être remis à disposition du marché, par exemple suite aux décisions des autorités de la concurrence dans le cadre de dossiers de fusion ou d'acquisition.

Les puissances reprises dans la liste des capacités de raccordement pour les différents postes ne peuvent pas être cumulées. Chaque demande doit être étudiée individuellement. Dans la mesure du possible, Elia procédera à des renforcements internes du réseau afin de pouvoir offrir une capacité de raccordement maximale.

La région anversoise où le projet BRABO est en cours de réalisation est un cas particulier. Ce projet destiné à couvrir la hausse de la consommation industrielle dans le port (voir ci-après) permettra, dans la période considérée par le plan, de raccorder quelque 1100 MW supplémentaires dans le poste de Lillo ou dans d'autres postes sur l'axe nord-sud

¹⁷ En vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité est soumis à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre sur proposition de la CREG.



anversois, dès que la première liaison 380 kV entre Zandvliet et Mercator sera réalisée et que le second terme de la ligne entre Doel et Zandvliet sera exploité en 380 kV. En outre, une capacité de raccordement supplémentaire se libérera sur la rive gauche de l'Escaut après l'arrêt des plus anciens réacteurs nucléaires du site de Doel.

Des combinaisons de différents projets de production potentiels dans le Limbourg, le nord de la province de Liège et la région gantoise nécessitent des investissements supplémentaires dans le réseau Elia. Cela signifie que ces investissements peuvent consister en l'extension de postes existants (Lixhe), la construction de nouveaux postes sur des terrains réservés à cet effet (Van Eyck, etc.), la pose d'un deuxième terme sur des lignes existantes ou l'augmentation de la tension d'une ligne existante de 150 à 380 kV.

Dans la mesure où ces investissements sont également nécessaires pour supporter l'évolution des flux électriques à la frontière Nord, Elia propose de mettre en œuvre à l'horizon 2014 les investissements qui consistent à doubler l'axe 380 kV entre Gramme (Huy) et Van Eyck (Kinrooi), à savoir :

- la création d'un poste 380 kV sur le site existant de Van Eyck (Kinrooi) ;
- l'installation d'un transformateur 380/150 kV en repiquage sur le site Zutendaal ;
- le tirage d'un nouveau terme 150 kV entre Zutendaal et Langerlo ;
- le tirage d'un nouveau terme 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck ;
- l'utilisation en 380 kV de la ligne aujourd'hui exploitée en 150 kV entre Gramme et Zutendaal.

Le renforcement de l'axe 380 kV Baekeland-Horta est proposé dans le cadre de ce Plan de Développement. Il sera éventuellement réalisé, après analyse technologique, à l'aide de conducteurs à haute performance. Son planning sera aligné sur le planning du projet de production dans la zone de Gand qui sera raccordé au poste Baekeland et qui a reçu récemment une autorisation individuelle de production.

Le Plan de Développement prévoit un deuxième terme 380 kV entre Meerhout et Massenhoven pour raccorder une unité de production au poste Meerhout 380 kV (quelque 1030 MW). Une autorisation individuelle de production a été récemment délivrée pour un tel raccordement.

Pour la réalisation d'une série de projets de production, il s'est avéré que la méthode la plus économique pour réaliser le raccordement consistait dans certains cas à construire un nouveau poste à haute tension intégré dans le réseau Elia, érigé à proximité de centrales planifiées auxquelles il est principalement dédié. C'est le cas notamment pour les projets Baekeland (Gand) ou Dilsen-Stokkem. Pour ces deux projets, des nouveaux postes sont prévus pour réaliser ces raccordements.

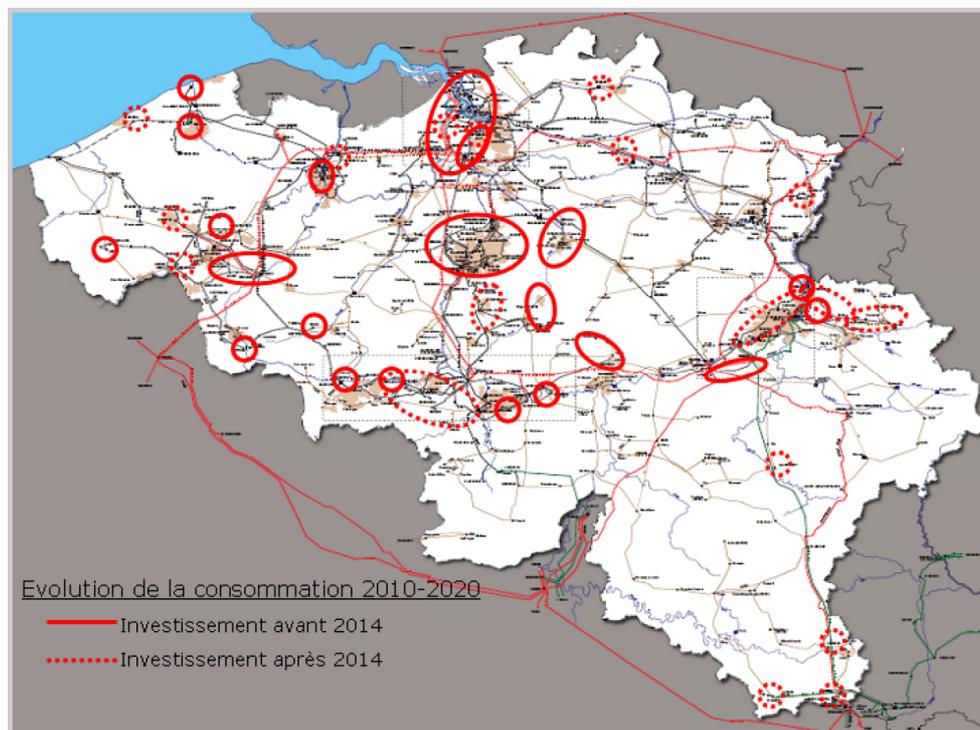
Répondre aux évolutions de la consommation d'électricité

Le Plan de développement 2010-2020 présente la liste de projets d'investissement nécessaires pour répondre à l'augmentation de la consommation. Cette liste est répartie sur deux horizons de temps :

- un horizon à court terme (2010-2014) durant lequel les investissements annoncés sont engagés;
- et un horizon à plus long terme (2015-2020) pour lequel il n'est pas adéquat de faire des choix fermes, faute d'informations suffisamment précises sur les paramètres

d'influence, mais pour lequel des études et procédures préparatoires sont nécessaires dès à présent pour anticiper au mieux la durée des procédures d'obtention des permis et autorisations indispensables à leur réalisation.

Figure 5 : investissement faisant suite à l'évolution de la consommation à l'horizon 2020.



Outre le projet STEVIN, le Plan de Développement comprend un seul projet 380 kV suscité par l'évolution de la consommation, le projet BRABO. Ce projet est indispensable pour faire face à l'augmentation de la consommation industrielle dans le port d'Anvers. Il consiste essentiellement en un axe nord-sud de Zandvliet vers Mercator (commune de Kruibeke) en passant par Lillo, avec un poste de transformation à Lillo. En raison du niveau de tension 380 kV et de la capacité de transport requise, cet axe doit, tout comme le projet STEVIN, être réalisé en aérien. La proposition d'Elia pour ce projet garantit un impact minimal sur l'environnement et le paysage. La partie nord entre Zandvliet et Lillo et le surplomb de l'Escaut entre Lillo et Kallo consistent en une nouvelle ligne construite entièrement en zone industrielle. Le tronçon entre Kallo et Mercator, où se trouvent en revanche des zones habitées, peut être réalisé en faisant passer une ligne existante de 150 kV à 380 kV¹⁸.

Elia a démarré dès 2007 la procédure d'obtention des autorisations pour le tronçon Zandvliet-Lillo. Aujourd'hui, le Conseil d'Etat a annulé l'Arrêté du 2 octobre 2009 du Gouvernement flamand concernant la fixation définitive du plan de secteur dans lequel le tracé de la ligne Lillo-Zandvliet 380 kV est déterminé. Elia examine avec l'administration flamande et les consommateurs industriels dans cette zone comment régulariser au plus vite cette situation.

¹⁸ Ces développements amèneront une restructuration de l'alimentation du poste 150 kV desservant les auxiliaires du site de DOEL. Ces modifications ne sont pas explicitement traitées dans ce Plan de Développement dans la mesure où elles seront traitées comme des modifications de raccordement.



Ces éléments de procédure amènent des retards pour le renforcement nécessaire de Lillo 150 kV. Elia planifie donc la pose accélérée d'un ou deux câbles 150 kV entre Kallo et Lillo, pour renforcer ce dernier poste dès 2013. Un de ces câbles était initialement prévu quelques années plus tard, dans le cadre la construction de la nouvelle ligne Lillo-Kallo-Mercator 380 kV, pour laquelle le tracé de la ligne 150 kV existante entre ces postes sera utilisé.

L'évolution de l'utilisation des niveaux de tension

L'utilisation des différents niveaux de tension dans le réseau de transport évolue en raison de:

- la taille grandissante des nouvelles unités de production centralisée et l'augmentation des flux de transit internationaux ;
- l'intégration massive des productions décentralisées ;
- le besoin d'une capacité de transport supplémentaire vers les grands centres de consommation et la volonté de limiter le nombre de transformations successives ;
- l'évolution des technologies mettant à disposition des liaisons souterraines pour les tensions inférieures ou égales à 220 kV ainsi que des solutions en courant continu.

Les lignes et postes du réseau à très haute tension 380 kV forment l'épine dorsale du réseau belge et européen. Ce réseau 380 kV comporte des liaisons internationales avec nos voisins (France et Pays-Bas).

Initialement construit en vue du raccordement des centrales nucléaires et des centrales de pompage-turbinage ainsi que pour l'assistance mutuelle entre réseaux nationaux, le réseau 380 kV a été renforcé pour faire du marché de l'électricité un marché international.

Aujourd'hui, les liaisons 380 kV en courant alternatif sur de longues distances sont réalisés en aérien, pour des impératifs techniques et économiques. L'obtention des autorisations pour la construction de telles liaisons dans de nouveaux corridors étant difficile, de nouvelles solutions sont développées.

Ce Plan de Développement présente ainsi une des premières liaisons internationales à courant continu intégrées dans un réseau maillé à courant alternatif. Cette interconnexion est prévue entre la Belgique et l'Allemagne. L'investissement peut dès lors être considéré comme un projet-pilote pour le développement d'un réseau européen où cohabitent des réseaux à courant alternatif en 380 kV et des liaisons à courant continu.

L'augmentation des flux de transit sur le réseau 380 kV entraîne le découplage progressif et partiel des réseaux 150 kV, empêchant le report excessif de ces flux vers ce niveau de tension, combiné à l'installation de transformateurs 380/150 kV.

L'évolution du gabarit des nouvelles unités de production centralisée (400-800 MW) conduit, dans de nombreux cas, à leur raccordement au réseau 380 kV. Bon nombre d'unités centralisées aujourd'hui raccordées en 150 kV seront démantelées dans les prochaines décennies si bien que ce type d'unités disparaîtra progressivement de ce niveau de tension.

Ainsi, le niveau de tension 150 kV sera plutôt réservé à la répartition de l'énergie vers les centres de consommation importants ou vers les grands consommateurs industriels. On constate une augmentation de la transformation depuis ce niveau de tension vers les niveaux de moyenne tension des gestionnaires de réseau de distribution. Les réseaux à 70 et 36 kV restent essentiels dans le réseau Elia mais, dans de nombreuses zones, les

investissements portent davantage sur le niveau de tension de 150 kV.

La rénovation d'équipements pourra parfois être l'occasion de revoir les plans de tension. Ainsi, un investissement de remplacement du 70 kV peut entraîner un investissement en 150 kV. Par exemple, des investissements de remplacement sont nécessaires pour les postes 70 kV de Zurenborg, Wilrijk et Hoboken. L'ancienne structure du réseau autour de ces postes reposait sur les niveaux de tension 70 kV (Elia) et 6 kV (Eandis). Après les investissements proposés, la structure du réseau dans cette zone reposera essentiellement sur les tensions 150 kV et 15 kV.

La tension 150 kV sera également fréquemment utilisée pour évacuer l'excédent de production d'unités décentralisées concentrées dans des zones géographiques dans des quantités bien supérieures à la consommation locale.

Là où la tension 150 kV n'est pas encore présente, d'autres conclusions peuvent être tirées. Dans la province de Namur ou de Luxembourg, par exemple, le transport a historiquement été construit avec des niveaux de tension de 380 kV et 70 kV.

Dans ces zones, des études ont démontré que le développement d'un réseau 150 kV n'est pas optimal d'un point de vue technico-économique. Par contre, le déploiement d'un réseau 110 kV, qui présente un surcoût relativement faible par rapport à des solutions en 70 kV vis-à-vis de la capacité additionnelle qu'il apporte, est une option privilégiée dans ces zones lorsque le réseau 70 kV doit être rénové ou renforcé. Cette approche basée sur la tension 110 kV a été retenue pour augmenter le potentiel de raccordement de parcs éoliens dans la « boucle de l'est ».

Au niveau de la distribution, des évolutions sont également attendues en la matière. Le périmètre pour les raccordements à la moyenne tension (10 à 15 kV) est en effet limité à un rayon de 5 à 8 km autour du point d'injection, surtout lorsqu'il s'agit de raccorder des puissances élevées. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones de PME, du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou d'une combinaison des deux. Comme une solution en 10 ou 15 kV n'est pas envisageable dans le cas présent et que l'ouverture d'un grand nombre de postes 150 kV se traduit par un coût trop élevé pour une puissance à raccorder limitée, un nouveau niveau de tension constitue la meilleure option. La tension 30 kV peut ainsi offrir une alternative optimale en termes techniques et économiques.

5. Facteurs-clés de succès

Pour répondre pleinement aux attentes des politiques énergétiques et climatiques, la mise en œuvre du Plan de Développement du réseau de transport ne suffit pas. D'autres acteurs jouent également un rôle majeur qu'il s'agisse des producteurs, des pouvoirs publics ou des régulateurs. L'expérience acquise depuis la mise en œuvre de la première directive pour un marché intégré de l'électricité met six problématiques en évidence qui ne sont pas du ressort du gestionnaire de réseau mais qui nécessitent une démarche volontariste des acteurs concernés afin de contribuer activement au maintien de la qualité d'alimentation actuelle tout en offrant des prix de l'électricité qui restent compétitifs par rapport aux autres pays membres de l'Europe et par rapport aux partenaires commerciaux de nos industries, à savoir :

- une clarification quant aux modalités et timing de la mise en œuvre de la loi sur la sortie du nucléaire compte tenu de son impact majeur sur la sécurité d'alimentation, l'impact sur l'attrait du système électrique belge pour des investissements en moyens de



- production et le dimensionnement du réseau de transport ;
- comme également constaté lors des « Etats Généraux de l'Energie » en juin 2011, une réglementation plus souple en ce qui concerne le délai fixe de 5 ans lié aux autorisations de production. Une harmonisation entre l'octroi de l'autorisation de production et les engagements pris par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la réglementation relative aux raccordements s'impose, tant pour le producteur que le gestionnaire de réseau. La durée des autorisations ainsi que les critères d'octroi de l'autorisation de production doivent être adaptés à la situation du réseau, en tenant compte de scénarios d'extension du réseau réalistes et compatibles avec le délai de réalisation du projet de production;
 - des mesures de soutien visant à attirer les investissements en moyens de production nécessaires pour la fourniture de services système indispensables à la sécurité du réseau (réserves présentant une disponibilité rapide, blackstart, énergie réactive pour le réglage de la tension, etc.) ou, à défaut, d'autoriser le gestionnaire de réseau, sous contrôle du régulateur, à acquérir ces moyens;
 - des mesures de soutien visant à attirer les investissements en moyens de production centralisé dès lors que les projets envisagés dans ce plan ne se réaliseraient pas et mettraient en danger la sécurité d'alimentation et/ou se traduiraient par une dépendance accrue à l'importation ;
 - une simplification des procédures administratives d'autorisation afin de soutenir l'acceptation sociale des grands projets d'infrastructure (transport et production) et de rencontrer les délais de réalisation ambitieux envisagés par les candidats producteurs, tant pour les installations d'utilisateurs industriels que pour les moyens de production centralisée et décentralisée ;
 - un cadre réglementaire stable offrant au gestionnaire de réseau un retour sur investissement lui permettant de trouver les capitaux nécessaires (fonds propres et fonds empruntés) pour réaliser des investissements d'intérêt général dépassant sa capacité d'autofinancement sachant qu'une partie grandissante des investissements dans le réseau découlent de la politique énergétique et climatique et dépassent largement un modèle « business as usual » tant en Belgique et qu'en Europe.

Tableau 6 : synthèse des développements liés au réseau d'intérêt national du Plan de Développement 2010-2020.

	Description	Proposition d'investissement ferme	Planning à confirmer dans le cadre des prochaines études ENTSO-E	Conditionné à la confirmation de candidats producteurs	Piste d'investissement à l'étude
Interconnexion Belgique-Royaume-Uni Projet NEMO	Nouvelle liaison sous-marine à courant continu entre Zeebruges et Richborough	X			
Interconnexion Belgique-Allemagne Projet ALEGRO	Nouvelle liaison internationale à courant continu entre Lixhe et Verlautenheide	X			
Interconnexion Belgique-Luxembourg	Déphaseur 220 kV				X
Interconnexion Belgique-France	Différentes pistes de renforcement à l'étude				X
Interconnexion Belgique-Pays-Bas et accueil de production dans les provinces de Liège et Limbourg	Création d'un poste 380 kV sur le site existant de Van Eyck (Kinrooi) Installation d'un transformateur 380/150 kV en repliage sur le site Zutendaal Tirage d'un nouveau terme 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck Tirage d'un terme 150 kV entre Zutendaal et Langerlo	X			
Interconnexion Belgique-Pays-Bas et combinaison de différentes unités de production en 380 kV	Renforcement de l'axe 380 kV Mercator (Kruibeke) / Doel (Beveren) - Horta (Zomergem)	X	X	(1)	
Interconnexion Belgique-Pays-Bas	Installation d'un déphaseur complémentaire à Zandvliet (Anvers)	X	X		
Augmentation de la consommation et accueil de la production centralisée dans la région anversoise Projet BRABO	Nouvelle ligne 380 kV à deux termes Zandvliet - Lillo - Kallo - Mercator	X			
Accueil de production centralisée au nord de Liège	Extension du poste 380 kV existant à Lixhe Tirage du second terme Lixhe-Herderen 380 kV	(2)		X	
Accueil de production centralisée à Meerhout	Extension du poste Meerhout 380 kV à deux jeux de barres et installation d'un couplage dans les postes Meerhout et Massenhoven Second terme 380 kV Massenhoven-Meerhout			X	
Accueil de production centralisée à Dilbeek-Stokkem	Nouveau poste 380 kV			X	
Projet STEVIN	Nouvelle liaison à deux termes 380 kV entre Horta (Zomergem) et Zeebrugge	X			

(1) le planning de la mise œuvre d'une partie de ce renforcement, sur le tronçon Baekeland-Horta, combiné à de la création d'un poste 380 kV à Baekeland seront également étroitement liés à la concrétisation d'un raccordement d'une unité de production sur ce poste.

(2) ces investissements seront également nécessaires pour le raccordement du projet ALEGRO d'interconnexion avec l'Allemagne.

Table des matières

Synthèse	5
1. Le développement du réseau de transport d'électricité : un contexte en évolution	7
2. Un système électrique en évolution	7
3. Facteurs d'incertitude et hypothèses	8
4. Quatre axes de développement de l'infrastructure de transport d'électricité	13
Développement des interconnexions	13
Intégration de la production décentralisée et de l'éolien offshore	17
Répondre aux évolutions de la consommation d'électricité	21
5. Facteurs-clés de succès	24
1 Objet et contexte légal	39
1.1 Elia	41
1.2 Le marché libéralisé de l'électricité et le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique	41
1.3 L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport d'électricité	43
1.3.1 Contexte légal relatif au Plan de Développement	43
1.3.2 L'articulation régionale	46
2 Les enjeux et défis du développement du système électrique	47
2.1 Une politique énergie-climat ambitieuse	49
2.2 Conséquences pour le développement du système électrique	52
2.2.1 Transformation du parc de production européen et fonctionnement du marché	54
2.2.2 Cas particulier : l'intégration de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable	56
2.2.3 La gestion du caractère variable de la production à base de sources d'énergie renouvelable et la question de la saturation du système	57
2.2.4 L'anticipation de différents futurs possibles, le maintien de la sécurité d'approvisionnement et la poursuite de l'intégration du marché de l'électricité	58
2.3 Des défis et des opportunités	60
2.3.1 Des opportunités technologiques	60
2.3.2 Des synergies potentielles	60
2.3.3 L'acceptation sociale et le cadre administratif des permis nécessaires à la réalisation des travaux	61

2.3.4	Un cadre réglementaire actuel inscrit dans un scénario « Business as usual »	62
3	L'approche du développement du réseau	63
3.1	Quatre axes de développement du réseau	65
3.1.1	Le développement des interconnexions	65
3.1.2	L'accueil de la production décentralisée et/ou utilisant des sources d'énergie renouvelable	66
3.1.3	L'accueil d'unités de production centralisée	68
3.1.4	L'évolution de la consommation	68
3.2	Trois préoccupations centrales	68
3.2.1	La fiabilité du réseau	68
3.2.2	L'efficacité économique	73
3.2.3	Le caractère durable des solutions retenues	74
3.2.4	Smart grids	77
4	Hypothèses retenues pour le développement du réseau	79
4.1	Synthèse des hypothèses	81
4.2	Contexte	84
4.2.1	Incertitudes, variantes et scénarios retenus	84
4.2.2	Base de départ	85
4.3	L'évolution de la consommation finale d'électricité	86
4.3.1	Hypothèses de base utilisées dans l'étude prospective électricité – base pour les prévisions à long terme (à partir de 2015)	88
4.3.2	Prévisions annuelles relatives à la consommation d'électricité, intégration des considérations à court et à moyen terme et structure sectorielle	92
4.4	Évolution de la production décentralisée	97
4.4.1	Évolution de la part des sources d'énergie renouvelable (SER)	98
4.4.2	Hypothèses relatives aux sources d'énergie renouvelable (SER)	102
4.4.3	Hypothèses relatives à la cogénération non SER	107
4.5	Évolution du parc de production nucléaire	108
4.5.1	Contexte et choix des sources d'information	108
4.5.2	Établissement de deux variantes différentes à propos de l'évolution du parc de production nucléaire	108
4.6	Évolution du parc de production fossile centralisée	110
4.6.1	Contexte et choix des sources d'information	110
4.6.2	Rédaction de cinq variantes différentes concernant l'évolution du parc de production centralisée	111
4.7	Combinaison de variantes dans les scénarios	113
4.8	Analyse des défis accompagnant les scénarios sélectionnés	115
4.8.1	Défi au niveau de la fiabilité	115
4.8.2	Défi au niveau du système	118
4.8.3	Défi au niveau de la saturation	120
4.8.4	Défi en matière de coordination au niveau européen	122

5	Réseau de référence	123
5.1	Réseau de référence du Plan de Développement 2010-2020	126
5.2	Renforcements planifiés à l'horizon 2008 dans le Plan de Développement 2005-2012	129
5.3	Justification des révisions de la planification d'investissements préconisés dans le Plan de Développement 2005-2012 à l'horizon 2008	131
5.3.1	Réseau de référence du Plan de Développement 2005-2012	131
5.3.2	Développements planifiés à l'horizon 2008 du Plan de Développement 2005-2012	132
5.4	Représentation du réseau de référence 380-150 kV (2010)	134
6	Les liaisons transfrontalières	139
6.1	La poursuite du développement des interconnexions	141
6.1.1	Un des réseaux les plus interconnectés d'Europe	141
6.1.2	La poursuite du développement des interconnexions	142
6.1.3	Vers des autoroutes européennes de l'électricité	147
6.2	La frontière Nord	147
6.3	La frontière Sud	149
6.4	Liaison entre la Belgique et le Luxembourg	151
6.5	Liaison entre la Belgique et le Royaume-Uni – le projet NEMO	152
6.6	Liaison entre la Belgique et l'Allemagne – le projet ALEGRO	153
7	Accueil de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable	157
7.1	L'accueil de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable	159
7.1.1	Contexte pour le développement du réseau	159
7.1.2	La montée en puissance de la production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération	159
7.1.3	Une démarche proactive de maximisation de l'utilisation des infrastructures existantes et de concentration des efforts	160
7.1.4	Développement de réseaux 30 kV	162
7.2	Etat des lieux en Région wallonne	162
7.2.1	Etude du potentiel de renouvelable et de cogénération en Région wallonne	162
7.2.2	Investissements planifiés pour l'accueil de production décentralisée en Région wallonne	166
7.3	L'accueil de la production renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale	169
7.4	L'accueil de la production renouvelable en Région flamande	169
7.4.1	Etude du potentiel de production renouvelable en Région flamande	169
7.4.2	Investissements planifiés pour l'accueil de production décentralisée en Flandre	170

7.5 Connexion et intégration de la production éolienne en mer du Nord	172
7.5.1 Intégration au réseau on shore	173
7.5.2 Raccordement des éoliennes offshore au réseau onshore	176
7.6 Le potentiel de la mer du Nord dans son ensemble	178
8 Accueil de la production conventionnelle	179
8.1 Introduction	181
8.2 Potentiel de raccordement au réseau actuel en 380 kV	183
8.3 Potentiel de raccordement au réseau actuel en 150 kV	183
8.4 Représentation des sites favorables pour le raccordement d'unités de production 400-800 MW sur le réseau existant	184
8.5 La région d'Anvers – le projet BRABO	187
8.6 La province du Limbourg et le nord de la province de Liège	187
8.7 Raccordement à Baekeland	189
8.8 Raccordement à Meerhout	190
8.9 Combinaison de raccordements en 380 kV	190
8.10 Indépendance du parc de production centralisé du réseau 150 kV	191
8.10.1 Les zones de Flandre occidentale, Flandre orientale et d'Anvers	191
8.10.2 Zone du Hainaut	192
8.10.3 Zone du Limbourg	192
8.10.4 Le réglage de la tension	193
9 Renforcements liés à l'évolution de la consommation	195
9.1 Introduction	197
9.2 Renforcements à l'horizon 2014	199
9.2.1 Renforcement et restructuration du réseau de la région anversoise – le projet BRABO	199
9.2.2 Restructuration du réseau 30 kV autour de Dampremy et renforcement de la transformation 150 kV/10 kV du poste Gosselies	201
9.2.3 Renforcement de la transformation 150 kV/10 kV à Montignies	202
9.2.4 Restructuration de l'alimentation du poste Obourg	202
9.2.5 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension au centre de Bruxelles (Pentagone)	203
9.2.6 Restructuration du réseau câblé 150 kV de Bruxelles	204
9.2.7 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Charles-Quint	205
9.2.8 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Machelen	205
9.2.9 Renforcement du réseau alimentant la zone de Louvain	205
9.2.10 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Gasthuisberg	206
9.2.11 Utilisation de la ligne au gabarit 150 kV entre Gramme et Rimièrè dans le réseau de transport local 70 kV	206

9.2.12	Ouverture d'un poste de transformation vers la moyenne tension aux Isnes	206
9.2.13	Installation de transformateurs 150 kV/10 kV dans les postes Ruien et Zwevegem et restructuration du réseau 70 kV dans la zone	207
9.2.14	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Bruges	207
9.2.15	Renforcement de l'alimentation de Zeebrugge	208
9.2.16	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Ham (Gand)	208
9.2.17	Restructuration du réseau 150/36 kV entre Ham et Nieuwe Vaart (Gent)	208
9.2.18	Restructuration du réseau 150-70 kV dans la région Zurenborg-Wilrijk-Hoboken-Schelle Dorp	209
9.2.19	Ouverture d'un poste de transformation vers la moyenne tension à Schoondale (Waregem)	209
9.2.20	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Lixhe	209
9.2.21	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Ligne	210
9.2.22	Installation d'une transformation 150/36 kV à Ypres et déploiement d'un réseau 36 kV vers Poperinge	210
9.2.23	Ouverture d'un poste 220 kV sur le site Berneau	211
9.2.24	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Antoing	211
9.2.25	Remplacement du transformateur 150/30 kV à Tertre	211
9.2.26	Renforcement du réseau alimentant la région de Wavre	211
9.3	Tableau de synthèse et planning de mise en œuvre des renforcements envisagés avant 2014	213
9.4	Pistes indicatives à plus long terme	216
9.4.1	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	216
9.4.2	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo	217
9.4.3	Renforcement du réseau alimentant Eupen et de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Battice	217
9.4.4	Renforcement du réseau 70 kV du nord de la ville de Liège par le déploiement du réseau 220 kV dans cette zone	217
9.4.5	Renforcement du réseau 70 kV en province du Luxembourg par le renforcement des transformations 220 kV/70 kV des postes Marcourt et Saint-Mard	218
9.4.6	Installation d'un transformateur 220 kV/15 kV à Aubange	218
9.4.7	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Koksijde	218
9.4.8	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Rumbeke	218
9.4.9	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Wevelgem et augmentation de la capacité de transport entre Izegem, Wevelgem et Mouscron	219
9.4.10	Installation d'un transformateur 150/36 kV à Rechterover (Gand)	219
9.4.11	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Beerse	219

9.4.12	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Petrol (Antwerpen Zuid)	220
9.4.13	Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Heze	220
9.4.14	Eisden	220
9.4.15	Beveren-Waas	220
9.4.16	Extension du poste Heinsch à deux jeux de barres	220
9.5	Tableau de synthèse des renforcements envisagés à plus long terme	221

Liste des figures et tableaux

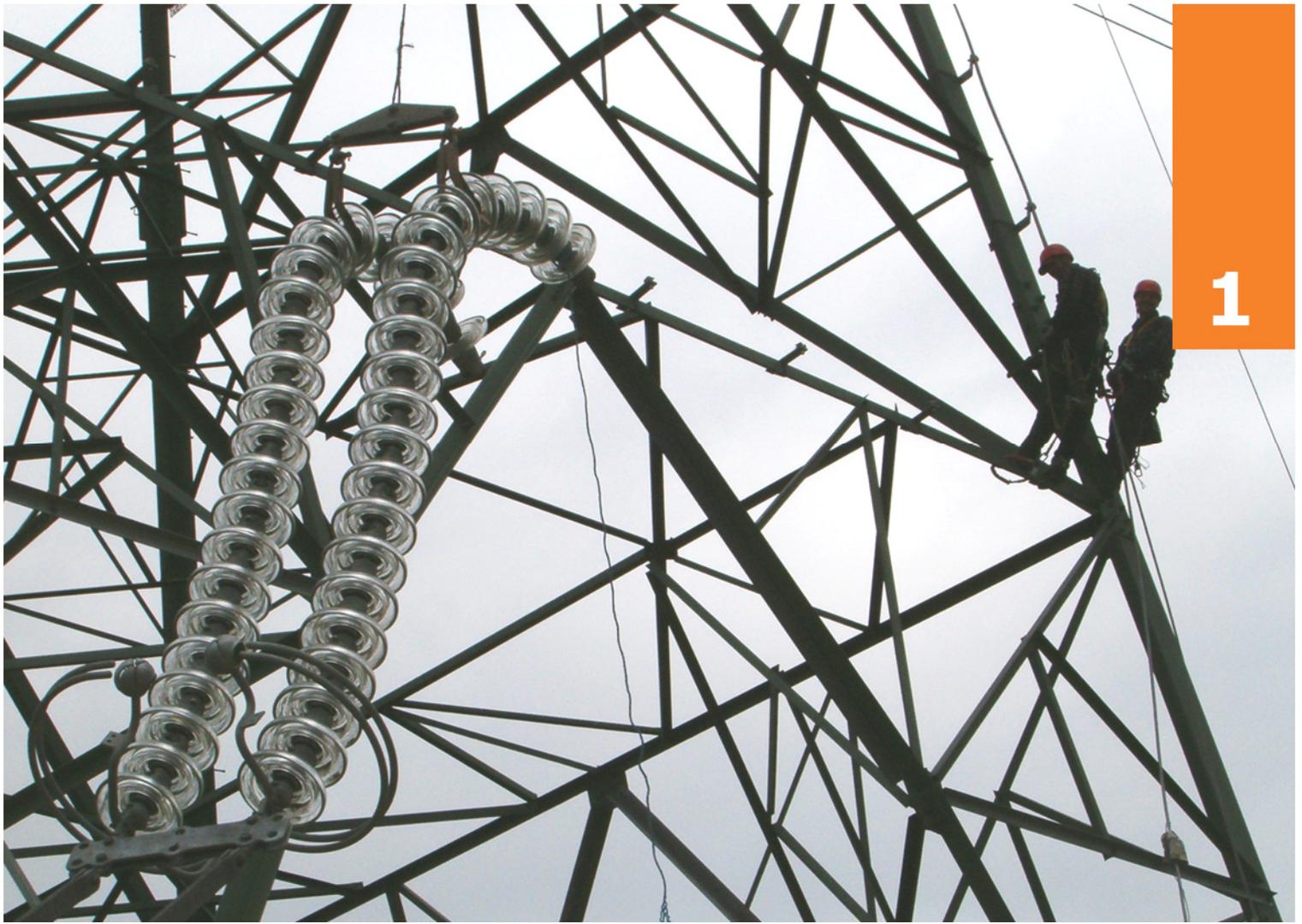
Tableau 1 : capacité nationale totale de sources d'énergie renouvelable figurant dans le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, utilisé comme référence pour le présent Plan de Développement.	9
Tableau 2 : Illustration du besoin du développement combiné des interconnexions et des capacités de production en Belgique pour limiter le degré de dépendance aux importations en 2020 (au minimum 5% du temps dans cette illustration).	12
Figure 3 (gauche): flux de transit à travers la Belgique en 2020, lorsque les productions éolienne et photovoltaïque fortement intégrées en Allemagne placeront ce pays en position exportatrice vers le Benelux, la France et le Royaume-Uni.	15
Figure 3 (droite): flux de transit à travers la Belgique en 2020, en l'absence de vent ou de soleil en Allemagne : la France fortement équipée en production nucléaire sera exportatrice vers le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni.	15
Figure 4 : investissement pour l'accueil des productions décentralisées et/ou à base de source d'énergie renouvelable à l'horizon 2020.	20
Figure 5 : investissement faisant suite à l'évolution de la consommation à l'horizon 2020.	22
Tableau 6 : synthèse des développements liés au réseau d'intérêt national du Plan de Développement 2010-2020.	26
Figure 2.1: Comparaison des flux électriques dans une situation de 2008 caractérisée par de faibles conditions de vent (schéma de gauche) et dans un scénario de forte intégration de production éolienne dans le Nord de la zone (schéma de droite).	53
Figure 2.2: pyramide des âges des capacités de production en service dans les pays de l'Union.	55
Tableau 2.3: développement des capacités de production dans l'Union suite à la politique énergétique européenne.	55
Figure 3.1: courbes de fréquences cumulées, par saison, de puissance moyenne horaire développée par une unité éolienne onshore en pourcentage de sa puissance nominale, pour une durée moyenne de production annuelle de 2000 heures.	72
Tableau 4.1: combinaison des variantes dans les scénarios.	82
Illustration 4.2 : aperçu de l'évolution des pourcentages de croissance de l'énergie demandée pour douze scénarios de l'étude prospective électricité.	88
Tableau 4.3 : évolution du PIB et de la valeur ajoutée par secteur à prix constants (en euros de 2005) pour la période 2005-2020, évolution en pour cent par an (variante haute).	89
Tableau 4.4 : évolution du PIB et de la valeur ajoutée par secteur à prix constants (en euros de 2005) pour la période 2005-2020 (variante basse).	90
Illustration 4.5 : prix internationaux des combustibles (en dollars US de 2005/équivalent baril de pétrole).	91

Illustration 4.6 : évolution des prix du carbone (en euros par tonne de CO ₂ , en euros de 2005).	92
Illustration 4.7 : évolution de la demande d'énergie électrique en Belgique entre 2005 et 2020 (variante haute et variante basse – TWh).	94
Tableau 4.8 : consommation finale d'électricité (GWh) 2005-2020, variante haute.	96
Tableau 4.9 : consommation finale d'électricité (GWh) 2005-2020, variante basse.	96
Tableau 4.10 : taux de croissance annuel de la consommation d'électricité par secteur (périodes 2005-2010 et 2010-2020).	97
Illustration 4.11 : perspectives concernant la puissance installée en sources d'énergie renouvelable selon différentes études.	99
Illustration 4.12 : perspectives concernant l'énergie sur la base des sources d'énergie renouvelable en 2020.	100
Illustration 4.13 : hypothèses relatives à la puissance installée en SER en comparaison avec 2008.	102
Illustration 4.14 : aperçu des concessions domaniales octroyées en mer du Nord (juillet 2011).	103
Illustration 4.15 : hypothèses relatives à la puissance installée d'éoliennes offshore en comparaison avec 2008.	104
Illustration 4.16 : hypothèses relatives à la puissance installée en éoliennes onshore en comparaison avec 2008.	105
Illustration 4.17 : hypothèses relatives à la puissance installée en panneaux solaires en comparaison avec 2008.	106
Illustration 4.18 : hypothèses relatives à la puissance installée pour des unités de production à partir de biomasse en comparaison avec 2008.	107
Illustration 4.19 : hypothèses relatives à la puissance installée de cogénération non SER en comparaison avec 2008.	108
Tableau 4.20 : dates de mise hors service prévues des unités nucléaires belges selon la législation en vigueur.	109
Illustration 4.21: hypothèses relatives à la puissance installée de moyens de production nucléaire.	109
Tableau 4.22 : nouvelles unités de production (ou augmentations de la capacité existante) qui sont considérées comme « définitives » dans le cadre de ce plan.	112
Tableau 4.23 : capacité supplémentaire en unités de production centralisée considérée dans les cinq variantes du plan.	112
Illustration 4.24 : capacité d'unités de production centralisée qui seront probablement mises hors service.	113
Illustration 4.25 : combinaison de variantes dans les scénarios.	114
Tableau 4.26 : nouvelles unités de production centralisée pour lesquelles une autorisation individuelle de production est d'ores et déjà délivrée et pour lesquelles les travaux de construction n'ont pas encore commencé fin août 2011.	114
Illustration 4.27 : Illustration du défi de la fiabilité au moment où les moyens de production renouvelable variable ne sont pas présents.	115

Illustration 4.28 : illustration de la méthode utilisée pour analyser la fiabilité du système.	116
Tableau 4.29 : résultats de l'analyse de fiabilité en prenant pour point de départ une autonomie pendant au moins 95 % du temps.	118
Tableau 4.30 : aperçu de la faisabilité de nouveaux moyens de production centralisée sur la base d'une analyse énergétique.	120
Illustration 4.31 : illustration du défi au niveau de la saturation au moment où les moyens de production renouvelable variable sont présents à 100 % et où les prélèvements sont faibles.	121
Tableau 5.1: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» du réseau de référence.	126
Tableau 5.1 (suite): état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» du réseau de référence.	127
Tableau 5.2: état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs du réseau de référence.	127
Tableau 5.2 (suite): état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs du réseau de référence.	128
Tableau 5.3: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» préconisés à l'horizon 2008.	130
Tableau 5.4: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» préconisés de manière optionnelle à l'horizon 2008.	130
Tableau 5.5: état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs préconisés à l'horizon 2008.	130
Tableau 5.5 (suite): état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs préconisés à l'horizon 2008.	131
Figure 5.6 : réseau de référence à l'horizon 2010.	135
Figure 6.1: statistique cumulative des capacités d'importation mises à disposition et leur utilisation par le marché sur la période 2007-2009.	141
Figure 6.2: statistique cumulative des capacités d'exportation mises à disposition et leur utilisation par le marché sur la période 2007-2009.	142
Figure 6.2: statistique cumulative des capacités d'exportation mises à disposition et leur utilisation par le marché sur la période 2007-2009.	142
Figure 6.6: illustration de la marge de sécurité pour la sécurité d'approvisionnement, à un moment de forte consommation (situation pointe d'hiver combinée avec la variante haute de la consommation, en cas de non-prolongation des plus anciennes centrales nucléaires du pays et d'absence de nouvelles unités de type centralisé) [édition septembre 2010].	146
Figure 6.7: illustration de la saturation du système à un moment de faible consommation (situation creux d'été combinée avec la variante basse de la consommation, dans l'hypothèse d'une forte intégration éolienne, produisant à pleine capacité, et de la prolongation des plus anciennes centrales nucléaires du pays) [édition septembre 2010].	147
Figure 6.9: flux de transit à travers la Belgique en 2020, selon les simulations opérées par ENTSO-E.	150

Figure 6.10: renforcements de la frontière sud étudiés en concertation avec le gestionnaire de réseau de transport français (RTE).	151
Figure 6.11: développements envisagés entre la Belgique et le Luxembourg.	152
Tableau 6.12: développements relatifs aux liaisons transfrontalières.	155
Tableau 7.1: potentiel en production d'électricité à base de source d'énergie renouvelable [MWe].	164
Figure 7.2: illustration des zones prioritaires pour le raccordement d'éoliennes en Région wallonne.	165
Tableau 7.3: investissements en vue de l'accueil de la production décentralisée en Région wallonne sur base de l'étude de potentiel Elia-ICEDD-APERe. Ces investissements sont conditionnés par la réalisation du potentiel dans les zones concernées.	166
Tableau 7.5: investissements en vue de l'accueil de la production décentralisée en Région flamande.	171
Tableau 7.6: renforcements nécessaires à l'intégration d'éoliennes offshore au réseau onshore.	173
Tableau 7.6 (suite): renforcements nécessaires à l'intégration d'éoliennes offshore au réseau on shore.	174
Figure 7.5: réseau existant, tracé Eeklo-Zeebrugge et localisation du poste à Zeebrugge.	175
Figure 7.7: schéma de raccordement à long terme à Zeebrugge pour les parcs d'éoliennes en mer du Nord.	177
Tableau 8.1: localisation favorable pour un raccordement au réseau 380 kV actuel.	185
Tableau 8.2: localisation favorable pour un raccordement sur le réseau 220/150 kV actuel.	185
Figure 8.3 : capacité d'accueil en production centralisée avec l'infrastructure existante.	186
Figure 8.4: situations actuelle et future minimale (fonction de la localisation effective des nouvelles centrales) dans la province du Limbourg et le nord de la province de Liège, conditionnées par la décision finale des candidats-producteurs.	188
Tableau 8.5: investissements préconisés pour l'accueil de production conventionnelle.	189
Tableau 8.6: investissements pour l'indépendance du parc de production.	193
Figure 9.1: représentation géographique des variantes de structure envisageables.	200
Tableau 9.2: projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).	213
Tableau 9.2 (suite): projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).	214
Tableau 9.3 (suite): projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).	215

Tableau 9.3: pistes indicatives de renforcements du réseau faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).	221
Tableau 9.3 (suite): pistes indicatives de renforcements du réseau faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).	222



1 Objet et contexte légal

Plan de développement
fédéral
2010-2020



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 kV, de gestionnaire du réseau de transport local en Wallonie, de gestionnaire du réseau de transport régional dans la région de Bruxelles-Capitale et de gestionnaire de réseau de distribution en Flandre, dans les trois cas pour les réseaux de 70 kV à 30 kV inclus¹⁹.

Elia est propriétaire de 100 % du réseau d'électricité à très haute tension (380 kV à 150 kV) et de quelque 94 % des réseaux à haute tension (de 70 kV à 30 kV) 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 marché libéralisé de l'électricité et le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique

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 et s'est poursuivie par la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, abrogeant la directive 96/92/CE.

La Belgique a transposé ces directives au niveau fédéral, notamment par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« Loi Electricité »).

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. Il n'a pas été jugé raisonnable, en effet, d'un point de vue financier, technique et environnemental, de développer ces réseaux dans une logique concurrentielle. 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 sa qualité de gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, Elia assure la gestion de l'infrastructure à haute tension et du système électrique et organise l'accès à son réseau pour tous ses utilisateurs sur une base transparente et objective. En tant que gestionnaire de réseau, Elia a trois missions principales.

¹⁹Etat 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 ;

Région Wallonne : licence du 17 septembre 2002 pour une durée de 20 ans ;

Région Bruxelles-Capitale : licence du 13 juillet 2006, pour une durée de 20 ans prenant fin le 26 novembre 2021.

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.

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

Grâce à son rôle unique et central sur le marché de l'électricité, Elia est également idéalement placée pour assumer un rôle de facilitateur de marché en Belgique et au niveau européen, notamment par sa contribution au développement du marché régional du Nord-ouest de l'Europe, un marché unique entre le Benelux, l'Allemagne et la France, qui constitue la région CWE (Central West Europe) et les 4 pays scandinaves (Nordic) et au-delà. Le couplage de ces marchés a été mis en place en novembre 2010. Son caractère innovant réside dans le lancement simultané de deux nouvelles initiatives : le couplage des prix dans la région CWE et le « Interim Tight Volume Coupling » (ITVC) entre la région CWE et la Scandinavie. Les consommateurs européens bénéficient ainsi d'une optimisation économique qui mène à une utilisation plus efficace du système électrique dans la région, à une convergence ou une égalisation des prix ainsi qu'à une plus grande prospérité et sécurité d'approvisionnement. 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 belge²⁰ et de la gestion des interconnexions internationales²¹.

L'adoption en 2009 du troisième paquet²² de mesures législatives en matière d'énergie (« troisième paquet européen ») constitue une évolution supplémentaire du contexte réglementaire européen.

Ce troisième paquet a pour objectif de compléter le cadre législatif existant afin d'assurer un fonctionnement optimal du marché intérieur pour tous les consommateurs, tout en participant à un approvisionnement en énergie plus sûr, compétitif et durable dans l'Union.

²⁰ Un de ces mécanismes consiste en la mise à disposition d'un « trading hub », c'est-à-dire une plateforme d'échange qui permet des transferts bilatéraux d'électricité sur une base quart-horaire.

²¹ 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 qui sera élargi dans le futur au marché britannique et de l'Europe du sud-est et du sud-ouest. Il s'agit de mécanismes de marché visant en général à promouvoir l'utilisation optimale de ces infrastructures.

²² La Directive et les deux règlements en matière d'électricité sont datés du 13 juillet 2009 et publiés au J.O. L211/1/15/55 du 14.8.2009.



En matière d'électricité, ces dispositions comprennent trois actes législatifs, dont une nouvelle directive Electricité, remplaçant les deux précédentes. Bien que le processus de transposition de cette directive soit toujours en cours, les orientations principales du troisième paquet européen constituent des éléments essentiels dans l'élaboration du présent Plan. Les dispositions du 3^{ème} paquet auraient dû être transposées en droit belge avant le 3 mars 2011. Vu l'absence de gouvernement fédéral de plein exercice depuis juin 2010, la transposition des directives du 3^{ème} paquet par une loi modifiant la Loi électricité du 29 avril 1999 a été retardée. Les discussions étaient toujours en cours à la date de rédaction de la version définitive du Plan de Développement.

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

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

1.3.1 Contexte légal relatif au Plan de Développement

Contexte légal

Les dispositions générales relatives à l'élaboration du Plan de Développement sont reprises dans la Loi Electricité 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 Electricité 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 d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union Européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens. A cet égard, il faut souligner qu'Elia introduit régulièrement des demandes de subsides auprès de la Commission européenne en vue de la réalisation de projets d'infrastructure contribuant aux objectifs fixés dans la Décision n° 1364/2006/CE du 6 septembre 2006²³.

La procédure d'établissement du Plan de Développement tient compte de la dernière étude prospective en vigueur établie par la Direction générale de l'Energie en collaboration avec le Bureau Fédéral du Plan. Moyennant due motivation, il peut également prendre en compte des documents issus de la procédure en cours en vue de l'adaptation périodique de l'étude prospective si elle est en cours.

Dans les neuf mois de la publication de la première étude prospective, le gestionnaire du réseau établit, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan, un projet de Plan de Développement. Celui-ci doit couvrir une période de 10 ans.

Le projet de Plan est soumis à l'avis du régulateur fédéral (CREG) et du ministre

²³ Décision n° 1364/2006/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie, L262/1, J.O. 22.9.2006.

compétent pour le milieu marin. Ses incidences environnementales sont ensuite évaluées, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006.²⁴

Au terme de cette évaluation, le gestionnaire du réseau prend en considération, dans le projet de Plan de Développement, les avis, observations, rapports et consultations 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'Energie, le ministre fédéral qui a l'Energie dans ses attributions approuve le Plan de Développement. A défaut de décision dans les deux mois de sa réception, le Plan de Développement est réputé approuvé.

Le Plan de Développement est établi pour la première fois dans les douze mois de l'établissement de l'étude prospective. Il sera ensuite adapté tous les quatre ans à dater de l'approbation par le ministre du Plan de Développement précédent.

Le délai de douze mois prévu pour l'établissement du plan est suspendu entre, d'une part, la date de l'élaboration du projet de répertoire nécessaire à l'évaluation des incidences du projet sur l'environnement en accord avec la loi du 13 février 2006 et, d'autre part, la date d'élaboration de la déclaration de la Direction générale de l'Energie ci-dessus visée à l'article 9 de l'Arrêté Royal du 20 décembre 2007.

Les nouvelles dispositions du « troisième paquet européen » précisent les missions dévolues aux gestionnaires de réseau de transport en matière de développement des infrastructures.

L'article 12 de la troisième directive Electricité précise que le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau, de répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, d'exploiter, d'entretenir et de développer, dans des conditions économiques acceptables, des réseaux de transport sûrs, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. En outre, le gestionnaire du réseau de transport doit contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport et une fiabilité du réseau adéquates. Il doit également gérer les flux d'électricité sur le réseau en tenant compte des échanges avec les autres réseaux interconnectés.

D'autre part, le troisième paquet européen²⁵ stipule que les gestionnaires de réseau européens établiront un Plan de Développement non contraignant à l'échelle de l'ensemble de la Communauté.

L'autorité de régulation a notamment pour mission de surveiller les plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport et de fournir une analyse de ces plans du point de vue de leur cohérence avec le Plan de Développement non contraignant de l'ensemble de la Communauté.

La première version du « Plan de Développement du réseau dans l'ensemble de la

²⁴ 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).

²⁵ Article 8 §3, point b du règlement (CE) n° 714/2009.



Communauté» est disponible sur le site de ENTSO-E²⁶. Une seconde version est actuellement en préparation et devrait être publiée en 2012.

Aperçu de la procédure suivie pour l'établissement du plan

Conformément aux dispositions légales reprises à la précédente section, Elia donne ci-après un aperçu chronologique des principales étapes suivies pour l'établissement de la version définitive du Plan de Développement.

- 15 décembre 2009: publication de l'« Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 » (ci-après dénommée « l'étude prospective électricité ») par la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie et le Bureau Fédéral du Plan ;
- 15 septembre 2010: envoi de la version provisoire du plan avec demande d'avis de la CREG ;
- 14 octobre 2010: réception de l'avis 994 de la CREG relatif au projet de Plan de Développement 2010-2020 de la S.A Elia System Operator ;
- 22 novembre 2010: réception de l'avis du Comité d'Avis SEA sur le projet de répertoire ;
- 18 février 2011: renvoi par Elia au Comité d'avis SEA du répertoire finalisé adapté sur base de l'avis sur le projet de répertoire du 22 novembre 2010 ;
- 20 avril 2011: annonce de la consultation publique sur le Plan de Développement sur le site du Portail belgium.be ;
- 28 avril 2011: annonce de la consultation publique au Moniteur belge ;
- 28 avril 2011: annonce de la consultation publique sur le site du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie ;
- 28 avril 2011: annonce de la consultation publique sur le site Elia.be ;
- 6 mai 2011: envoi, avec demande d'avis, du Plan de Développement et du rapport Evaluation stratégique environnementale, aux gouvernements des régions Flamande, Wallonne et de Bruxelles-Capitale ;
- 6 mai 2011: envoi, avec demande d'avis, du Plan de Développement et du rapport Evaluation stratégique environnementale, au Conseil fédéral de Développement Durable (CFDD) et au Comité d'avis SEA du SPF Santé Publique, Sécurité de la Chaîne Alimentaire et Environnement ;
- 16 mai 2011: date d'ouverture de la consultation publique pour une durée 60 jours;
- 6 juillet 2011: réception par Elia de l'avis du Comité Fédéral pour le Développement Durable adopté par son Assemblée générale du 24 juin 2011 ;
- 8 juillet 2011: réception par Elia de l'avis du Comité d'avis SEA adopté le 10 juin 2011 ;
- 8 juillet 2011: adoption par le gouvernement flamand de son avis sur le Plan de Développement fédéral 2010-2020 d'Elia ;
- 1^{er} août 2011: adoption par le gouvernement wallon de son avis sur le Plan de Développement fédéral 2010-2020 d'Elia ;
- 14 juillet 2011: clôture de la période de consultation publique ;
- 15 juillet au 31 août 2011: adaptation par Elia de la version initiale de son projet de plan et intégration des éléments issus de la réception des avis et de la consultation du public;
- 1^{er} septembre 2011: envoi par Elia de la version définitive du plan à la Direction

²⁶ Disponible pour le plan 2010 sur https://www.entsoe.eu/nc/system-development/tyndp-2010/?sword_list%5B%5D=TYNDP et disponible pour le plan 2012 sur https://www.entsoe.eu/nc/system-development/tyndp-2012/?sword_list%5B%5D=TYNDP

- Energie du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie, pour la rédaction de la déclaration accompagnant le plan ;
- 1^{er} septembre 2011: envoi par Elia de la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 au Ministre fédéral qui a l'énergie dans ses attributions.

1.3.2 L'articulation régionale

Elia dispose d'une licence de gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral, de gestionnaire de réseau de distribution (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. A ces titres, Elia est amenée à établir ce Plan de Développement ainsi qu'un Plan d'Investissements pour la Région flamande²⁷, un Plan d'Investissements pour la Région de Bruxelles-Capitale²⁸ et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne²⁹.

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 380 kV au 30 kV.

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

28 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.

29 Plan d'Adaptation prévu à l'art 27 de l'AGW 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.



2 Les enjeux et défis du développement du système électrique

Plan de développement
fédéral
2010-2020



2.1 Une politique énergie-climat ambitieuse

Objectifs stratégiques européens

Au niveau européen, la politique³⁰ relative à l'énergie et au climat s'appuie sur trois axes essentiels, qui sous-tendent l'élaboration de législations et règlements en la matière :

- accroître la sécurité d'approvisionnement (« Security of Supply ») ;
- assurer la compétitivité des économies européennes et la disponibilité d'une énergie à un coût abordable, notamment en poursuivant le développement du marché intérieur de l'électricité ;
- promouvoir la viabilité environnementale (durabilité) et lutter contre le changement climatique. A cette fin, une attention particulière est accordée à l'intégration des sources d'énergie renouvelable (SER).

Ces objectifs stratégiques ont été traduits, entre autres, par le biais de deux instruments législatifs adoptés courant 2009 : le « paquet énergie-climat » et le troisième train de mesures législatives en matière d'énergie (« troisième paquet européen »).

Le paquet énergie-climat

Dans le cadre de l'objectif stratégique de durabilité et de lutte contre le changement climatique, le paquet énergie-climat³¹ vise à la réalisation des objectifs suivants (objectifs 20/20/20), à l'échelle européenne, à l'horizon de l'année 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 totale 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.

Le paquet énergie-climat comprend des législations particulières permettant l'atteinte des objectifs dans différents domaines d'action :

- un système d'échange de quotas d'émission ;
- la réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ;
- le captage et le stockage du carbone.

En particulier, la directive³² 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. En Belgique, l'objectif est de disposer, à l'horizon 2020, d'une proportion de 13% de production d'énergie renouvelable par rapport à la demande 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

30 Voir entre autres la Communication de la Commission au Conseil Européen et au Parlement Européen: Une politique de l'énergie pour l'Europe (10 janvier 2007).

31 Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions 20-20-20 by 2020 - Europe's climate change opportunity, COM (2008).

32 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.

tertiaire et la 'petite' industrie³³.

Le troisième paquet européen

Dans le cadre des objectifs stratégiques de maintien de la sécurité d'alimentation, de compétitivité, de durabilité et de lutte contre le changement climatique, le troisième train de mesures législatives en matière d'énergie (troisième paquet européen) vise la poursuite du développement du marché intérieur de l'électricité, suite aux évolutions introduites depuis 1996 sous les deux premières directives.

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

- la « troisième directive électricité »³⁴ 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 précédent³⁵ 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 et 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.

En son article 12, la troisième directive électricité précise que le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau, de répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, d'exploiter, d'entretenir et de développer, dans des conditions économiques acceptables, des réseaux de transport sûrs, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. En outre, le gestionnaire du réseau de transport doit contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport et une fiabilité du réseau adéquates ainsi que gérer les flux d'électricité sur le réseau en tenant compte des échanges avec les autres réseaux interconnectés.

De plus, le troisième paquet européen³⁶ stipule que les gestionnaires de réseau européens, au sein d'ENTSO-E, établiront un plan décennal de développement non contraignant à l'échelle de l'ensemble de la Communauté (« Plan Européen à 10 ans »). Ce Plan européen à 10 ans comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios, des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production, les interconnexions régionales nécessaires du point de vue de la mise à disposition de capacité commerciale et au niveau de la sécurité d'approvisionnement ainsi qu'une évaluation de la souplesse du réseau.

L'autorité de régulation a notamment pour mission de surveiller les plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport et d'en fournir une analyse du point de vue de

33 Les gros industriels et la production électrique sont, quant à eux, visés par l'Emission Trading.

34 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.

35 Règlement 1228/2003.

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



leur cohérence avec le Plan européen à 10 ans.

Bien que le processus de transposition de ce troisième paquet européen soit toujours en cours, l'élaboration du présent projet de Plan de Développement du réseau de transport d'électricité s'inscrit dans le cadre des objectifs stratégiques de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité. En particulier, il se base autant que possible sur les conclusions du projet pilote³⁷ réalisé à l'initiative d'ENTSO-E relatif au Plan européen à 10 ans pour la période 2010-2020.

Politique énergétique belge

La politique énergétique belge³⁸ entend engager fermement la Belgique vers une économie moins énergivore et un mix énergétique diversifié, afin de rencontrer les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de maintenir un niveau équitable de prix tant pour les particuliers que pour les industriels, dans le respect des engagements européens pris dans le cadre du paquet énergie-climat.

A cette fin, le gouvernement prend plusieurs actions pour une meilleure maîtrise de la demande en énergie, encourage les investissements dans les énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne en mer du Nord, soutient les initiatives visant à développer le marché européen de l'électricité et à intégrer au mieux le système électrique belge avec ceux des pays limitrophes, notamment au sein du Forum pentalatéral ou de la North Sea Countries' Offshore Grid Initiative. Dans le cadre de l'élaboration du Plan de Développement, le gouvernement souhaite accorder une attention particulière au raccordement des parcs éoliens en mer, à l'intégration des productions décentralisées et aux investissements nécessaires à l'adaptation des réseaux aux nouvelles technologies de gestion du transport d'électricité (*smart grids*).

La transposition de la directive 2009/28/CE pour la Promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a déjà été transposée en droit belge dans la majorité de ses dispositions. A la date de rédaction de la présente version du Plan de Développement, seules quelques dispositions, notamment celle visant l'octroi de garanties d'origine pour la production d'électricité issue des éoliennes en mer, restaient en attente d'une approbation formelle.

Conformément à la Directive sur les renouvelables, le Plan d'Action national en matière d'énergies renouvelables de la Belgique, daté de novembre 2010, a été officiellement envoyé à la Commission européenne. Ce document détaille les moyens mis en œuvre au niveau belge pour atteindre l'objectif de 13% de consommation d'énergie d'origine renouvelable en 2020. Elia s'est appuyée sur les données de ce document précisant les estimations de production d'énergie renouvelable pour élaborer la version définitive de son plan. Les estimations sont détaillées à la section 4.4.

La transposition du troisième paquet européen initialement prévue pour mars 2011 a été retardée. Les discussions sont encore en cours au moment de la rédaction de la présente version définitive du plan.

Par ailleurs, après la Commission Ampère, en 2000, et la Commission 2030, en 2007, les huit experts nationaux et internationaux du groupe GEMIX ont rendu leur rapport sur le

37 Ten Year Network Development Plan 2010-2020. Disponible sur <http://www.entsoe.eu>

38 Note de politique générale – Climat et énergie – 3 novembre 2009.

mix énergétique idéal de la Belgique au Ministre belge de l'Energie. Ce rapport suggère entre autres la prolongation pour 10 ans des trois réacteurs nucléaires les plus anciens du pays. Sur cette base, le gouvernement fédéral a communiqué, en octobre 2009, son intention de réviser la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et de prolonger ainsi de dix ans la durée d'exploitation des trois réacteurs nucléaires les plus anciens en Belgique (Doel 1, Doel 2 et Tihange 1).

A la date de remise du présent document, la législation belge n'a cependant pas été adaptée en ce sens, de sorte que la fermeture programmée des trois réacteurs nucléaires en 2015 reste le seul scénario confirmé à la date de finalisation de cette version du plan. Des études sur la capacité de production disponible en cas de fermeture programmée des trois centrales sont néanmoins toujours en cours.

En effet, la décision de fermeture en 2015 fait l'objet d'analyses au regard de décisions récentes telles que la décision allemande de juin 2011 de fermer définitivement certaines centrales nucléaires à l'horizon 2022, la décision au niveau de la Commission européenne d'organiser des tests de résistance des centrales nucléaires installées sur le territoire de l'Union et, plus spécifiquement encore, les résultats des tests de résistance des centrales nucléaires belges de Doel et Tihange.

2.2 Conséquences pour le développement du système électrique

La réalisation des objectifs énergétiques et environnementaux belges et européens impose une plus grande intégration des marchés de l'électricité ainsi qu'une mutation en profondeur du parc de production européen. Cette transformation pourra tirer profit du besoin de renouvellement du parc de production relativement âgé aujourd'hui en place et pourra s'appuyer, notamment, sur les productions décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable (sections 2.2.1 et 2.2.2).

Cette transformation se traduira par une évolution conséquente de l'offre et de la demande d'électricité sur le marché intérieur de l'Union européenne et, par conséquent, des échanges d'énergie entre les pays.

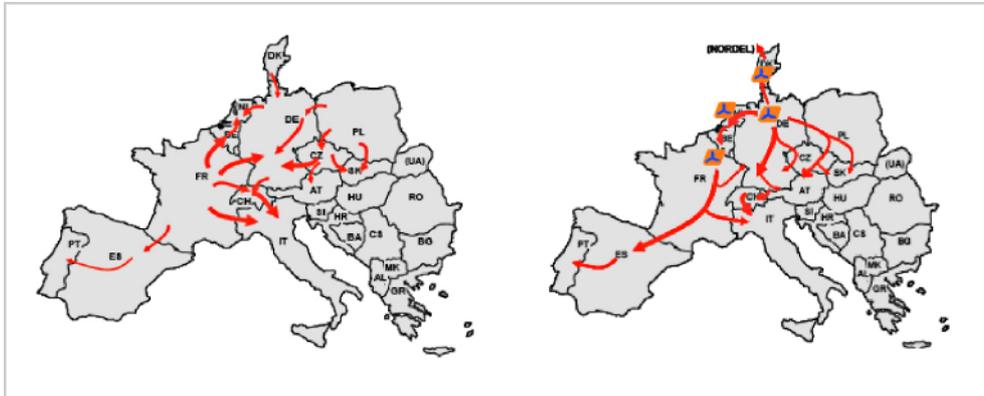
Si des productions décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable sont massivement déployées, le caractère changeant des flux physiques d'électricité à travers les pays de l'Union augmentera du fait du caractère variable de ce type de production (section 2.2.3).

La réalisation des objectifs énergétiques et climatiques devra être soutenue par le développement adéquat de nouvelles infrastructures de transport d'électricité et par l'optimisation de l'utilisation des réseaux, dans une logique de fiabilité, d'efficacité économique et de durabilité. Au niveau supranational, la coordination des solutions proposées par les gestionnaires de réseau de transport au sein d'ENTSO-E³⁹ est indispensable.

39 *European Network of Transmission System Operators for Electricity.*



Figure 2.1: Comparaison⁴⁰ des flux électriques dans une situation de 2008 caractérisée par de faibles conditions de vent (schéma de gauche) et dans un scénario de forte intégration de production éolienne dans le Nord de la zone (schéma de droite).



Par ailleurs, la libéralisation du marché de l'électricité s'est concrétisée par la séparation des activités de transport et de production d'électricité afin d'organiser une plus grande concurrence au niveau de l'énergie en tant que « commodity ». Ceci se traduit par des stratégies diversifiées selon les différents acteurs du marché. Ces stratégies, associées à des règles de marché changeantes, engendrent une plus grande incertitude au niveau du mix énergétique futur, d'une part, et au niveau de la localisation des unités de production qui seront mises en service ou hors service, d'autre part.

Dans ce contexte, le développement du réseau doit être pensé de façon robuste pour répondre aux besoins découlant des objectifs énergétiques et environnementaux, dans plusieurs scénarios d'évolution ou dans différents ensembles d'hypothèses (section 2.2.4).

De cette manière, viser la sécurité d'approvisionnement et l'intégration des marchés de l'électricité mène à combiner le développement de l'infrastructure :

- permettant l'accueil de différents types de production (centralisée, décentralisée, renouvelable) en différentes localisations ;
- axée sur la poursuite du développement des interconnexions.

Le développement du réseau devra aussi englober le renforcement local des infrastructures de transport pour supporter les zones où des augmentations de consommation sont prévues.

Enfin, pour être réellement effective, cette dynamique devra s'accompagner de mécanismes appropriés (en termes d'infrastructure physique, tarifaires, opérationnels et de marché) permettant la gestion des défis (sortant du cadre du présent Plan de Développement) que représentent :

- la cohabitation de nombreuses unités de production centralisée, souvent moins flexible, et d'un grand nombre d'unités de production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable, souvent variable et donnant lieu à des excédents temporaires de production à évacuer (saturation du système);
- le caractère variable de la production éolienne qui jouera un rôle crucial dans l'atteinte des objectifs climatiques (réserve et réglage des unités de production);
- l'intégration plus avancée du marché européen de l'électricité (mécanismes de marché,

⁴⁰ European Wind Integration Study (EWIS) – Reference Study towards a successful integration of wind power into European Electricity Grids – Cigré 2008.

etc.).

2.2.1 Transformation du parc de production européen et fonctionnement du marché

En matière d'investissement en capacité de production d'électricité, la dérégulation et la libéralisation du marché constituent une véritable révolution. Durant la seconde moitié du vingtième siècle, les systèmes électriques ont été construits selon une logique de planification fondée sur des prévisions de demande à long terme et sur des choix de politique énergétique nationaux. La structure des parcs de production était donc fortement influencée par les dotations en énergies primaires des différents pays.

Suite à la dérégulation et à la libéralisation du marché de l'énergie en Europe, le paysage de la production d'électricité a évolué vers une spécialisation du rôle des acteurs privés : l'électricité est devenue un bien commercial, vendu de gré à gré ou sur des marchés organisés à l'échelle européenne. Dans ce modèle, les décisions d'investissement sont dorénavant prises en fonction d'opportunités et de perspectives de rentabilité pour les producteurs au niveau européen.

Ces décisions sont complexes car elles s'accompagnent d'un grand nombre d'incertitudes qui les rendent particulièrement risquées : entre autres, des incertitudes sur le prix de vente futur de l'électricité, des incertitudes quant à l'économicité de l'apport des nouvelles unités dans la couverture de la demande, des incertitudes réglementaires, législatives à long terme et relatives aux autorisations nécessaires, le caractère variable de certains moyens de production, etc. Par ailleurs, ces décisions sont prises aujourd'hui indépendamment des questions de transport d'électricité.

Dans ce modèle concurrentiel, les producteurs d'électricité européens font face à des défis et des opportunités.

1. L'instauration de la concurrence, sur le segment de marché de la production, donne lieu à des opportunités de croissance pour les entreprises de production, par l'acquisition de parts de marché au-delà des frontières des pays où ils étaient jadis confinés.
2. Une part importante des capacités existantes de production nucléaire ou au charbon a été mise en service au début des années 80, voire avant. Un nombre significatif de ces unités devrait être remplacé avant 2020. Les projections actuelles indiquent par ailleurs que la demande finale en électricité continuera à augmenter, mettant en lumière des opportunités de croissance pour les producteurs actifs sur ce marché. Compte tenu de ces éléments, le développement de nouvelles infrastructures de production d'électricité dans l'Union européenne devrait s'élever à 360-390 GW sur la période 2005-2020 (soit près de la moitié de la capacité installée actuelle)⁴¹. Ces développements pourront s'opérer via des unités plus modernes, plus fiables et économiquement plus rentables.
3. La politique énergétique européenne requiert la transformation de la structure du parc de production, de manière à diminuer les émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre qu'il engendre. Le remplacement nécessaire des unités de production vieillissantes et les perspectives de nouvelles parts de marché offrent une opportunité pour redéployer un parc de production européen plus respectueux de l'environnement, par l'emploi de technologies modernes réduisant les émissions et par le recours à des sources d'énergie renouvelable (éolien, biomasse,...).

41 « Europe's Energy position: present & future », market observatory for energy, Report 2008.



Figure 2.2: pyramide des âges des capacités de production en service dans les pays de l'Union⁴².

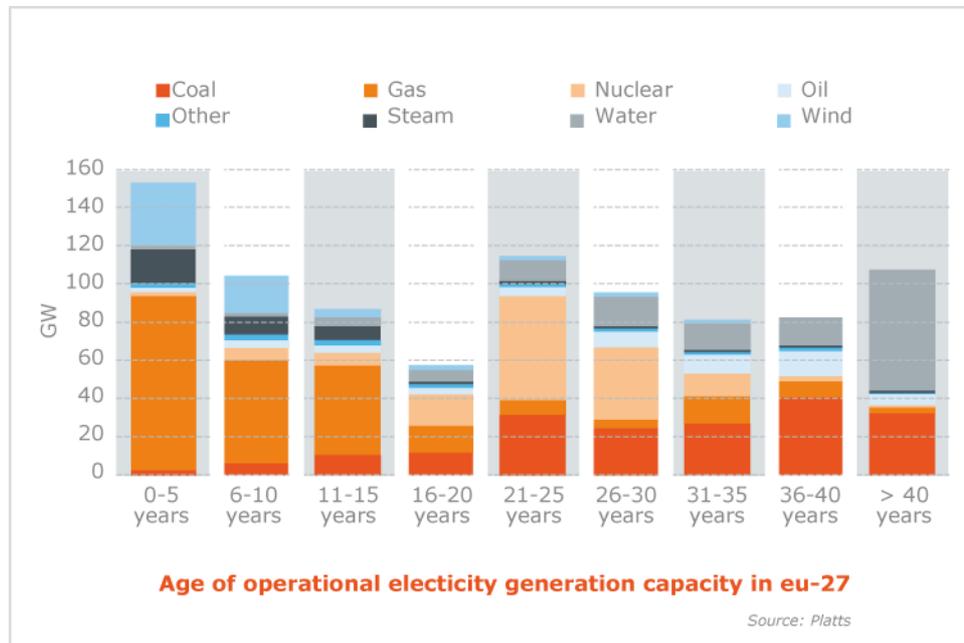


Tableau 2.3: développement des capacités de production dans l'Union suite à la politique énergétique européenne⁴³.

Capacity expansion (in GW) – New Energy Policy scenario

	2006-10		2011-15		2016-20		2005-2020	
Oil price	61\$/bbl	100\$/bbl	61\$/bbl	100\$/bbl	61\$/bbl	100\$/bbl	61\$/bbl	100\$/bbl
Total	131.4	134.9	112.6	120.5	113.6	133.2	357.6	388.6
Solids	8.5	8.9	33.1	35.7	6.1	14.2	47.7	58.8
Oil	2.9	3.5	1.8	2.4	0.9	1.1	5.5	7.0
Nuclear	0.7	0.7	3.9	3.9	2.8	5.1	7.4	9.7
Gas	60.5	60.3	16	16	13.1	17.4	89.5	93.8
RES	58	61.5	57.9	62.4	90.7	95.5	207.5	219.4

Sources Primes

N.B. : ces chiffres sont donnés à titre indicatif de manière à illustrer la dynamique de déploiement de la capacité de production à l'échelle européenne : ils ne seront pas discutés plus en détail dans le cadre de ce Plan de Développement.

Toutes ces raisons – des unités de production en place vieillissantes, la poursuite de la libéralisation du secteur électrique et les objectifs environnementaux belges et européens – laissent présager une transformation majeure du parc de production européen. Cette transformation se traduira par une évolution marquée de l'offre et de la demande d'électricité sur le marché intérieur de l'Union et, par conséquent, des échanges d'énergie entre les pays.

En tout état de cause, au vu du caractère déterminant des signaux de prix et du caractère risqué des décisions d'investissement en capacité de production, un mouvement cyclique

⁴² « Europe's Energy position : present & future », market observatory for energy, Report 2008.

⁴³ « Europe's Energy position : present & future », market observatory for energy, Report 2008.

de prix très élevés et de prix très bas (*boom and bust cycles*) pourrait être enclenché. Des investissements en capacité de production d'électricité sont incités par des pics de prix (*boom* induit par une période préalable de sous-investissements). Ce signal du marché suscitant souvent une réaction des acteurs du marché, cette phase de pics sera suivie par une période de prix bas (*bust* induit par une période préalable de surinvestissement) puisque les acteurs du marché auront tenté de préserver ou d'accroître leur part de marché.

Toutefois, si les producteurs d'électricité investissent dans des nouvelles unités, centralisées ou alimentées par des sources d'énergie renouvelable, celles-ci ne seront pas nécessairement localisées ou dimensionnées de façon à permettre leur raccordement au réseau de transport existant. L'accueil de ces unités de production nécessitera dès lors le développement du réseau de transport pour assurer la sécurité d'approvisionnement, si bien que le volume d'investissement nécessaire en la matière devrait suivre lui aussi un cycle *boom and bust*.

Pour ce faire, le gestionnaire du réseau de transport, dont les activités sont séparées des activités de production, devrait être informé suffisamment à l'avance de l'emplacement précis des nouvelles unités de production projetées de manière à prévoir en temps opportun les adaptations du réseau adéquates pour les accueillir.

2.2.2 Cas particulier : l'intégration de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable

Un point particulier relatif à la transformation du parc de production concerne les productions à base de sources d'énergie renouvelable, les autoproductions et, de façon générale, les productions décentralisées.

Les productions à base de sources d'énergie renouvelable (éoliennes, panneaux solaires,...) joueront un rôle de premier plan dans l'atteinte des objectifs climatiques à l'échelle du pays et de l'Union.

En raison des signaux donnés par les niveaux de prix, des mécanismes de soutien mis en place aux niveaux européen, fédéral et régional et des avancées technologiques en la matière, on attend une accélération des projets d'autoproduction et/ou de production décentralisée, à base de sources d'énergie renouvelable, à la fois par les consommateurs industriels et par les particuliers.

Le raccordement de productions décentralisées peut engendrer des besoins de renforcement du réseau de transport d'électricité. Ces investissements dépendent surtout des possibilités de contrôle de ces productions, de leur ampleur, de leur caractère variable et du niveau de tension auquel elles seront raccordées.

D'une part, la production décentralisée, si elle est raccordée en moyenne tension, peut être destinée aux consommateurs finals via le réseau de distribution. De cette manière, le réseau de transport est localement soulagé suite à une diminution de la quantité d'énergie qui y transite. Toutefois, l'arrivée de ces unités ne se traduit pas toujours par le report ou la disparition des besoins en renforcement du réseau. Etant donné le caractère souvent variable de ce type de production, Elia doit dimensionner le réseau (à tous les niveaux de tension qu'elle gère, c'est-à-dire à la fois pour le réseau de transport 380-220-150 kV et pour les réseaux de 30 à 70 kV) de manière à maintenir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals.



D'autre part, le raccordement de la production décentralisée, si elle n'est pas dimensionnée au niveau local de consommation, peut mener à une production supérieure aux besoins de consommation dans certaines zones du réseau. Elia doit alors veiller à l'acheminement du surplus de production, via son réseau, vers d'autres lieux de consommation. Le réseau de transport d'électricité doit dès lors être doté d'une capacité suffisante pour évacuer cet excédent local de production d'électricité.

Bien qu'ils mènent à une diminution globale du volume d'énergie transportée par le réseau, les raccordements de la production décentralisée, qu'ils soient réalisés ou non en moyenne tension, peuvent donc amener le gestionnaire du réseau de transport à renforcer ou à étendre son réseau.

Comme pour le raccordement des unités de type centralisé, le gestionnaire de réseau de transport devra connaître suffisamment à l'avance l'emplacement précis des unités de production projetées de manière à prévoir en temps opportun les adaptations du réseau nécessaires pour les accueillir. Pour limiter l'incertitude quant à la localisation de ces futures unités, le gestionnaire du réseau de transport a établi, en collaboration avec des organismes spécialisés en la matière, une cartographie du potentiel en production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable.

2.2.3 La gestion du caractère variable de la production à base de sources d'énergie renouvelable et la question de la saturation du système

Le caractère variable de la majorité des unités de production à base de sources d'énergie renouvelable demandera, si elles sont massivement déployées, la mise en place de mécanismes (physiques, opérationnels, tarifaires et/ou de marché) permettant l'équilibre nécessaire entre l'offre et la demande d'électricité.

Cette modification structurelle engendre de nouveaux défis pour assurer à tout moment cet équilibre entre l'offre et la demande.

D'une part, elle influence les besoins en réserves primaire, secondaire et tertiaire dont le gestionnaire du réseau de transport devra disposer. La détermination du volume adéquat de telles réserves soulèvera différentes questions qui sortent du cadre de ce plan mais qui sont étudiées par le gestionnaire du réseau de transport. Citons par exemple :

- Quel volume de réserves sera nécessaire pour compenser la variabilité non contrôlable (chute de la vitesse du vent, diminution du niveau de luminosité, etc.) de la production à base de sources d'énergie renouvelable et pour maintenir l'équilibre production-consommation d'électricité ?
- Les unités de type centralisé seront-elles disponibles (techniquement et économiquement) pour assurer ces services de réserve si les unités à base de sources d'énergie renouvelable ne sont plus à même de maintenir l'équilibre production-consommation d'électricité (chute de la vitesse du vent, diminution du niveau de luminosité, etc.) ?
- En combinaison avec l'impact des productions variables et la mise hors service annoncée de certaines unités aujourd'hui dédiées aux réserves, quelle sera l'influence de la taille et du nombre des nouvelles unités de type centralisé (pour les machines CCGT 400-500 MW) aujourd'hui projetées sur le dimensionnement de ces réserves ?
- Les caractéristiques techniques du parc de production offrent-elles la flexibilité nécessaire pour suivre la courbe de la demande en toutes circonstances ? les nouvelles unités du parc de production seront-elles aptes techniquement à fournir des services systèmes ?

- La rigidité du planning de révision de certaines unités de production ne peut-elle pas provoquer des situations difficiles à certaines périodes de l'année ?
- Dans quelle mesure le parc de production est-il robuste face à de fortes chutes de tension ou à des fluctuations de fréquence ? Le système électrique peut-il suffisamment faire face à des incidents (du côté de la production comme du côté du réseau) ?
- Quel rôle pourra jouer la production décentralisée dans la gestion de la demande ? Ce type de production pourra-t-il fournir des services système ?
- Dans quelle mesure l'extension des zones de réglages ou l'achat des services système en dehors de la zone de réglage peuvent-ils être considérés pour répondre à cette problématique ?

Des incitants économiques et/ou des impositions réglementaires pourront, le cas échéant, orienter l'évolution du parc de production et répondre de façon adéquate à ces différentes questions.

D'autre part, la cohabitation de nombreuses unités de production centralisées souvent moins flexibles et d'un grand nombre d'unités de production décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable, au caractère variable souvent marqué, amène d'autres questions qui font également l'objet d'études approfondies :

- Le parc de production centralisé a-t-il la flexibilité technique nécessaire pour diminuer son niveau production dans une situation d'augmentation prononcée du volume produit par la production variable, en particulier dans des périodes de faible consommation d'électricité ?
- Comment absorber l'éventuelle surproduction par rapport à la demande si le volume des moyens de production à caractère variable vient à augmenter considérablement ?

Ces dernières considérations laissent présager une saturation du système qui donnera lieu à des excédents temporaires de production à évacuer hors de la zone de réglage, voire à stocker si la technologie et d'autres facteurs décisifs le permettent, à terme, à grande échelle. D'une part, les interconnexions pourront être renforcées pour faire face à ce phénomène. D'autre part, les opportunités de flexibilisation du parc de production centralisé pourront être analysées en profondeur pour compléter la réponse à cette problématique.

2.2.4 L'anticipation de différents futurs possibles, le maintien de la sécurité d'approvisionnement et la poursuite de l'intégration du marché de l'électricité

La libéralisation du marché de l'électricité a mené à la séparation des activités de transport et de production d'électricité afin d'organiser une plus grande concurrence sur le marché de l'énergie. Ceci se traduit par des stratégies diversifiées selon les différents acteurs du marché. Ces stratégies, associées à des règles de marché mettant en place la concurrence, engendrent une plus grande incertitude au niveau du mix énergétique futur et au niveau de la localisation des unités de production qui seront construites ou déclassées.

Dans le chef du gestionnaire du réseau de transport, ces incertitudes se concrétisent par une faible visibilité sur la mise en service ou hors service d'unités de production:

- le Règlement Technique impose aux producteurs d'annoncer la mise hors service d'unités au plus tard 12 mois à l'avance⁴⁴, délai incompatible avec le temps nécessaire

⁴⁴ Selon l'article 38 de l'Arrêté Royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du



- pour le développement de l'infrastructure de réseau (jusqu'à 15 ans pour les lignes et câbles) qui pourrait être requis pour faire face à ces fermetures de centrales;
- le gestionnaire de réseau dispose d'une liste relativement importante de projets de construction de nouvelles centrales en cours de préparation. La réalisation de la totalité de ces projets n'est pas, a priori, économiquement réaliste. L'expérience accumulée à ce sujet laisse plutôt supposer que bon nombre de ces projets ne se concrétiseront pas. La longueur des procédures de permis et les mouvements de fusion-acquisition constituent aussi souvent un facteur de ralentissement supplémentaire.

De plus, la modification ou non de la législation instaurant la prolongation pour 10 ans des trois plus anciens réacteurs nucléaires belges, sur base du rapport du groupe GEMIX, augmente le degré d'incertitude lié à l'évolution du parc de production en Belgique.

Cette situation amène le gestionnaire du réseau de transport à envisager le développement futur du réseau de façon robuste et efficiente pour répondre aux besoins découlant des objectifs énergétiques et environnementaux, dans différents ensembles d'hypothèses.

D'une part, l'arrivée de nouvelles unités de production en Belgique, si elle se concrétise, participera à la sécurité d'approvisionnement du pays et à la liquidité du marché. Le gestionnaire du réseau de transport doit alors étudier les trajets de renforcement du réseau de transport nécessaires à l'accueil et l'intégration de nouvelles unités, d'une manière à la fois efficiente et robuste pour octroyer un accès de qualité au réseau si les projets se concrétisent, et flexible, de manière à être revus en tout ou en partie en fonction de l'évolution des différents projets.

D'autre part, l'application directe de la méthodologie établie au sein d'ENTSO-E (décrite de manière détaillée à la section 4.7 de ce plan) pour l'analyse de l'adéquation du système électrique attire l'attention sur une possible augmentation de la dépendance aux importations d'électricité pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays, dans l'hypothèse où trop peu de nouveaux projets de production se matérialisaient dans le pays.

Sur base de ce constat et forte de sa volonté de poursuivre l'intégration du marché européen, Elia donne une place de premier choix au renforcement des interconnexions dans la planification du réseau de transport.

Par ailleurs, au niveau supranational, la supervision coordonnée de l'évolution de la sécurité d'approvisionnement par les gestionnaires de réseau au sein d'ENTSO-E est indispensable. Grâce à cette coordination, un pays dépendant des importations pour sa sécurité d'approvisionnement peut juger de la disponibilité au moment opportun d'unités de production dans d'autres pays voisins.

Dans tous les cas, l'évolution du parc de production nucléaire belge a une influence potentiellement significative sur l'évolution à venir de la sécurité d'approvisionnement du pays. Elia appelle dès lors à une clarification quant à la décision de prolongation ou non des trois plus anciennes centrales nucléaires en Belgique de manière à planifier et mettre en œuvre les développements du réseau de transport adéquats pour le maintien de la

réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, l'utilisateur du réseau qui envisage de mettre en service ou de déclasser une unité de production raccordée au réseau, notifie au gestionnaire du réseau, au plus tard douze mois avant la réalisation effective de cette mise en service ou de ce déclassement, les données de planification spécifiées à l'article 398 du même Arrêté Royal.

sécurité d'approvisionnement du pays.

2.3 Des défis et des opportunités

Si cela permet de contribuer à la réalisation des objectifs climatiques et environnementaux, le développement du réseau pourra par ailleurs tirer avantageusement profit des dernières avancées technologiques (*ICT, FACTS, PST, liaisons à courant continu, conducteurs à haute performance, smart metering & smart grid, dynamic line rating, etc.*) et de synergies potentielles avec le programme de remplacement d'équipements mis en œuvre pour maintenir le réseau à un très haut niveau de fiabilité. Dans les deux cas, ces investissements devront pouvoir être financés. L'obtention des autorisations et l'acceptation sociale nécessaires à leur mise en œuvre sont également impératives, particulièrement pour la construction de nouvelles liaisons.

2.3.1 Des opportunités technologiques

Les progrès technologiques apportent de nouvelles réponses aux exigences de développement du réseau. A titre d'exemple, citons :

- les *Flexible AC Transmission Systems* ou *FACTS* (incluant les déphaseurs) qui permettent une augmentation de la sécurité, de la capacité et de la flexibilité du réseau électrique. Ces techniques, qui permettent de modifier la répartition naturelle des flux dans le réseau, peuvent être utilisées pour augmenter la capacité du système existant, à un coût économique et environnemental moindre comparé à la construction de nouvelles liaisons ;
- des nouveaux types de conducteurs dits à *haute performance*. Le cœur de ces conducteurs est fait de matériaux composites entourés de fils conducteurs en aluminium. Ces conducteurs permettent une plus grande capacité de transport (à plus haute température, impliquant une plus faible dilatation) que les conducteurs traditionnels. Utilisé en remplacement de conducteurs existants, ce nouveau type de conducteurs permet l'augmentation de la capacité de transport de lignes sans pour autant nécessiter le renforcement des pylônes qui les soutiennent ;
- les techniques de *flexible line management*, permettant d'évaluer et d'adapter la capacité de transport des lignes en fonction de facteurs externes (comme la température extérieure) et de la situation mécanique réelle des conducteurs.

Si elles présentent un avantage technique, économique ou environnemental, ces techniques pourront être prises en considération dans le cadre de la planification du réseau.

2.3.2 Des synergies potentielles

La Belgique peut sans aucun doute être considérée comme un des pays européens où la qualité de l'approvisionnement en électricité est la meilleure. Ce résultat est le fruit d'une stratégie de maintenance des équipements et d'une démarche de remplacement de l'infrastructure dont la fiabilité est réduite.

Des synergies peuvent être recherchées entre investissements de renforcement et investissements de remplacement. Par exemple, les investissements de remplacement peuvent être prioritairement mis en œuvre dans les installations dans lesquelles un renforcement de réseau doit être réalisé. Des projets isolés peuvent toutefois être envisagés selon l'urgence des travaux. Cette approche suppose un planning flexible des investissements de remplacement.



2.3.3 L'acceptation sociale et le cadre administratif des permis nécessaires à la réalisation des travaux

La construction de nouvelles infrastructures de transport d'électricité nécessite des permis et autorisations. Leur processus d'obtention se complexifie, leur durée et leur issue sont par ailleurs peu prévisibles. Une fois délivrés, ces permis sont en outre parfois attaqués en justice par des riverains ou des entreprises et, partant, dans certains cas annulés par les tribunaux.

Une simplification des procédures d'obtention des permis est essentielle, certainement pour les projets d'intérêt européen. Dans ce cadre, Elia fait référence aux mesures annoncées par la Commission Européenne pour l'automne 2011 dans le cadre de son « *infrastructure package* ». Ces mesures concerneront entre autres l'introduction d'un « *one stop shop* » et d'un délai maximum pour l'obtention des autorisations.

En général, Elia plaide pour l'intégration des différentes procédures distinctes (révision de plan de secteur, études d'incidences, permis d'environnement, permis d'urbanisme, permis d'énergie, etc.) dans une seule procédure. Au niveau fédéral, cela se traduirait par une révision et une simplification de la loi du 10 mars 1925 et, notamment, par la conclusion d'un accord de coopération entre l'état fédéral et les régions en ce qui concerne la délivrance des permis de voirie et des déclarations d'utilité publique via un guichet unique au niveau des régions.

En outre, l'intérêt général des projets qui figurent dans le Plan de Développement devrait toujours être reconnu par les parties prenantes impliquées dans les procédures d'octroi de permis. En effet, le gestionnaire du réseau de transport doit souvent faire face à des oppositions de la part de groupes de personnes ou des citoyens isolés. Cette opposition se manifeste généralement dans le cadre des procédures d'obtention de permis et traduit l'effet NIMBY ("*Not in my backyard*") : le public accepte le principe du besoin en infrastructures d'électricité mais rejette l'implémentation de celles-ci dans son voisinage direct. Cette opposition est motivée par des raisons diverses, telles les incidences visuelles des installations, la crainte des champs magnétiques ou les nuisances sonores.

La question des champs électromagnétiques

Les installations électriques - les liaisons à haute tension mais également les lignes de distribution d'électricité et les appareils ménagers - produisent des champs électrique et magnétique.

En ce qui concerne le champ électrique produit par des liaisons à haute tension, des normes figurent dans le RGIE⁴⁵. En ce qui concerne le champ magnétique, il n'existe pas de norme belge. Des recommandations du Conseil Européen et de l'ICNIRP⁴⁶ établissent une valeur maximale de 100µT pour une exposition permanente.

Cette valeur n'est jamais dépassée en-dessous ou au-dessus des liaisons à haute tension. Cependant, des études épidémiologiques ont mis en évidence un lien statistique faible entre la leucémie infantile chez des enfants de moins de 15 ans et une exposition à long terme à des valeurs moyennes de champ magnétique supérieures à 0,4µT. Ceci n'a pas donné lieu à une révision des recommandations européennes et internationales.

45 *Règlement Général des Installations Electriques.*

46 *International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection.*

En France et en Allemagne, la valeur d'exposition maximale de 100 μ T a été transposée en droit national.

La recherche scientifique n'étant pas en mesure de prouver qu'il n'y a pas d'impact sur la santé, l'inquiétude de la population se traduit par beaucoup de résistance vis-à-vis des nouvelles infrastructures de transport d'électricité. En l'absence de normes, chaque autorité interprète le principe de précaution à sa façon sur base des dossiers individuels, sans nécessairement tenir compte du surcoût des solutions imposées, des délais de mise en œuvre que celles-ci sous-tendent ou de la diminution de la fiabilité qu'elles engendrent.

Elia tient compte de cette préoccupation du public en évitant, dans la mesure du possible, les zones d'habitat et en appliquant des solutions techniques qui réduisent le champ magnétique. En outre, des calculs de champ magnétique sont toujours inclus dans les rapports ou notices d'incidences environnementales joints aux dossiers de demande de permis pour des nouvelles liaisons. Cependant, le choix d'un tracé reste délicat même dans des zones agricoles car Elia n'a pas de droit d'expropriation et ne peut donc pas imposer le passage d'une nouvelle liaison à des coûts raisonnables.

2.3.4 Un cadre réglementaire actuel inscrit dans un scénario « Business as usual »

Le cadre réglementaire actuel relatif au financement des investissements, défini par l'Arrêté Royal du 8 juin 2007, s'inscrit en grande partie dans un contexte de poursuite des activités du gestionnaire du réseau de transport dans la lignée des activités menées dans le passé (scénario "Business as usual").

A l'avenir, les investissements relatifs aux objectifs européens imposés aux États membres en application de la politique énergétique européenne devraient se multiplier. Ces investissements sortent évidemment d'un tel scénario "Business as usual" en Belgique et en Europe.

Si le mécanisme de financement actuel, basé en partie sur les amortissements de l'infrastructure existante, permet au gestionnaire du réseau de transport de développer et de gérer son réseau de manière sûre, fiable et durable, il ne permet en revanche pas de réaliser en sus tous les investissements en dehors de ce scénario « business as usual ».

Le financement de ces nouveaux investissements devra être identifié dans le cadre tarifaire.



3 L'approche du développement du réseau

Plan de développement
fédéral
2010-2020



3.1 Quatre axes de développement du réseau

Bien que le processus de transposition du troisième paquet européen soit toujours en cours, l'élaboration du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité s'inscrit déjà dans le cadre des objectifs stratégiques européens en matière de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité. En particulier, il se base autant que possible sur les conclusions du projet pilote réalisé par ENTSO-E relatif au Plan européen à 10 ans pour la période 2010-2020 (« *Ten Year Network Development Plan* »).

Dans ce contexte, Elia articule le Plan de Développement de son réseau autour de quatre axes :

1. le développement des interconnexions ;
2. l'intégration de productions décentralisées et/ou à base de sources d'énergie renouvelable ;
3. l'accueil d'unités de production centralisée ; et
4. le renforcement du réseau pour répondre à l'évolution de la consommation d'électricité.

3.1.1 Le développement des interconnexions

Le développement des interconnexions revêt une importance particulière dans le développement du réseau. Ces liaisons internationales sont essentielles à cinq égards.

Développer le marché européen de l'électricité

Les interconnexions internationales constituent un élément essentiel dans la mise en concurrence des producteurs et la réalisation de l'intégration des marchés européens de l'électricité.

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia est chargée de la gestion de ses interconnexions internationales et exécute en particulier les tâches suivantes:

- dans son rôle de gestionnaire des infrastructures, Elia procède à des renforcements de ses infrastructures transfrontalières ou à la construction de nouvelles interconnexions;
- dans son rôle de facilitateur de marché, Elia met en œuvre différents mécanismes de marché visant à assurer l'utilisation optimale de ces infrastructures.

Améliorer la fiabilité globale du système

Les interconnexions constituent un élément-clé pour assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau européen de manière fiable, durable et efficace.

Elles sont indispensables à la fiabilité globale du système dans la mesure où elles permettent le secours mutuel entre pays. Elles rendent possible l'adéquation production-consommation en permettant des échanges d'énergies entre pays occasionnellement importateurs et exportateurs d'électricité, dans des situations où la production indigène s'avère insuffisante pour des raisons techniques ou économiques.

Ceci permet une mutualisation des réserves de production à l'échelle européenne (une fraction bien moins importante de chaque unité de production doit être « réservée » à la sécurité d'approvisionnement au sein de chaque zone de réglage) et donc une réduction des coûts qui y sont liés par l'optimisation des parcs de production européens.

Participer à la diversification de l’approvisionnement européen

Les interconnexions contribuent de manière significative à une diversification accrue de l’approvisionnement en donnant accès à une gamme plus variée de moyens de production au sein des pays de l’Union et au-delà. Ceci était d’ailleurs jusqu’ici un des principaux moteurs du développement et du renforcement des infrastructures d’interconnexion.

Soutenir l’atteinte des objectifs environnementaux européens

Les objectifs en termes d’utilisation des énergies renouvelables fixés au niveau européen vont donner naissance à une intégration massive de nouvelles productions alimentées par des sources d’énergie renouvelable, en particulier éolienne, à l’échelle européenne.

Chaque pays membre de l’Union ne disposant pas du même potentiel dans les mêmes énergies, certains types de production à base d’énergie renouvelable seront plus concentrés 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, ce phénomène devra être accompagné 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 d’importer les déficits de production indigène qui pourraient survenir.

3.1.2 L’accueil de la production décentralisée et/ou utilisant des sources d’énergie renouvelable

En support à la politique européenne énergie-climat, Elia prête une attention particulière aux raccordements de la production décentralisée alimentée par des sources d’énergie renouvelable. La stratégie proposée dans le cadre du Plan de Développement vise à la réalisation des objectifs climatiques et environnementaux du pays concernant le développement de la production renouvelable ainsi qu’à l’efficacité économique.

Il est ainsi souhaitable de raccorder les productions dans des zones géographiques bénéficiant d’infrastructures linéaires de transport d’électricité (lignes, câbles) de capacité suffisante. Etant donné le potentiel important de raccordement au réseau existant ne nécessitant pas d’investissement dans de nouvelles liaisons, cette approche permet l’atteinte des objectifs en un temps limité et l’utilisation efficace du réseau de transport aujourd’hui en place.

Cette approche ne permet cependant pas de couvrir l’ensemble des besoins et d’autres raccordements de production peuvent être envisagés.

D’une part, des raccordements avec accès flexible permettent à Elia d’accepter le raccordement de productions prévues dans des zones moins favorables du point de vue du réseau, sous condition de la mise en place d’outils de modulation de ces unités durant des périodes critiques pour la sécurité du réseau. Par exemple, les unités raccordées de la sorte se verraient imposer des limitations de production au cas où la fiabilité d’alimentation serait mise en péril.



D'autre part, sur base de considérations techniques et économiques, des renforcements du réseau pourront être prévus pour lever, à terme, le caractère flexible des raccordements accordés. Les délais d'obtention des permis et autorisations pour le développement de liaisons dans le réseau pèsent souvent sur leur planning de réalisation ; il serait dès lors idéal de regrouper et d'orienter les unités de production en question dans les zones géographiques identifiées a priori et pour lesquelles le réseau de transport pourrait être dimensionné de façon adéquate.

Dans l'intérêt du consommateur final, les renforcements présentant le meilleur rapport "potentiel de MWh raccordables/coût à consentir" devraient être envisagés en priorité. Une telle approche ne peut toutefois pas être appliquée sur base des demandes effectives de raccordement émises par des candidats producteurs. Le temps nécessaire à la construction des infrastructures de transport essentielles aux raccordements et la durée d'obtention des permis nécessaires à ces travaux sont en effet souvent incompatibles avec les exigences de délais exprimées dans ces demandes.

Pour lever cette contrainte, Elia réalise, en concertation avec des organismes spécialisés, une analyse du potentiel de production décentralisée (éolien, photovoltaïque, cogénération, hydraulique) des différentes régions. Sur cette base, les autorités peuvent contribuer au développement rapide, efficace et économique de ce type de production en prenant part à une politique à moyen et long terme qui précise aux promoteurs de projets de production comme aux gestionnaires de réseau concernés quelles zones géographiques sont désignées pour le déploiement de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable.

Si les autorités participent et marquent leur soutien à cette approche, la démarche d'intégration de la production décentralisée et/ou à base d'énergie renouvelable s'opérera sur une base gagnant-gagnant :

- les promoteurs de projets dans ce type de production obtiennent une vue claire quant aux possibilités de raccordement à terme au réseau ;
- si nécessaire, les gestionnaires de réseau d'électricité pourront renforcer leurs infrastructures pour raccorder la production décentralisée spécifiquement dans ces zones, avec une vue à long terme sur la pérennité des investissements consentis dans les réseaux, qui sont in fine portés à charge des utilisateurs du réseau c'est-à-dire des consommateurs.

Enfin, les productions décentralisées peuvent être très dispersées dans une région si bien que des infrastructures combinées distribution et transport doivent être développées. La collaboration entre Elia et les gestionnaires de réseau de distribution concernés joue un rôle capital dans la mise au point de solutions optimales, tant sur le plan technique qu'économique, pour l'ensemble de la communauté.

Le cas particulier des parcs d'éoliennes en mer du Nord

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 TWh /an⁴⁷, c'est-à-dire 5 à 6% de la demande totale d'électricité ou encore, tel qu'exprimé lors du Printemps de l'Environnement, quelque 10% de l'ensemble de l'objectif « renouvelables » à l'horizon 2020 pour la Belgique, est au centre des questions de

⁴⁷ http://www.printempsdelenvironnement.be/FR/les_ateliers/climat_et_energie/sujets_abordes/groupe_de_mesures_1_developpement_de_l_eolien_off_shore.html

développement du réseau.

3.1.3 L'accueil d'unités de production centralisée

Les projets d'établissement 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 européennes actuelles, construites avant 1980 et bientôt en fin de vie, par de nouvelles unités plus efficaces et plus fiables.

3.1.4 L'évolution de la consommation

Enfin, même si la politique énergétique européenne vise à une amélioration de l'efficacité énergétique de 20%, Elia ne s'attend pas à la disparition, dans le futur, 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 entier.

En tout état de cause, ces évolutions 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.

3.2 Trois préoccupations centrales

Les projets d'infrastructure retenus dans le Plan de Développement sont sélectionnés selon une démarche qui vise la fiabilité, l'efficacité et le caractère durable des solutions à mettre en œuvre.

A cet égard, les réseaux du futur ou « smart grids », qui permettent une interaction entre le consommateur et son fournisseur, d'une part, et les gestionnaires de réseau, d'autre part, s'avèrent prometteurs. En rendant possible la gestion opérationnelle dynamique des réseaux, ils présentent souvent des avantages techniques, économiques ou environnementaux dans les questions de développement du réseau.

3.2.1 La fiabilité du réseau

Le Plan de Développement s'appuie sur une méthodologie de dimensionnement des infrastructures tenant compte des besoins futurs probables des utilisateurs tout en garantissant une fiabilité optimale du réseau.



Pour ce faire, le gestionnaire du réseau s'attache à détecter les points critiques où une série de critères techniques d'adéquation ne sont plus respectés, suite à l'évolution des paramètres qui ont une influence structurante sur le développement du réseau, comme par exemple la consommation d'électricité ou le parc de production.

Ces points critiques sont mis en lumière selon une modélisation du comportement du réseau en points représentatifs du fonctionnement du réseau. Celle-ci est détaillée ci-après.

3.2.1.1 Modélisation du réseau

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

- un modèle d'écoulement de charge ;
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit en chaque nœud du réseau⁴⁸ ;
- un modèle de stabilité statique et dynamique ou transitoire⁴⁹ ;
- un modèle de stabilité en tension⁵⁰.

Le modèle d'écoulement des flux permet d'évaluer les écoulements des courants électriques sur le réseau pour un ou plusieurs points de fonctionnement bien déterminés. Un point de fonctionnement est caractérisé par une configuration de réseau, un parc de production en service, des circonstances d'importation et de transit et un niveau de consommation pour chaque consommation locale.

La modélisation du réseau de transport d'électricité nécessite la connaissance d'un certain nombre de données relatives aux :

- éléments de réseau et à la manière dont ils sont raccordés entre eux ;
- machines de production et importations/exportations d'électricité ;
- consommations locales.

3.2.1.2 Critères techniques

L'état de fonctionnement du réseau de transport d'électricité est caractérisé par différents 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, les productions des machines ;
- la puissance de court-circuit ;
- la stabilité du réseau vis-à-vis de l'écroulement de tension ;
- la stabilité statique et dynamique.

Pour chaque état de fonctionnement du réseau, des critères (valeurs limites ou plages acceptables) sont fixés pour chacun de ces paramètres. Le réseau satisfait aux critères de développement si l'ensemble des valeurs calculées pour les paramètres par simulation d'écoulement de charge sont conformes aux critères fixés.

3.2.1.3 Points représentatifs

Dans les méthodes traditionnelles, le dimensionnement du réseau est généralement réalisé à «la pointe de consommation». La pointe de consommation recouvre des réalités différentes suivant le niveau de tension examiné :

48 La puissance de court-circuit est une valeur théorique égale au produit de la tension nominale et du courant de court-circuit (courant résultant de la mise à la terre franche des 3 phases).

49 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.

50 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.

- dans le cadre du dimensionnement du réseau de niveaux de tension de 380 kV à 150 kV, y compris le réseau d'interconnexion, la pointe nationale de consommation correspond au maximum de la puissance appelée au cours d'une année. Dans les pays du Nord de l'Europe, la pointe nationale de consommation se présente généralement en hiver lors de périodes de froid combinées à une luminosité faible. Suite à la généralisation des équipements de conditionnement d'air, la pointe locale de consommation pourrait progressivement se déplacer vers l'été, lors de vagues de chaleur entraînant une augmentation des besoins de refroidissement ;
- dans le cadre du dimensionnement des réseaux de niveaux de tension inférieurs à 150 kV, soit de 70 kV à 30 kV, la pointe de consommation de la zone d'influence du réseau local étudié est prise en compte. En effet, la charge d'une zone, lors de la pointe de cette zone, est en général supérieure à la charge de la même zone lors de la pointe nationale de consommation; le moment où se produit la pointe de consommation des réseaux locaux dépend du type de consommation qui y est raccordée ;
- en ce qui concerne le dimensionnement des installations de raccordement des utilisateurs et des réseaux de répartition, c'est principalement la pointe de consommation locale ou individuelle qui est considérée. Le client-consommateur est en principe responsable pour les données concernant la prévision de sa pointe de consommation (notamment la puissance et l'instant où elle se produit); le gestionnaire de réseau vérifie cependant si ces données sont plausibles.

Par ailleurs, afin de prendre en compte les conditions de fonctionnement relatives à l'absence possible, pour entretien, de certains éléments de réseau et/ou d'unités de production, on définit un point de fonctionnement «hors pointe». Il est en effet utile de vérifier les sollicitations du réseau pour ce point de fonctionnement pour lequel, en principe :

- les volumes d'importations et/ou de transit sont historiquement plus élevés qu'à la «pointe nationale» ; en effet, le potentiel de production à moindre coût des pays limitrophes est plus important en dehors de la pointe qu'à la pointe;
- les capacités nominales des éléments de réseau sont réduites par rapport aux conditions d'hiver.

On définit conventionnellement le point de fonctionnement «hors pointe» comme la pointe journalière à un moment de l'année où la consommation a baissé de telle façon que la puissance appelée équivaut à 85 % de la pointe nationale de consommation.

Le point de fonctionnement « creux de consommation » est aussi analysé. Il permet de considérer la sollicitation du réseau pour transporter à distance l'énergie produite qui ne peut pas être consommée localement.

Enfin, dans l'environnement incertain caractérisant le développement du réseau, ces points représentatifs sont analysés selon des variantes différenciées de parc de production installé, de flux internationaux, voire de consommation.

Généralisation des points représentatifs : les méthodes probabilistes

Les méthodes de dimensionnement de réseau, dites déterministes, s'appuyant sur un nombre limité de points critiques de fonctionnement du réseau, sont parfois enrichies par des raisonnements probabilistes.

Les moments critiques de l'année, c'est-à-dire les moments pendant lesquels le réseau est le plus sollicité, doivent être prévus de façon fiable pour mettre en lumière les renforcements éventuellement nécessaires. L'identification du moment pendant lequel le



réseau est le plus sollicité peut parfois s'avérer complexe a priori.

D'une part, les producteurs d'électricité alignent leurs unités de production pour atteindre leur propre optimum économique, sans tenir compte des contraintes du réseau de transport.

D'autre part, le marché de l'électricité s'est intensifié à l'échelle européenne. Les échanges commerciaux au niveau du continent induisent un transport d'électricité à travers toute l'Europe. Ces flux sont très variables et donc difficiles à prévoir à long terme.

Enfin, les éoliennes raccordées de façon de plus en plus massive au réseau produisent de l'électricité à un niveau fluctuant en fonction de la présence et de la vitesse du vent.

Pour ces raisons, Elia utilise de plus en plus des méthodes de planification probabilistes. Ces méthodologies visent à identifier un très grand nombre de situations possibles en matière de consommation, de production (classique ou renouvelable) et de flux internationaux et à en estimer la probabilité d'occurrence. Ensuite, le respect des critères techniques décrits ci-avant dans chacune de ces situations est évalué.

3.2.1.4 Etats du réseau examinés pour chaque point représentatif

Par ailleurs, pour un point de fonctionnement 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.

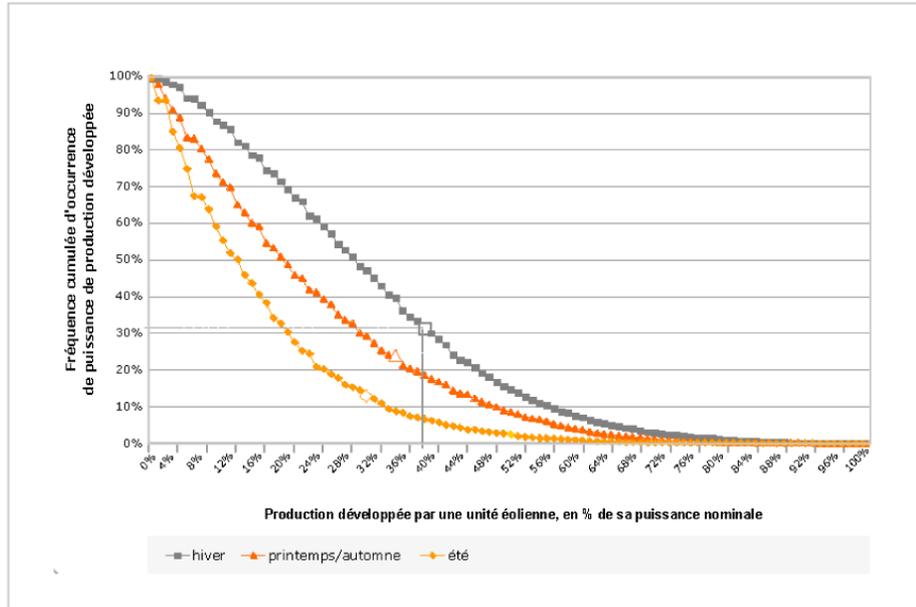
3.2.1.5 Des critères particuliers pour le raccordement de la production éolienne

Elia tient compte de critères de dimensionnement spécifiques pour l'accueil de la production éolienne tant onshore qu'offshore.

Pour établir ces critères, on tient compte de profils de production types basés sur les caractéristiques techniques des machines, sur des hypothèses relatives à leur durée de fonctionnement ainsi que sur des statistiques de vent.

Plus précisément, sur base des profils de vents observés à Middelkerke (pour les éoliennes en mer) et à Elsenborn (pour les éoliennes sur terre), trois profils journaliers de production, heure par heure, ont été établis pour un jour représentatif de l'hiver, un jour représentatif de l'été et un jour représentatif de la mi-saison (printemps et automne).

Figure 3.1: courbes de fréquences cumulées, par saison, de puissance moyenne horaire développée par une unité éolienne onshore en pourcentage de sa puissance nominale, pour une durée moyenne de production annuelle de 2000 heures.



Différents états de fonctionnement du réseau sont ensuite examinés pour le réseau maillé:

- *à l'état sain, le cas idéal où tous les éléments du réseau et unités de production prévus sont disponibles* : le réseau de transport est dimensionné de façon telle qu'il ne génère, à l'état sain, aucune limitation des unités de production présentes. En d'autres termes, pour une unité de production éolienne qui fonctionne à sa puissance nominale, les capacités de transport doivent à tout moment de la journée être à même d'acheminer les flux sur tous les éléments du réseau ;
- *dans des états en «incident simple» caractérisés par la perte d'un élément unique* (élément du réseau ou unité de production) : pour chaque saison, on considère le niveau maximum du profil moyen de production des unités éoliennes, soit le point de fonctionnement moyen le plus défavorable pour le réseau. Le réseau maillé est dimensionné de façon à ce que, en incident simple, les flux sur tous les éléments du réseau respectent les capacités de transport pour ce point de fonctionnement défavorable⁵¹. Pour les unités offshore de, il s'agit de:
 - 60% de la puissance nominale en hiver ;
 - 50% de la puissance nominale en mi-saison ;
 - 40% de la puissance nominale en été.

Dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012, cette approche a permis le raccordement de production éolienne offshore au réseau 150 kV pour un total de 900 MW (à Slijkens et Zeebrugge).

3.2.1.6 Elaboration des solutions

Une fois ces points critiques décelés, il convient de déterminer les renforcements ou les extensions du réseau qui garantissent à nouveau la capacité requise. A cette fin, les critères économiques et environnementaux sont pris en compte à côté des critères

51 Le lecteur est orienté vers le Plan de Développement 2005-2012 pour plus d'informations à ce sujet.



techniques. La solution retenue constitue ainsi l'optimum du point de vue de la collectivité.

3.2.2 L'efficacité économique

L'ensemble des développements du réseau de transport d'électricité est défini sur base de la détection de points critiques sur le réseau existant. Si ces points critiques sont observés dans un nombre suffisamment représentatif de points de fonctionnement du réseau, les projets de renforcement du réseau doivent être initiés.

La planification de ces projets dans le portefeuille de projets d'investissements du gestionnaire de réseau de transport est le résultat d'une méthodologie basée sur des hypothèses de consommation et de production qui s'appuie sur deux types d'études de réseau consécutives rendant possible l'efficacité économique du développement du réseau.

Dans un premier temps, les études dites « de structure » (section 3.2.2.1) permettent de déterminer la vision à long terme des évolutions possibles des différentes parties du réseau. Cette vue à long terme donne lieu à des projets concrets qui seront réévalués avant leur lancement effectif. Les études portent sur des horizons dépassant la dizaine d'années. Elles sont déterminantes pour la structuration du réseau à très long terme. Cette manière de procéder permet de détecter suffisamment tôt les besoins potentiels de développement du réseau ; les variantes « hautes » d'hypothèses de consommation ou de production s'avèreront d'ailleurs utiles dans ce sens.

Ensuite, les études dites « d'optimisation » (section 3.2.2.2) permettent de confirmer le caractère opportun du lancement des projets, en fonction de la confirmation ou non des hypothèses sous-jacentes. Elles portent sur un horizon beaucoup plus court que les études de structure.

3.2.2.1 Dans le choix des solutions

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.

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'investissement. Le taux d'actualisation qui est utilisé à cette fin est le WACC (Weighted Average Cost of 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.

La définition judicieuse des variantes est cruciale pour l'évaluation technico-économique. En effet, tous les éléments qui engendrent des différences de coûts significatives 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 par le gestionnaire de réseau, comme par exemple le niveau de pertes dans le réseau, les coûts d'entretien et de maintenance ou encore la levée de congestions.

Des synergies entre les différents axes de développement du réseau sont recherchées, afin de minimiser le coût à long terme du développement des infrastructures du réseau.

3.2.2.2 Dans la planification dans le temps

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,

production décentralisée,...) est souvent caractérisée par un accroissement généralement 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 solution permet en outre de réduire le coût grâce à l'étalement des investissements dans le temps⁵². Dans d'autres cas, un investissement initial unique de plus grande ampleur est la solution la plus efficace économiquement.

En outre, les projets connus de longue date et le traitement des besoins récemment identifiés impliquent un ajustement annuel du portefeuille des projets de développement du réseau. La réalisation des projets sur le terrain est donc organisée de manière flexible en fonction de cet exercice d'arbitrage.

Etant donné les nombreuses incertitudes (hypothèses à retenir, obtention des permis,...), cette approche permet d'équilibrer deux données antagonistes : d'une part, les projets ne doivent pas être mis en œuvre trop tôt pour ne pas mobiliser de manière prématurée des ressources humaines et financières, le cas échéant aux dépens d'autres projets prioritaires, et, d'autre part, les projets doivent être mis en œuvre suffisamment tôt par rapport aux besoins auxquels ils répondent.

3.2.3 Le caractère durable des solutions retenues

Elia limite au minimum l'impact de ses installations sur l'homme, la nature et le paysage. Cette démarche contribue à l'acceptation des infrastructures par le public et par les autorités et devrait donc faciliter l'obtention des permis. Au cas par cas, Elia prévoit aussi des mesures environnementales compensatoires, 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 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 soumet le Plan de Développement à une évaluation environnementale stratégique. Ceci implique que, dès l'étape d'élaboration des variantes, un examen environnemental est réalisé 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 niveau européen et belge, tant fédéral que régional.

⁵² Cette méthode est courante lors de la création d'un nouveau point d'alimentation dans le réseau à moyenne tension:

- le premier investissement consiste à réaliser le nouveau poste et à le raccorder au réseau existant; un seul transformateur HT/MT y est alors installé et le secours de ce transformateur est assuré par le réseau à moyenne tension;
- le deuxième transformateur est installé quand le réseau existant en moyenne tension ne permet plus d'assurer le secours en cas d'absence du premier transformateur.



3.2.3.1 Liaisons

Dans le souci de minimiser l'impact environnemental du réseau, Elia favorise en règle générale la pose de câbles pour les niveaux de tension inférieurs ou égal à 220 kV.

Un développement en ligne aérienne sera toutefois retenu si les pylônes des lignes aériennes existantes permettent l'accueil d'un terna supplémentaire, dans un souci d'optimisation des infrastructures existantes.

Aussi, le remplacement de conducteurs existants par des conducteurs de plus grande capacité, s'il présente un intérêt, pourra également être mis en œuvre. 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. A 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 sans modifier le gabarit des pylônes.

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 principle*) comme d'autres liaisons à haute tension, des voiries, des cours d'eau, etc.

En outre, le gestionnaire veille à ne pas augmenter la longueur totale du réseau de transport aérien (*standstill principle*) : 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 380 kV sera généralement réalisé en aérien, pour des impératifs techniques et économiques⁵³.

Au niveau technique, la capacité de transport d'une liaison souterraine est plus limitée (maximum +/- 900 MVA contre plus de 5000 MVA pour une ligne aérienne à deux ternes). Les câbles présentent également le désavantage de générer de la puissance réactive au détriment de la puissance active, alors que seule la puissance active est utile pour le consommateur final. En outre, la puissance réactive crée des pertes de chaleur et limite la capacité utile des installations.

En conséquence, pour le niveau de tension 380 kV, la compensation de ces effets nécessite la construction de postes tous les +/- 30 km, augmentant ainsi la complexité technique et le coût des infrastructures. Il est d'ailleurs important de signaler que des exemples de réalisation de liaisons souterraines d'une telle longueur sont très rares à travers le monde.

Pour ce qui est de l'exploitation, un câble souterrain est moins fiable qu'une liaison aérienne en termes de disponibilité. Pour assurer une même fiabilité, il faut prévoir trois « chemins électriques » différents pour un câble contre deux chemins pour une ligne aérienne. Une liaison aérienne est en effet moins sujette à des défauts structurels. Par ailleurs, une intervention sur un câble est plus critique et nécessite plusieurs jours, voire plusieurs semaines, d'indisponibilité alors qu'elle est généralement beaucoup plus brève sur une liaison aérienne.

⁵³ Abschlussbericht Des Europäischen Koordinators, "Salzburgleitung", Georg Wilhelm Adamowitsch, Brüssel, Juli 2009.

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

3.2.3.2 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 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 mesure du bruit généré par les transformateurs existants est effectuée. Sur base de celle-ci, une simulation de la situation envisagée après renforcements de transformation est réalisée afin d'estimer les niveaux de bruit dans cette nouvelle situation. 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, dans le futur, 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 encuver. 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. A cette occasion, une étude de simulation 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 des postes 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.

3.2.3.3 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, la législation en matière de sécurité a récemment évolué. 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.

3.2.4 Smart grids

La modification de la gestion opérationnelle des réseaux peut apporter des réponses directes aux préoccupations de fiabilité, d'efficacité et de durabilité émanant des questions de développement du réseau.

Ce type de modification peut dès lors être avantageusement pris en considération dans la démarche de planification du réseau. A cet égard, l'avènement de réseaux qui permettent une interaction entre le consommateur et son fournisseur, d'une part, et les gestionnaires de réseau, d'autre part, s'avère très prometteur. Ces réseaux du futur ou « smart grids » doivent allier flexibilité et robustesse et s'appuient sur les dernières avancées technologiques.

Elia dispose en la matière d'une expertise de longue date car son réseau se caractérise dès à présent par un haut degré d'intelligence au sens des « Smart grids ». D'une part, Elia a déjà déployé un important réseau de télécommunications. D'autre part, les systèmes de mesure, de comptage et de protection du réseau de transport ont été conçus en réponse à la gestion dynamique des réseaux : le caractère bidirectionnel des flux d'énergie, la gestion des congestions en collaboration contractuelle avec les unités de production, les mécanismes d'ajustement pilotés centralement, l'échange de données électroniques avec d'autres gestionnaires de réseaux d'électricité, etc.

Elia a également défini différents concepts d'accès permettant une maximisation de l'utilisation du réseau existant.

Alors qu'un raccordement avec accès traditionnel prévoit aussi un accès au réseau dans des situations d'incident (N-1), le concept de raccordement avec accès flexible offre de nouvelles possibilités pour le développement fiable, efficace et durable du réseau de transport.

La capacité de raccordement dans le cadre d'un raccordement avec accès flexible

correspond à la valeur de puissance qui peut être injectée en un point du réseau, quand tous les équipements du réseau sont disponibles (puissance productible en situation N). En situation d'indisponibilité d'un élément du réseau (situation N-1), une surcharge temporaire (fonction de l'élément de réseau) peut parfois être admise. Elia pourra toutefois moduler la consigne de production afin de supprimer la surcharge et, ainsi, garantir la sécurité et la fiabilité d'alimentation.

Ce nouveau type de raccordement permet l'implantation de productions dans des zones moins favorables pour le réseau, sous condition de la mise en place d'outils de modulation de ces unités durant les périodes critiques pour la sécurité du réseau. Par exemple, les unités raccordées de la sorte se verraient imposer des limitations de production lorsque la fiabilité d'alimentation serait mise en péril.

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

D'une part, Elia implémente un nouveau système de gestion des flux d'énergie (Energy Management System). Elia participe également à la plateforme technologique « Smart grids » qui vise à identifier les besoins en recherche et développement, dans le cadre du 7^e programme de R&D de l'Union européenne.

D'autre part, Elia développe un projet-pilote d'application du concept de raccordement avec accès flexible intégrée dans des outils. Ce projet ambitionne de dégager des capacités supplémentaires de raccordement d'unités décentralisées au réseau existant en dégageant des marges dans l'exploitation et le développement du réseau.

Il s'appuiera sur la gestion dynamique des congestions dans le réseau de transport faisant suite à l'intégration à grande échelle de production décentralisée, raccordée au réseau de transport et/ou au réseau de distribution. Ce projet est mené conjointement avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés.

Ce projet devra :

- mettre en évidence quels systèmes de gestion et d'échange d'informations devraient être mis en place entre les gestionnaires de réseau, les producteurs et les consommateurs;
- préciser de nouveaux concepts inhérents à une telle gestion du système (raccordement ferme ou non d'une unité de production ...);
- analyser quels modèles légaux, réglementaires, réglementaires et économiques devraient être retenus pour mettre en œuvre ce type de gestion dynamique;
- déterminer l'intérêt économique de ce type d'application, pour les acteurs concernés et pour la communauté dans son ensemble;
- viser, si cette dernière analyse économique s'avère favorable, l'implémentation concrète de cette méthode de gestion du système;
- fournir un retour d'expérience, une fois le système opérationnel, de manière à améliorer l'approche et la méthodologie retenue en vue d'autres cas d'application.



4 Hypothèses retenues pour le développement du réseau

Plan de développement
fédéral
2010-2020



4.1 Synthèse des hypothèses

Le Plan de Développement a principalement pour but de définir un programme relatif à l'extension du réseau sur les dix prochaines années, en évaluant les besoins des utilisateurs du réseau afin de planifier le mieux possible l'évolution de l'infrastructure qui s'avèrera nécessaire. Si cet exercice repose sur les tendances déterminantes pour les besoins en termes de développement du réseau, il ne peut échapper à quelques sources d'incertitude : l'évolution de la consommation d'électricité, l'évolution du parc de production décentralisée et, plus spécifiquement, l'évolution de la part des différents types de sources d'énergie renouvelable ainsi que l'évolution du parc de production centralisée ou, plus précisément, du nucléaire et des combustibles fossiles.

Ce chapitre donne un bref aperçu de la méthode de travail suivie par Elia pour mettre au point, dans ce contexte incertain, les scénarios de planning qui ont été sélectionnés dans le cadre de ce Plan de Développement.

Hypothèses relatives aux incertitudes reprises dans les différents scénarios analysés

Le Plan de Développement part du principe que les objectifs fixés dans le cadre du paquet européen énergie-climat en ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale seront atteints. L'incertitude règne cependant quant à la contribution des différentes sources d'énergie renouvelable (SER) à la réalisation des objectifs climatiques européens pour 2020. Le développement futur des différentes SER a été inclus dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 en prenant comme référence le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables - Belgique (PAN ER - Belgique) afin de déterminer la puissance installée de 2020. Ce Plan d'action national a été élaboré par le SPF Énergie dans le cadre de la directive 2009/28/CE. La décision a été prise d'utiliser le PAN ER – Belgique comme référence car il comporte des prévisions consolidées pour toute la Belgique.

Lors de l'élaboration de son Plan de Développement, Elia a été confrontée à d'importantes incertitudes touchant des facteurs décisifs pour l'évolution future du réseau de transport d'électricité. Pour chacune des incertitudes retenues, plusieurs variantes très contrastées ont été prises en considération, ce qui donne un éventail représentatif des situations possibles :

- l'évolution de la consommation d'électricité : une variante basse vs. une variante haute ;
- le développement de la production fossile centralisée : la mise en service de nouvelles unités selon 5 variantes différentes et la mise hors service d'anciennes unités ;
- l'évolution de la production nucléaire : réalisation de la sortie du nucléaire telle que prévue dans la législation actuelle et, en deuxième lieu, une variante réajustée en vue de tester la robustesse des hypothèses.

La combinaison logique des variantes concernant ces trois incertitudes retenues mène à seize scénarios pris en compte dans le cadre de l'élaboration du Plan de Développement 2010-2020.

Dans le contexte incertain propre au développement du réseau, cette série de scénarios permet de décrire un large éventail de situations auxquelles il faudra réfléchir pour le développement de l'infrastructure du réseau.

Tableau 4.1: combinaison des variantes dans les scénarios.

Consommation	Hypothèse concernant la réalisation de la sortie du nucléaire	Production fossile centralisée – Mise en service
Variante basse	Réalisation de la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle	Pas d'unités supplémentaires
		3 centrales TGV supplémentaires
	Prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités Doel 1, Doel 2 et Tihange 1	5 centrales TGV supplémentaires
		Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
Variante haute	Réalisation de la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle	Pas d'unités supplémentaires
		3 centrales TGV supplémentaires
		5 centrales TGV supplémentaires
		Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
	Prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités Doel 1, Doel 2 et Tihange 1	Tous les projets avec au moins le statut « étude détaillée »
		3 centrales TGV supplémentaires
		5 centrales TGV supplémentaires
		Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
		Tous les projets avec au moins le statut « étude détaillée »

Sources d'information

Comme l'indique la loi, la définition des hypothèses du Plan de Développement est étroitement liée à l'Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (ci-après dénommée « étude prospective électricité »), qui a été publiée le 15 décembre 2009.

Afin de ne pas négliger les évolutions récentes en termes de politique énergétique et de conjoncture, les perspectives ont néanmoins été actualisées.

Avant toute chose, les conclusions des travaux menés par le groupe GEMIX⁵⁴ ont été prises en compte. L'une d'elles concerne la prolongation de dix ans de la durée d'exploitation des trois plus anciens réacteurs nucléaires (Doel 1, Doel 2 et Tihange 1), comme indiqué dans le rapport du groupe. Cet élément a été examiné dans le cadre de l'analyse des scénarios réalisée pour le Plan de Développement.

Les développements en termes d'énergie renouvelable qui découlent du paquet européen énergie-climat et qui n'étaient pas encore connus au moment du lancement de l'étude prospective électricité ont également été considérés. Les hypothèses présentées dans ce chapitre en ce qui concerne l'évolution de l'énergie renouvelable reposent principalement sur les capacités installées d'énergie renouvelable en 2020 telles que mentionnées dans le

54 *Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?*, Groupe GEMIX, rapport final – 2009.



Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables - Belgique élaboré par les autorités belges conformément à la directive européenne 2009/28/CE.

Les résultats de l'étude 1074 de la CREG, ou « Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020 », ont eux aussi été utilisés.

En ce qui concerne le développement ultérieur de la production centralisée, cinq variantes ont été décrites sur la base :

- des informations tirées des contrats annuels conclus entre Elia et les producteurs raccordés au réseau dans le cadre de la coordination de l'activation des unités de production ;
- des données (date de mise en service et caractéristiques techniques) des projets ayant trait aux nouvelles unités de production, collectées dans le cadre de la procédure que suit le Service public fédéral pour l'octroi d'autorisations pour les nouvelles unités de production d'électricité, à l'occasion des demandes de raccordement de nouvelles unités introduites auprès des gestionnaires du réseau de transport de gaz et d'électricité et via l'échange d'informations avec les producteurs ou via les médias.

En outre, ces cinq variantes relatives aux dates de mise hors service des unités de production existantes tiennent compte des données recueillies auprès de producteurs et basées sur l'évolution du contexte légal belge⁵⁵ et européen⁵⁶. D'autres mises hors service ont elles aussi été présumées sur la base d'une analyse effectuée par ENTSO-E qui visait à estimer la durée de vie technique des moyens de production centralisée. Il ressort de cette analyse que la durée de vie technique maximale à considérer pour les unités existantes s'élève à 45 ans.⁵⁷

Toutes les informations pertinentes provenant des distributeurs, des clients directs et des fournisseurs ont été mises à profit pour réaliser cet exercice.

Les conséquences à court terme de la crise économique et financière pour la demande d'électricité ont en outre été examinées.

Enfin, au moment de définir les hypothèses, Elia a veillé à préserver la cohérence avec le plan de développement sur dix ans établi par ENTSO-E⁵⁸ au niveau européen⁵⁹.

Les parties ci-après abordent en détail les difficultés rencontrées lors de l'élaboration des scénarios, les sources d'informations choisies et la légitimation des hypothèses prises en considération.

55 A savoir l'arrêté pris en octobre 2009 par les autorités fédérales pour revoir la loi du 31 janvier 2003 relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, en prolongeant de 10 ans la durée d'exploitation des 3 plus anciens réacteurs nucléaires en Belgique (Doel 1, Doel 2 et Tihange 1).

56 Large Combustion Plant Directive.

57 L'étude 1074 de la CREG (« Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011- 2020 », CREG, juin 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf) utilise une durée de vie technique plus prudente pour les unités classiques (plus précisément 40 ans) et les TGV (plus précisément 25 ans). L'objectif de cette étude de la CREG est de déterminer le risque maximal pour la Belgique d'une sécurité d'approvisionnement dépendant des importations pour la période 2011-2020. Ceci explique le choix d'une durée de vie technique plus prudente. Sur la base de la durée technique d'utilisation d'unités qui ont été mises hors service dans un passé récent, elle se situe généralement entre 40 et 45 ans.

58 European Network of Transmission System Operators for Electricity.

59 En raison du règlement 714/2009, ENTSO-E doit établir un plan de développement du réseau décennal non contraignant couvrant toute la Communauté, y compris un aperçu de l'adaptation de la production au niveau européen. Ce plan est revu tous les deux ans.

4.2 Contexte

Le Plan de Développement vise principalement à définir un programme relatif à l'extension du réseau sur les dix prochaines années, en évaluant les besoins futurs des utilisateurs du réseau en vue de planifier le mieux possible l'évolution de l'infrastructure qui s'avèrera nécessaire.

4.2.1 Incertitudes, variantes et scénarios retenus

Le planning des investissements à long terme est, entre autres, basé sur la définition des hypothèses relatives aux principales incertitudes ayant un impact sur les besoins de développement du réseau.

Deux éléments supplémentaires compliquent cet exercice.

D'une part, le délai d'exécution des projets d'infrastructure pour le réseau d'électricité est long, notamment pour l'aménagement de nouvelles liaisons (durée des procédures d'octroi des permis et autorisations). Les développements nécessaires du réseau doivent donc être identifiés suffisamment à l'avance pour pouvoir être opérationnels dans les délais souhaités. Étant donné que la durée de vie technique de l'infrastructure de transport s'élève à quelques décennies, il n'est pas simple de prévoir quels développements vont être nécessaires. Il convient dès lors d'adopter une vision à très long terme la plus claire possible.

D'autre part, de nombreuses incertitudes règnent quant au développement des moyens de production et de la consommation. C'est pourquoi il est parfois difficile de déterminer à l'avance quels développements du réseau vont réellement devoir être concrétisés et quelles procédures vont devoir être lancées pour l'octroi de permis et d'autorisations.

Le Plan de Développement pour le réseau de transport d'électricité concerne les niveaux de tension 380 kV à 150 kV. À ces niveaux de tension, le développement du réseau est particulièrement sensible à l'évolution du parc de production centralisée et décentralisée, au niveau des flux de transit et aux flux d'importation et d'exportation, à leur provenance et à leur destination. L'évolution de la consommation d'électricité exerce à son tour une influence imprévisible sur le réseau à ces niveaux de tension de 380 kV à 150 kV ; cette évolution dépend des mesures mises en œuvre pour gérer la demande et de la réaction des consommateurs aux dites mesures (mesures dans le domaine de l'utilisation rationnelle d'énergie, de la valeur du carbone, etc.).

Vu ce contexte, l'élaboration du Plan de Développement du réseau de transport tient compte de trois sources d'incertitude déterminantes pour le dimensionnement du réseau, à savoir l'évolution de la consommation d'électricité, le développement du parc de production fossile centralisée et l'évolution de la production nucléaire. Bien qu'une certaine incertitude règne également quant à la contribution des différents types d'énergie renouvelable à la réalisation de l'objectif européen en ce qui concerne la part d'énergie renouvelable en 2020, seule une variante concernant le développement des sources d'énergie renouvelable (SER) a été incluse dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020. La référence utilisée pour la puissance installée en 2020, à l'exception de l'éolien offshore, est le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables - Belgique (PAN ER - Belgique) élaboré par le SPF Énergie dans le cadre de la directive 2009/28/CE.

Les parties qui suivent comprennent une description détaillée de chacune des incertitudes



retenues, sur la base desquelles les variantes seront formulées. La combinaison logique de ces variantes donne lieu à différents scénarios.

4.2.2 Base de départ

Comme le stipule 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 (publié le 8 février 2008), la manière dont ces hypothèses doivent être définies est clairement expliquée dans l'Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (« étude prospective électricité », publiée le 15 décembre 2009).

À certains égards, ce projet de Plan de Développement diverge cependant de cette étude, étant donné que de nouvelles évolutions majeures, qui ont eu lieu depuis la publication de l'étude en question, ont ici été prises en compte.

Tout d'abord, après la Commission Ampère en 2000 et la Commission 2030 en 2007, les huit experts nationaux et internationaux du groupe GEMIX ont déposé en 2009 leur rapport final sur le mix énergétique idéal pour la Belgique auprès du ministre belge de l'Énergie⁶⁰. Les informations contenues dans ce rapport, pertinentes pour le développement du réseau de transport, ont été prises en compte dans la rédaction du présent Plan de Développement. L'un de ces aspects, à savoir la prolongation de dix ans de la durée d'exploitation des trois plus anciens réacteurs nucléaires (Doel 1, Doel 2 et Tihange 1) telle que proposée dans les conclusions du rapport, a ainsi été repris dans l'analyse des scénarios réalisée dans le cadre de ce Plan de Développement. L'étude 1074 de la CREG, « Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020 », révèle que la capacité de production nationale ne pourra compenser la mise hors service anticipée des trois plus anciennes unités nucléaires dès 2012 puisque les décisions d'investissement pour ces nouvelles unités auraient alors déjà dû être prises. Vu la longueur des délais d'exécution des projets d'infrastructure pour le réseau d'électricité, en particulier pour l'aménagement de nouvelles liaisons, aucun nouveau projet d'infrastructure n'est réalisable endéans cet horizon. Compte tenu de ces éléments, aucune variante prévoyant la fermeture anticipée des trois plus anciennes centrales nucléaires n'a été ajoutée.

Ensuite, toutes les mesures, directives et décisions du Conseil de l'Europe du 12 décembre 2008 (paquet énergie-climat) concernant le développement des sources d'énergie renouvelable qui datent d'après le début de l'étude prospective électricité ont été prises en considération. Ces mesures doivent permettre de réaliser l'objectif « 20-20-20 », c.-à-d. une part d'énergie renouvelable correspondant à 20 % de la consommation d'énergie totale de l'Union européenne, une diminution de 20 % des émissions de gaz à effet de serre dans les pays membres de l'UE par rapport à 1990 et une augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique d'ici 2020. Le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables – Belgique, élaboré par le Service public fédéral Énergie conformément à la directive européenne 2009/28/CE, a été utilisé afin de déterminer les puissances installées en 2020⁶¹.

⁶⁰ Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?, Groupe GEMIX, rapport final – 2009.

⁶¹ Au moment du dépôt de la version provisoire du Plan de Développement 2010-2020 (plus précisément le 15 septembre 2010), le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables Belgique n'était pas encore disponible. Ce plan n'a été mis à disposition sur la plateforme européenne Transparency (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm) qu'en novembre 2010. Dans la version provisoire du Plan de Développement, on a donc opté pour le développement de deux variantes relatives aux énergies renouvelables. On a considéré une variante avec une forte part de biomasse (puissance installée en 2020 en

Pour avoir une idée du développement futur possible de la production fossile centralisée, le Plan de Développement tient compte :

- des informations tirées des contrats annuels conclus dans le cadre de la coordination de l'activation des unités de production ;
- des données (date de mise en service et caractéristiques techniques) des projets ayant trait aux nouvelles unités de production, collectées dans le cadre de la procédure que suit le Service public fédéral pour l'octroi d'autorisations concernant les nouvelles unités de production d'électricité, à l'occasion des demandes de raccordement de nouvelles unités introduites auprès du gestionnaire du réseau de gaz et du gestionnaire du réseau de transport d'électricité et via l'échange d'informations avec les producteurs ou via les médias ;
- des informations relatives à la mise hors service des unités de production existantes, recueillies auprès des producteurs et basées sur l'évolution du contexte légal belge et européen. D'autres mises hors service ont quant à elles été présumées sur la base d'une analyse effectuée par ENTSO-E concluant qu'une durée de vie technique de maximum 45 ans était une estimation réaliste pour les unités existantes.

Toutes les informations pertinentes provenant des distributeurs, des clients directs et des fournisseurs ont été mises à profit pour accomplir cet exercice. Les conséquences à court terme de la crise économique et financière pour la demande d'électricité ont en outre été examinées.

Enfin, les hypothèses du présent Plan de Développement ont été alignées au mieux sur le plan de développement décennal établi au niveau européen par ENTSO-E⁶², l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport⁶³.

4.3 L'évolution de la consommation finale d'électricité

Incertitudes et choix de deux scénarios d'après l'étude prospective électricité

Les incertitudes concernant l'évolution de la consommation finale d'électricité ont pour l'heure un impact limité sur le réseau de transport d'électricité pour les niveaux de tension compris entre 380 kV et 150 kV.

Cependant, il est très probable qu'il y aura à l'avenir dans la société plusieurs changements dont il est difficile d'estimer l'impact sur l'évolution de la demande. L'incertitude quant à la consommation finale d'électricité a principalement à voir avec les quatre éléments ci-après :

- l'évolution de la croissance économique et son effet sur la demande d'électricité ;
- l'impact de mesures visant à une meilleure maîtrise de la demande d'électricité, dans le cadre des objectifs européens en matière d'efficacité énergétique, et la réaction des consommateurs à ces mesures ;

grande partie basée sur le WP21-08 du Bureau fédéral du Plan, plus précisément 2474 MW de biomasse et 1240 MW d'éolien onshore en 2020). On a développé une autre variante, équivalente en énergie, mais avec une large part d'éolien onshore (plus précisément 1027 MW de biomasse et 3350 MW d'éolien onshore). Le PAN ER - Belgique donne cependant des prévisions consolidées pour toute la Belgique. Le PAN ER - Belgique est en outre la référence pour la Belgique devant la Commission européenne. C'est pourquoi, dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020, on a choisi d'utiliser les puissances installées du PAN ER - Belgique comme référence.

⁶² European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁶³ En raison du règlement 714/2009, ENTSO-E doit établir un plan de développement du réseau décennal non contraignant couvrant toute la Communauté, y compris un aperçu de l'adaptation de la production au niveau européen. Ce plan est revu tous les deux ans.



- l'évolution des prix des combustibles et la valeur du carbone ;
- l'impact d'effets de substitution sur la consommation d'électricité, comme l'utilisation de voitures électriques ou de pompes à chaleur.

Dans le cadre de ce Plan de Développement, on a tenté d'évaluer correctement ces incertitudes à long terme (à partir de 2015) en définissant deux variantes de demande différentes, à savoir une variante haute et une variante basse. À la lumière des incertitudes mentionnées ci-avant, ces variantes doivent différer suffisamment l'une de l'autre pour couvrir un large éventail d'évolutions possibles de la demande d'électricité.

Ces deux variantes dérivent de l'étude prospective électricité à l'horizon après 2015. Celle-ci a tenu compte de trois grandes sources d'incertitude relatives à :

- l'évolution de la demande d'électricité ;
- la politique en matière d'énergie et de changement climatique après 2012 et ses conséquences sur les prix des quotas d'émissions de CO₂ et sur les prix des combustibles en général ;
- l'éventuelle prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes jusqu'à plus de quarante ans.

Selon cette étude, la combinaison de ces incertitudes mène à douze scénarios pour l'évolution de la demande d'électricité. L'illustration 4.2. ci-après donne un aperçu des perspectives pour l'évolution de l'énergie demandée selon ces douze scénarios.

Pour développer les deux variantes mentionnées ci-avant, relatives à l'évolution de la demande, deux de ces scénarios ont été repris dans le cadre de ce Plan de Développement.

Variante basse

La « variante basse » correspond, à un horizon à long terme (à partir de 2015), au scénario « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité. À l'aide de cette variante, on peut illustrer une évolution moyenne de la demande d'électricité, en conséquence d'une croissance économique plus modeste, en combinaison avec une politique volontariste pour limiter la demande d'électricité.

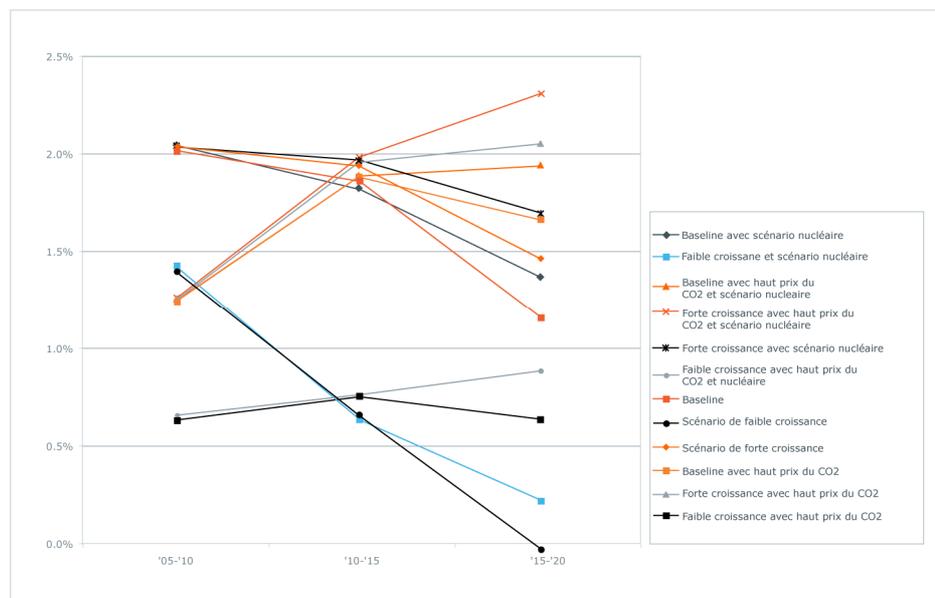
Variante haute

La « variante haute » est, à un horizon à long terme (à partir de 2015), basée sur le scénario « Base_HiCV_NUC » et part d'une croissance plus prononcée de la demande d'électricité. Cette variante reflète, d'une part, le lien entre une augmentation du prix des combustibles et une diminution de la demande d'énergie et, d'autre part, la substitution des choix énergétiques au profit de l'électricité dans le cas où les prix des combustibles sont élevés. Il convient de remarquer, à ce niveau, que ce scénario n'a pas le pourcentage de croissance le plus élevé de tous les scénarios qui sont proposés par l'étude prospective électricité : vu le contexte économique actuel, encore caractérisé par les suites de la crise économique et financière de 2008, un pourcentage de croissance plus élevé semble plutôt irréaliste. Jusqu'à présent, le niveau d'énergie demandé⁶⁴ d'avant la crise économique et financière (voir illustration 4.7) n'a pas encore été récupéré. Pour ce qui concerne la part d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie, le scénario choisi

⁶⁴ Ceci concerne la demande d'énergie sur le réseau de transport et les réseaux de distribution en Belgique, y compris les pertes réseau.

correspond d'ailleurs le mieux au WP 21-08 du Bureau fédéral du Plan ⁶⁵, dans lequel une simulation de l'influence du paquet européen énergie-climat sur le système électrique belge est reprise. Ce scénario de l'étude prospective électricité s'approche donc de la simulation ci-avant du Bureau fédéral du Plan, concernant la réalisation de l'objectif visant à atteindre d'ici 2020 une part de 13 % d'énergie renouvelable dans la consommation totale d'énergie.

Illustration 4.2 : aperçu de l'évolution des pourcentages de croissance de l'énergie demandée pour douze scénarios de l'étude prospective électricité.



Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

4.3.1 Hypothèses de base utilisées dans l'étude prospective électricité – base pour les prévisions à long terme (à partir de 2015)

L'étude prospective électricité a fondé ses prévisions, détaillées ci-avant, de l'évolution de la demande d'énergie sur une série d'hypothèses en relation avec le contexte macro-économique et socio-économique de la Belgique pour la période étudiée. Ces hypothèses sont décrites dans la partie suivante, afin de préciser les principes influençant les deux variantes sélectionnées pour l'évolution de la consommation d'électricité à long terme dans le cadre du Plan de Développement.

4.3.1.1 Hypothèse de croissance économique en Belgique

Variante haute

La croissance économique attendue dans la variante haute, sur laquelle les simulations sont fondées pour la période 2005-2020 dans le scénario « Base_HiCV_NUC », s'élève à environ 2,1 % par an en moyenne. Ce pourcentage de croissance équivaut à la croissance

⁶⁵ "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", Bureau fédéral du Plan, novembre 2008.



économique moyenne pendant les années précédant la crise économique et financière de 2008.

Comme ces prévisions relatives à la croissance économique ont été établies avant la crise financière de l'automne 2008, elles ne tiennent pas compte de l'impact négatif de la crise sur les activités économiques. Cette lacune est prise en considération par Elia dans les nuances qu'elle a apportées pour le court et le moyen terme dans les prévisions à long terme pour la demande d'électricité (cf. partie 4.3.2).

Pour la deuxième partie de la période 2005-2020, une croissance économique plus lente que pendant la première partie de la même période a été prise en considération. Le pourcentage moyen annuel de croissance s'élève à respectivement 2,4 %, 2,2 % et 1,8 % pour les périodes 2005-2010, 2010-2015 et 2015-2020.

Le tableau 4.3 ci-dessous reprend un aperçu par secteur des hypothèses relatives à l'évolution du PIB, à prix constants, entre 2005 et 2020, dans le scénario « Base_HiCV_NUC » de l'étude prospective qui sert de référence pour la variante haute de l'évolution de la demande d'électricité à long terme dans ce Plan de Développement.

Tableau 4.3 : évolution du PIB et de la valeur ajoutée par secteur à prix constants (en euros de 2005) pour la période 2005-2020, évolution en pour cent par an (variante haute).

	Taux de croissance annuel (%)			
	'05-'10	'10-'15	'15-'20	'05-'20
PIB	2,4%	2,2%	1,8%	2,1%
Valeur ajoutée par secteur	2,2%	2,1%	1,8%	2,0%
Industrie, dont	1,7%	1,8%	1,5%	1,7%
Fer et acier	0,4%	0,7%	0,5%	0,5%
Métaux non ferreux	0,3%	0,9%	0,8%	0,6%
Chimie	2,3%	2,2%	1,9%	2,1%
Minéraux non métalliques	2,0%	1,7%	1,3%	1,6%
Papier et imprimeries	1,9%	1,8%	1,4%	1,7%
Aliments, boissons et tabacs	1,9%	1,7%	1,3%	1,6%
Métallurgie	1,7%	2,0%	1,6%	1,7%
Textiles, cuirs et vêtements	-1,2%	-0,6%	-0,2%	-0,7%
Divers	2,5%	1,9%	1,6%	2,0%
Construction	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%
Tertiaire et agriculture	2,5%	2,3%	2,0%	2,2%
Secteur de l'énergie	0,4%	1,0%	0,8%	0,7%

Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

Selon ces prévisions, l'importance de l'industrie dans l'économie belge va diminuer au profit du développement du secteur tertiaire. Dans l'industrie belge, le secteur chimique sera le secteur le plus dynamique, notamment grâce aux activités des secteurs à haute valeur ajoutée et à faible intensité énergétique (secteurs pharmaceutique et cosmétique), qui gagneront en importance.

Variante basse

Pour ce qui concerne la variante basse, les simulations se basent sur les prévisions de

croissance économique du scénario « LoGRO_NUC » qui s'élèvent à 1,9 % en moyenne par an pour la période 2005-2010. Comme pour la variante haute, ces prévisions ont été établies avant la crise économique et financière de fin 2008. Elles n'en tiennent donc pas compte. Comme pour la variante haute, nous avons compensé cette lacune dans les nuances apportées pour le court terme et le moyen terme aux prévisions à long terme (cf. partie 4.3.2).

Comme pour la variante haute, un pourcentage de croissance moindre a été retenu pour la deuxième moitié de la période 2005-2020 par rapport à la première partie de la période. La croissance annuelle moyenne attendue s'élève à respectivement 2,3 %, 1,9 % et 1,4 % pour 2005-2010, 2010-2015 et 2015-2020. Le tableau ci-après donne un aperçu détaillé de ces hypothèses macro-économiques.

Tableau 4.4 : évolution du PIB et de la valeur ajoutée par secteur à prix constants (en euros de 2005) pour la période 2005-2020 (variante basse).

	Taux de croissance annuel (%)			
	'05-'10	'10-'15	'15-'20	'05-'20
BIP	2,3%	1,9%	1,4%	1,9%
Valeur ajoutée par secteur				
Industrie, dont	1,7%	1,5%	1,1%	1,4%
Fer et acier	0,4%	0,5%	0,3%	0,4%
Métaux non ferreux	0,3%	0,6%	0,5%	0,5%
Chimie	2,2%	1,9%	1,6%	1,9%
Minéraux non métalliques	1,9%	1,4%	1,0%	1,5%
Papier et imprimeries	1,9%	1,6%	1,2%	1,5%
Aliments, boissons et tabacs	1,9%	1,4%	0,9%	1,4%
Métallurgie	1,6%	1,6%	1,2%	1,5%
Textiles, cuirs et vêtements	-1,2%	-0,7%	-0,3%	-0,7%
Divers	2,5%	1,6%	1,3%	1,8%
Tertiaire	2,4%	1,9%	1,5%	2,0%

Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

4.3.1.2 Hypothèses démographiques

Les hypothèses démographiques choisies dans l'étude prospective électricité sont identiques pour les scénarios « LoGRO_NUC » et « Base_HiCV_NUC », et donc également pour les prévisions à long terme (à partir de 2015) de la variante haute et de la variante basse du Plan de Développement.

La diminution de la taille moyenne des familles⁶⁶ mène, en combinaison avec la croissance démographique⁶⁷, à une croissance annuelle moyenne du nombre de familles de 0,8 % pour la période 2005-2020. Suivant cette hypothèse, il se formera entre 2005 et 2020, 550.000 nouvelles familles en Belgique.

4.3.1.3 Hypothèses relatives au prix des produits énergétiques

L'illustration 4.5 ci-après montre les tendances pour les prix internationaux des

⁶⁶ La taille moyenne des familles pour 2020 est estimée à 2,16 membres, alors qu'elle était encore de 2,35 en 2005.

Cette évolution traduit la réalité socioculturelle et est en relation avec l'augmentation du nombre de structures familiales non traditionnelles (parents isolés, familles monoparentales, parents divorcés, ...).

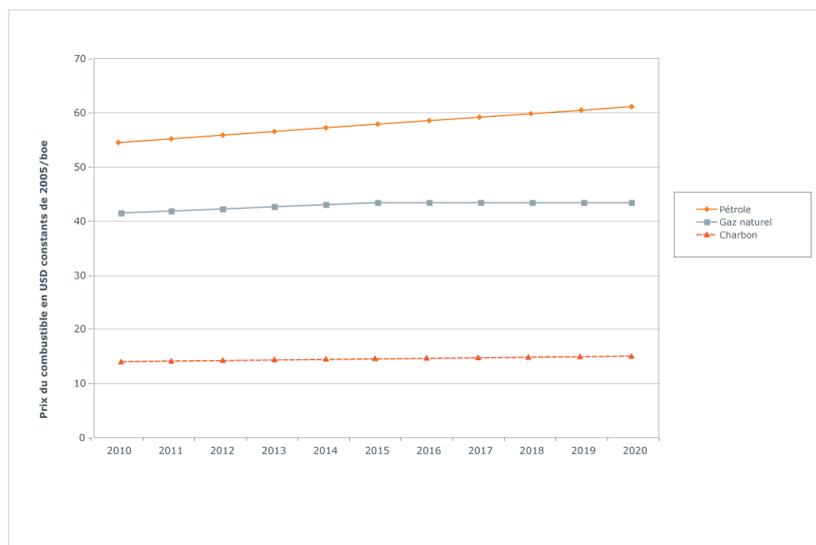
⁶⁷ Selon les estimations, la Belgique comptera 10,79 millions d'habitants en 2020, contre 10,446 millions en 2005.



combustibles prises en considération dans l'étude prospective électricité. Ces hypothèses s'appliquent au scénario « Base_HiCV_NUC » comme au scénario « LoGRO_NUC », qui sont à la base des prévisions à long terme (à partir de 2015) des variantes de consommation haute et basse de ce plan.

Les prix du charbon, du gaz naturel et du pétrole connaîtront probablement une légère augmentation entre 2010 et 2020. Le prix du pétrole devrait s'élever à 61,1 dollars⁶⁸ par baril en valeur 2005 en 2020, le prix du charbon à 14,7 dollars par équivalent baril de pétrole.

Illustration 4.5 : prix internationaux des combustibles (en dollars US de 2005/équivalent baril de pétrole).



Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

4.3.1.4 Politique environnementale

Les mesures politiques qui seront prises à l'avenir pour rencontrer les objectifs fixés dans le cadre de la lutte contre le changement climatique sont évaluées dans l'étude prospective électricité par le biais du concept de « valeur du carbone »⁶⁹. Cette valeur est plus élevée dans le scénario « Base_HiCV_NUC » (variante haute) que dans le scénario « LoGRO_NUC » (variante basse). Le scénario « Base_HiCV_NUC » (variante haute) est en effet une simulation du système énergétique qui se caractérise par un renforcement de la politique environnementale via des prix plus élevés pour les rejets de carbone.

4.3.1.5 Efficacité énergétique

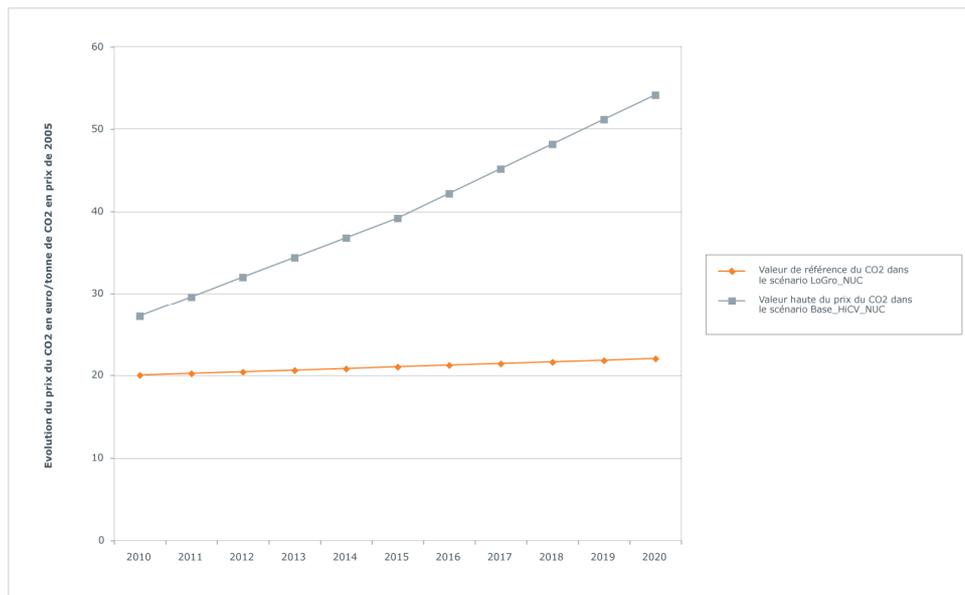
Le taux de croissance de la consommation dans le scénario « Base_HiCV_NUC », qui est utilisé dans le cadre de ce Plan comme référence pour les prévisions à long terme (à partir de 2015) de la variante haute de consommation, part du principe que l'on ne fournira aucun effort supplémentaire en matière d'efficacité énergétique, en dehors de la valeur du carbone qui est prise en considération dans le modèle.

⁶⁸ Les prévisions de prix qui sont utilisées dans l'étude prospective électricité 2010-2017 sont basées sur les tendances à long terme, qui ne tiennent pas compte des effets de volatilité.

⁶⁹ Les valeurs estimées du carbone sont identiques pour les secteurs SCEQE et non SCEQE dans le cadre des scénarios « Higher Carbon Value » de l'étude prospective (exclusivement dans les secteurs SCEQE pour l'autre type de scénario). Les secteurs SCEQE font partie d'un système commun européen pour le marché des droits d'émission de CO₂.

Le taux de croissance de la consommation dans le scénario « LoGRO_NUC » de l'étude prospective, qui est à la base des prévisions à long terme (à partir de 2015) de la variante basse de consommation de ce Plan, repose par contre sur l'hypothèse que l'on mène une politique adhérant étroitement à l'objectif européen d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique, qui comprend d'autres mesures en plus de la prise en compte de la valeur du carbone.

Illustration 4.6 : évolution des prix du carbone (en euros par tonne de CO₂, en euros de 2005).



Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

4.3.2 Prévisions annuelles relatives à la consommation d'électricité, intégration des considérations à court et à moyen terme et structure sectorielle

À long terme (à partir de 2015)

Pour le développement de deux variantes relatives à l'évolution de la demande, deux scénarios ont été, dans le cadre de ce Plan de Développement, repris de l'étude prospective électricité :

- La « variante basse » correspond au scénario « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité. Cette variante permet d'illustrer une évolution modérée de la demande d'électricité, en conséquence d'une croissance économique plus modeste, en combinaison avec une politique volontariste visant à réduire la demande d'électricité.
- La « variante haute », basée sur le scénario « Base_HiCV_NUC », est fondée sur une croissance plus prononcée de la demande d'électricité. Cette variante simule, d'une part, le lien entre une augmentation des prix des combustibles et une diminution de la demande d'énergie et, d'autre part, les effets de substitution d'un choix énergétique en faveur de l'électricité dans le cas où les combustibles sont chers.

La variante haute sera considérée comme variante de référence de ce plan en termes de consommation. L'une des tâches du gestionnaire du réseau de transport consiste en effet à développer le réseau de façon à ce qu'il dispose d'une capacité adéquate afin de pouvoir répondre aux besoins actuels et futurs de ses utilisateurs. Il est donc justifié d'opter en



première instance pour une variante haute afin d'identifier tous les développements nécessaires du réseau. La variante basse permet ensuite d'effectuer une analyse de sensibilité, en fonction de la croissance qui sera effectivement constatée et des délais dans lesquels ces développements devraient être réalisés.

L'évolution de la demande d'électricité dans les différents scénarios de l'étude prospective électricité a été établie à l'aide du modèle « Primes ». Ce modèle, développé pour simuler le système énergétique à long terme, convient moins pour saisir les évolutions à court et à moyen terme.

De plus, la crise économique et financière qui s'est produite fin 2008, donc après l'établissement des prévisions de l'étude prospective, a entraîné un recul de la demande d'électricité. Elia doit donc, pour le court et le moyen terme, apporter des nuances aux prévisions à long terme qui ont été faites par le modèle « Primes », afin de tenir compte des développements les plus récents concernant la croissance économique et/ou l'évolution de la demande d'électricité.

Conformément à cette approche, lors du développement du réseau de transport d'électricité, on tente de concilier les tendances à court et à moyen terme, comme la crise économique actuelle, avec des considérations à long terme. Dans cet ordre d'idées, les tendances à court et à moyen terme ont surtout un impact sur la planification des projets d'infrastructure dans le temps, tandis que les développements à long terme ont tout d'abord des conséquences sur les décisions d'investir ou non.

À court terme et à moyen terme

La variante haute et la variante basse de ce Plan de Développement partent de la même évolution de la consommation à court terme, à savoir de pourcentages de croissance pour la demande d'électricité⁷⁰ de -1,16 % en 2011, 0,09 % en 2012, 0,45 % en 2013 et 0,63 % en 2014. Ces pronostics se basent sur les prévisions à long terme d'IHS CERA, qui tiennent compte des développements économiques et politiques jusqu'à fin mars 2011⁷¹.

Moyenne à l'horizon du Plan de Développement

Sur la base de cette méthode et tenant compte des différentes hypothèses choisies, la demande d'énergie électrique en Belgique augmentera en moyenne de 1,1 % par an entre 2011 et 2020 pour la variante haute de consommation de ce Plan de Développement, pour atteindre 99 TWh à la fin de la période susmentionnée. Pour la variante basse de consommation, le pourcentage annuel moyen de croissance de la demande d'énergie électrique est moindre : il s'élève à 0,2 % entre 2011 et 2020, la demande d'énergie électrique atteindrait donc seulement 90 TWh en 2020.

Dans les deux cas, les pourcentages attendus de croissance de la demande d'énergie électrique sont plus faibles que le pourcentage moyen de croissance que l'on a observé entre 1990 et 2005 (2,3 %). De plus, l'augmentation de la consommation d'électricité reste plus faible que la croissance de l'activité économique du pays. En voici les principales

⁷⁰ Ces pourcentages de croissance sont appliqués à la demande d'énergie pour la Belgique (niveau GRT et GRD), y compris les pertes réseau.

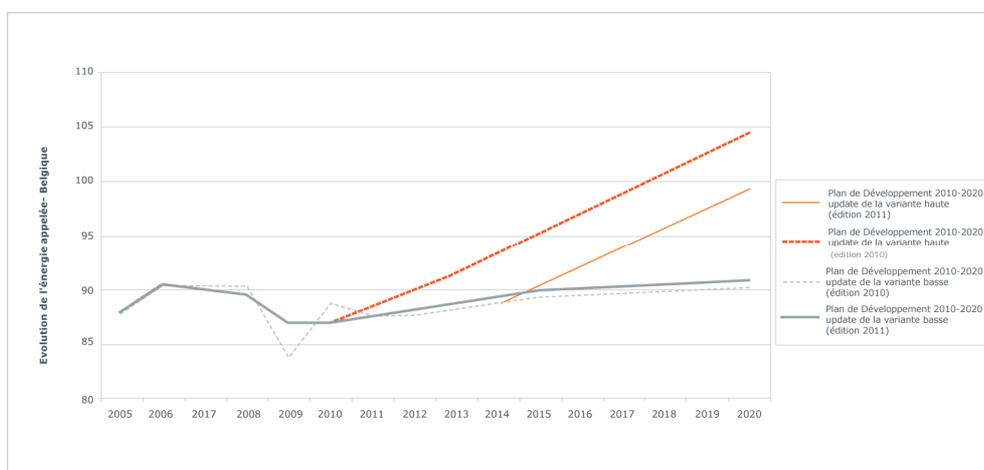
⁷¹ IHS Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA) est un bureau-conseil international indépendant pour les entreprises du secteur de l'énergie, les administrations et les institutions financières actives dans le secteur de l'électricité. IHS CERA donne notamment, à intervalles réguliers, des prévisions concernant l'évolution de la consommation d'électricité. Référence utilisée "European Energy Outlook" du 22 avril 2011.

raisons :

- saturation progressive du nombre d'équipements électriques en association avec une amélioration de leur rendement énergétique ;
- développement plus intense dans le secteur tertiaire que dans le secteur industriel, plus grand consommateur d'énergie.

L'illustration 4.7 ci-après montre l'évolution prévue de la demande d'énergie électrique en Belgique pour les variantes de consommation haute et basse du Plan actuel et compare cette information avec les scénarios⁷² qui ont été repris dans ce domaine dans le cadre de la version provisoire du Plan de Développement 2010-2020.

Illustration 4.7 : évolution de la demande d'énergie électrique en Belgique entre 2005 et 2020 (variante haute et variante basse – TWh).



Sources :

Pour le court et le moyen terme (2011-2014) : IHS CERA, "European Energy Outlook" du 22 avril 2011.

Pour le long terme : résultat du SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017.

Structure sectorielle

Les structures de la consommation d'électricité en Belgique⁷³ par secteur d'activité – ou structure sectorielle – sont basées, pour les variantes haute et basse de consommation, sur la subdivision proposée dans l'étude prospective électricité pour les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC ».

Suivant cette même source, la structure sectorielle devrait demeurer stable dans chaque variante pendant la période 2005-2020. Les deux structures sont caractérisées par une prépondérance de l'industrie et une part non négligeable de consommation des ménages qui occupe la deuxième place dans la consommation totale du pays.

Dans les parties ci-après, les pronostics relatifs à la consommation d'électricité sont esquissés pour les variantes haute et basse de consommation du plan actuel et ce, depuis

⁷² Les données représentées à l'illustration 4.7 reflètent les valeurs disponibles au moment où les hypothèses ont été mises à jour (avril 2011), c'est-à-dire des données encore provisoires pour 2010.

⁷³ La consommation d'électricité est égale à la demande d'électricité, y compris la demande des raffineries.



deux points de vue :

- la structure sectorielle de la consommation finale d'électricité d'ici 2020 ;
- le pourcentage annuel moyen de croissance de la consommation sectorielle d'électricité entre 2005 et 2020.

4.3.2.1 Structure sectorielle de la consommation d'électricité

Les structures sectorielles de la consommation d'électricité projetée dans la variante haute et la variante basse sont quasiment parallèles. Suivant l'étude prospective électricité, voici les tendances les plus marquantes qui se dessineront entre 2005 et 2020 :

- en 2020, c'est toujours l'industrie qui prendra la part du lion dans la consommation d'électricité (45 % dans la variante haute, 49 % dans la variante basse). Dans ce secteur, ce sont l'industrie chimique et, dans une moindre mesure, la sidérurgie qui consommeront la majeure part de l'électricité, étant donné que ces branches d'activité interviennent respectivement pour 18 % et 7 % de la consommation belge en 2020 dans la variante haute et pour 20 % et 7 % dans la variante basse ;
- la consommation d'électricité des ménages restera également élevée : les ménages représenteront 36 % de la consommation totale d'électricité en Belgique dans la variante haute, contre 27 % dans la variante basse ;
- enfin, et malgré la forte augmentation des activités à laquelle on s'attend dans ce secteur pendant la période 2005-2020, la consommation d'électricité du secteur des services demeurera modérée en comparaison avec celle de l'industrie et des ménages. Le secteur tertiaire représentera tout au plus 14 % (variante haute) ou 18 % (variante basse) de la consommation totale d'électricité en Belgique.

Les tableaux 4.8 et 4.9 ci-après donnent de plus amples détails concernant l'évolution projetée de la consommation d'électricité par secteur (en GWh) entre 2005 et 2020, respectivement pour la variante haute et la variante basse de ce Plan de Développement.

Tableau 4.8 : consommation finale d'électricité (GWh) 2005-2020, variante haute.

Consommation d'électricité en GWh

	2005	2010	2015	2020
Structure sectorielle				
Industrie	39416	42940	45015	47712
Fer et acier	5996	5714	6488	7589
Métaux non ferreux	1729	1558	1450	1442
Chimie	13765	16807	18153	19205
Minéraux non métalliques	2325	2439	2490	2568
Papier et imprimeries	2710	2962	3119	3328
Aliments, boissons et tabacs	3990	4350	4471	4610
Métallurgie	3162	3388	3433	3510
Textiles, cuirs et vêtements	1231	1116	1000	938
Divers	4509	4605	4412	4522
Familles	26002	27424	32399	38408
Secteur tertiaire	13075	13450	14825	15331
Transport	1675	1853	1942	2207
Secteur de l'énergie				
Raffineries	3452	3402	3345	3300
Consommation totale	83619	89068	97526	106959

Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

Tableau 4.9 : consommation finale d'électricité (GWh) 2005-2020, variante basse.

Consommation d'électricité en GWh

	2005	2010	2015	2020
Structure sectorielle				
Industrie	39416	42986	45208	46236
Fer et acier	5996	5653	6302	6623
Métaux non ferreux	1729	1577	1451	1348
Chimie	13765	16852	18318	19102
Minéraux non métalliques	2325	2459	2476	2468
Papier et imprimeries	2710	2973	3123	3192
Aliments, boissons et tabacs	3990	4376	4515	4523
Métallurgie	3162	3330	3413	3440
Textiles, cuirs et vêtements	1231	1128	1037	965
Divers	4509	4639	4572	4573
Familles	26002	26879	26259	25448
Secteur tertiaire	13075	14815	16057	16635
Transport	1675	1799	1803	1802
Secteur de l'énergie				
Raffineries	3452	3445	3427	3418
Consommation totale	83619	89924	92753	93539

Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017



4.3.2.2 Pourcentages de croissance sectorielle entre 2005 et 2020

Le pourcentage de croissance moyen de la consommation d'électricité en Belgique pendant la période 2005-2020 devrait atteindre 1,7 % suivant le scénario « Base_HICV_NUC » (input pour la variante haute) et 0,8 % suivant le scénario « LoGRO_NUC » (input pour la variante basse). D'un point de vue global, tous les secteurs économiques contribuent à la baisse de la croissance de la consommation d'électricité, comme simulé dans la variante basse, à l'exception des secteurs tertiaire, du textile et de l'habillement, des raffineries et des « autres industries » pour lesquels une augmentation de la consommation se dessine dans la variante basse. Le tableau 4.10 donne un aperçu des pourcentages annuels moyens de croissance de la consommation d'électricité par secteur d'activité pendant les périodes 2005-2010 et 2010-2020 pour les deux variantes de consommation prises en considération dans ce Plan de Développement.

Tableau 4.10 : taux de croissance annuel de la consommation d'électricité par secteur (périodes 2005-2010 et 2010-2020).

Pourcentages de croissance annuelle de la consommation électrique par secteur

Structure sectorielle	2005-2020		2010-2020	
	Variante haute	Variante basse	Variante haute	Variante basse
Industrie	1,3%	1,1%	1,1%	0,7%
Fer et acier	1,6%	0,7%	2,9%	1,6%
Métaux non ferreux	-1,2%	-1,6%	-0,8%	-1,6%
Chimie	2,2%	2,2%	1,3%	1,3%
Minéraux non métalliques	0,7%	0,4%	0,5%	0,0%
Papier et imprimeries	1,4%	1,1%	1,2%	0,7%
Aliments, boissons et tabacs	1,0%	0,8%	0,6%	0,3%
Métallurgie	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%
Textiles, cuirs et vêtements	-1,8%	-1,6%	-1,7%	-1,5%
Divers	0,0%	0,1%	-0,2%	-0,1%
Familles	2,6%	-0,1%	3,4%	-0,5%
Secteur tertiaire	1,1%	1,6%	1,3%	1,2%
Transport	1,9%	0,5%	1,8%	0,0%
Secteur de l'énergie				
Raffineries	-0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,1%
Consommation totale	1,7%	0,8%	1,8%	0,4%

Source : SPF Énergie/Bureau fédéral du Plan, Étude prospective électricité 2008-2017

4.4 Évolution de la production décentralisée

Le raccordement d'unités de production décentralisée, sur la base ou non de sources d'énergie renouvelable, peut entraîner un besoin de renforcer le réseau de transport. Le besoin d'augmenter la capacité du réseau dépend en premier lieu des possibilités de contrôle de ces unités de production, de leur ampleur, de leur localisation, de leur caractère variable et du niveau de tension auquel elles sont raccordées.

Les prochaines parties décrivent les hypothèses relatives à l'évolution de la production décentralisée d'électricité. Nous faisons d'abord une analyse de l'évolution escomptée des sources d'énergie renouvelables (SER) dans le mix énergétique belge. Un deuxième volet

examine l'évolution attendue de la cogénération non basée sur des sources d'énergie renouvelable (non SER).

4.4.1 Évolution de la part des sources d'énergie renouvelable (SER)

L'étude prospective électricité 2008-2017 ne tient pas compte des objectifs en matière de part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie fixés par l'Union européenne dans le cadre de sa politique en matière d'énergie et de changement climatique. Les scénarios repris dans l'étude débouchent sur une part de sources d'énergie renouvelable qui est toujours inférieure à 9 %. Ce pourcentage reste donc bien en-deçà de l'objectif de 13 % présumé pour la Belgique.

Bien que les États membres de l'UE puissent faire usage de mécanismes de flexibilité leur permettant de ne pas réaliser leur objectif sur leur propre territoire, il serait imprudent de ne pas tenir compte d'un scénario supposant spécifiquement que l'objectif de 13 % sera effectivement atteint sur le territoire belge si l'on veut évaluer correctement les investissements dans le réseau qui doivent être consentis selon cette perspective.

La référence utilisée pour l'évolution de la puissance installée en sources d'énergie renouvelable sont les résultats du Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables - Belgique (PAN ER – Belgique) rédigé par le Service public fédéral Énergie dans le cadre de la directive européenne 2009/28/CE⁷⁴.

Il y a d'autres perspectives disponibles concernant l'évolution des sources d'énergie renouvelable mais le PAN ER – Belgique a été sélectionné comme référence car il donne des perspectives consolidées pour toute la Belgique. Une comparaison avec les perspectives régionales disponibles⁷⁵ montre clairement qu'elles prévoient une puissance installée plus importante en panneaux solaires (environ 1300 MW supplémentaires en 2020) et éoliennes onshore (environ 300 MW supplémentaires en 2020) mais inférieure en unités de biomasse (environ 900 MW en moins en 2020). Dans son étude 1074, la CREG prévoit également une mise en service plus faible de biomasse que ce qui est prévu dans le PAN ER – Belgique. Elle se base aussi sur les perspectives régionales. L'illustration 4.11

74 Au moment du dépôt de la version provisoire du Plan de Développement 2010-2020 (plus précisément le 15 septembre 2010), le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables- Belgique n'était pas encore disponible. Ce plan n'a été publié sur la plateforme européenne Transparency qu'en novembre 2010 (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm). Dans la version provisoire du Plan de Développement, on a donc décidé de développer deux variantes concernant les énergies renouvelables. Une variante avec une grande part de biomasse (puissance installée en 2020 basée en grande partie sur le WP21-08 du Bureau fédéral du Plan, a été considérée avec plus précisément 2474 MW de biomasse et 1240 MW d'éolien onshore en 2020). Une autre variante, équivalente en énergie, mais avec une large part d'éolien onshore (plus précisément 1027 MW de biomasse et 3350 MW d'éolien onshore) a également été développée. Le PAN ER – Belgique ne donne cependant pas de perspectives consolidées pour toute la Belgique. Le PAN ER – Belgique est également la référence pour la Belgique devant la Commission européenne. C'est pour cette raison que, dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020, les puissances installées du PAN ER – Belgique ont été utilisées comme référence.

75 Les informations utilisées pour les perspectives régionales sont :

Flandre : pour toutes les SER sauf les panneaux solaires, le scénario PRO du "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guissson, W. Nijs & S. Vanassche), septembre 2009 ; pour les panneaux solaires, le scénario BAU du Tussentijds intern rapport: onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juin 2011

Wallonie : pour toutes les SER, le scénario PMDE/CWAPÉ 2011 – présentation « études relatives au développement de réseaux électriques durables » – REDI – 22 février 2011.

Bruxelles : pour l'énergie à base de cogénération ainsi que la répartition entre le gaz et les SER, on a utilisé l'« Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011 – 2020 », CREG, juin 2011. Pour la transposition en puissance installée, on a utilisé le nombre d'heures de service pour la biomasse retenu dans le scénario PMDE/CWAPÉ 2011.



donne un aperçu des différentes perspectives concernant les sources d'énergie renouvelable.

Illustration 4.11 : perspectives concernant la puissance installée en sources d'énergie renouvelable selon différentes études.

	Plan de Développement (édition 2011)	NAP Belgique-SPF Energie	CREG-étude 1074	Prévision régionale (estimation pour pour Bruxelles)
	Capacité installée en 2020 (MW)	Capacité installée en 2020 (MW)	Capacité installée en 2020 (MW)	Capacité installée en 2020 (MW)
Centrales au fil de l'eau	140	140	139	129
Panneaux solaires	1340	1340	1340	2671
Eoliennes				
Onshore	2320		2063	2592
Offshore	2160	4320	2118	
Biomasse	2452	2452	1680	1622

Source :

1. Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables - Belgique, Service public fédéral Énergie, novembre 2010 (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)
2. « Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011 - 2020 », CREG, juin 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf
3. Perspectives régionales :
 - Flandre : pour toutes les SER sauf les panneaux solaires, le scénario PRO du "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guisson, W. Nijs & S. Vanassche), septembre 2009 ; pour les panneaux solaires, le scénario BAU du Tussentijds intern rapport: onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juin 2011
 - Wallonie : pour toutes les SER, le scénario PMDE/CWAPE 2011 – présentation « études relatives au développement de réseaux électriques durables » – REDI – 22 février 2011.
 - Bruxelles : pour l'énergie à base de cogénération ainsi que la répartition entre le gaz et les SÉR, on a utilisé l'« Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011 – 2020 », CREG, juin 2011. Pour la transposition en puissance installée, on a utilisé le nombre d'heures de service pour la biomasse retenu dans le scénario PMDE/CWAPE 2011.

Si nous faisons une analyse des perspectives énergétiques, nous constatons dès lors que les perspectives régionales prévoient un output plus élevé de l'éolien (1,7 TWh sur la base du temps d'utilisation régional) et des panneaux solaires (1,2 TWh) et un output inférieur de la biomasse (-3,5 TWh) que le PAN ER – Belgique. Le PAN ER – Belgique et les perspectives régionales diffèrent au niveau de l'évolution escomptée des différentes formes de SER mais, en énergie, elles ne diffèrent que de 0,6 TWh. L'illustration 4.12 donne un aperçu des perspectives énergétiques dans le PAN ER – Belgique et dans les perspectives régionales considérées.

Illustration 4.12 : perspectives concernant l'énergie sur la base des sources d'énergie renouvelable en 2020.

	NAP Belgique- SPF Energie	Prévisions régionales
	Energie en 2020 (GWh)	Energie en 2020 (GWh)
Centrales au fil de l'eau	440	444
Panneaux solaires	1139	2301
Eoliennes		5155
Onshore		
Offshore	10474	7000
Biomasse	11039	7581
Total	23092	22481

Source :

1. Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, Service public fédéral Énergie, novembre 2010
(http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)
2. Perspectives régionales :
 - Flandre : pour toutes les SER sauf les panneaux solaires, le scénario PRO du "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guisson, W. Nijs & S. Vanassche), septembre 2009 ; pour les panneaux solaires, le scénario BAU du Tussentijds intern rapport: onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juin 2011
 - Wallonie : pour toutes les SER, le scénario PMDE/CWAPE 2011 – présentation « études relatives au développement de réseaux électriques durables » – REDI – 22 février 2011.
 - Bruxelles : pour l'énergie à base de cogénération ainsi que la répartition entre le gaz et les SÉR, on a utilisé l'« Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011 – 2020 », CREG, juin 2011. Pour la transposition en puissance installée, on a utilisé le nombre d'heures de service pour la biomasse retenu dans le scénario PMDE/CWAPE 2011.

Lorsqu'on détecte un besoin d'investissements, on contrôlera cependant aussi si le développement prévu du réseau est en ligne avec les perspectives régionales en matière d'énergies renouvelables. Les perspectives régionales prévoient environ 1500 MW supplémentaires en capacité intermittente (énergies solaire et éolienne). Cette manière plus variable de produire de l'électricité s'accompagne de défis supplémentaires pour le développement du réseau.

En vue du développement du réseau, ce plan prend comme référence, pour toutes les sources d'énergie renouvelable à l'exception de la capacité éolienne offshore⁷⁶, la puissance installée en sources d'énergie renouvelable en 2020 telle qu'elle est mentionnée dans le PAN ER – Belgique.

Enfin, pour l'évolution des sources d'énergie renouvelable qui sont prises en considération dans ce Plan de développement, on tient compte des données les plus récentes qui étaient disponibles au moment où les hypothèses ont été formulées (avril 2011) :

- le PAN ER – Belgique relatif à la puissance totale installée en éoliennes onshore, centrales hydroélectriques, panneaux solaires et biomasse en 2020 ;

⁷⁶ La répartition entre capacité éolienne offshore et onshore n'est pas mentionnée explicitement dans le PAN ER – Belgique. Après consultation du Service public fédéral Énergie, on a obtenu la division utilisée dans le PAN ER – Belgique. Il a été décidé de s'écarter de la capacité offshore prévue dans le PAN ER – Belgique, plus précisément 2000 MW en 2020, parce que les concessions domaniales octroyées actuelles, ainsi qu'une estimation du potentiel des concessions domaniales encore à confirmer, mènent à une valeur plus élevée, plus précisément 2160 MW.



- le respect des concessions domaniales pour les cinq concessions déjà octroyées et une évaluation du potentiel pour les 6^{ème} et 7^{ème} concessions domaniales. La puissance installée prise en compte s'élève à 2160 MW en 2020. L'évolution des éoliennes offshore est également fondée sur les informations relatives au projet ;
- la puissance installée en panneaux solaires atteignait 766 MW en 2010, alors que le PAN ER – Belgique ne reprend qu'une valeur de 350 MW pour 2010. L'évolution de la puissance installée en panneaux solaires entre 2010 et 2020 est par conséquent basée sur une répartition linéaire, sur les années intermédiaires, de la différence entre la puissance installée actuelle en panneaux solaires de 766 MW et la puissance installée prévue dans le PAN ER – Belgique pour 2020 (1340 MW), soit une augmentation annuelle d'environ 57 MW ;
- la puissance installée en éoliennes onshore s'élevait à 693 MW en 2010, alors que le PAN ER – Belgique ne reprend pour 2010 qu'une valeur de 538 MW (partant de l'hypothèse que, dans la valeur de 733,2 MW mentionnée dans le PAN ER - Belgique, sont repris 195 MW d'éoliennes offshore). L'évolution de la puissance installée en éoliennes onshore entre 2010 et 2020 est donc basée sur une répartition linéaire, sur les années intermédiaires, de la différence entre la puissance installée actuelle en éoliennes onshore de 693 MW et la puissance installée prévue dans le PAN ER – Belgique pour 2020 (2320 MW), soit une augmentation annuelle d'environ 163 MW ;
- l'évolution de la puissance installée en centrales hydroélectriques est basée sur le PAN ER – Belgique ;
- l'évolution de la puissance installée en biomasse est basée à partir de 2013 sur le PAN ER – Belgique⁷⁷ ;
- le suivi de projets (sur la base d'annonces des gestionnaires de réseaux de distribution et dans la presse) et les demandes de raccordement qui permettent de faire une division de la puissance installée en unités distinctes et de déterminer un emplacement potentiel.

Les parties suivantes comprennent une comparaison par type de sources d'énergie renouvelable pour :

- les hypothèses retenues concernant les sources d'énergie renouvelable qui sont basées sur le PAN ER – Belgique dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes concernant des sources d'énergie renouvelable qui ont été reprises dans la version provisoire du Plan de Développement 2010-2020 (une variante mettant l'accent sur la biomasse, une variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore) car, au moment où la version provisoire a été établie, le PAN ER – Belgique n'était pas encore disponible ;
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan⁷⁸.

77 Les unités identifiées en 2010 par Elia comme biomasse et déchets mènent à une autre capacité installée totale que celle qui est mentionnée dans le PAN ER – Belgique. Pour arriver à une tendance en hausse de la puissance installée sur tout l'horizon 2011-2020, on a donc décidé de présumer une croissance linéaire de la capacité de la biomasse au niveau GRD entre 2010 et 2013.

78 Dans ce *working paper*, on ne simule que 2 des 3 objectifs européens, plus précisément une part d'énergie renouvelable de 20 % dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne et une diminution de 20 % des émissions de gaz à effet de serre dans les pays de l'UE en comparaison avec 1990.

Le scénario "target 20/20" de ce *working paper* débouche sur une part de 12,3 % de sources d'énergie renouvelable dans la demande brute finale d'énergie en Belgique. On suppose que le 0,7 % restant pour rencontrer l'objectif défini par l'Union peut être atteint grâce à des mécanismes de flexibilité.

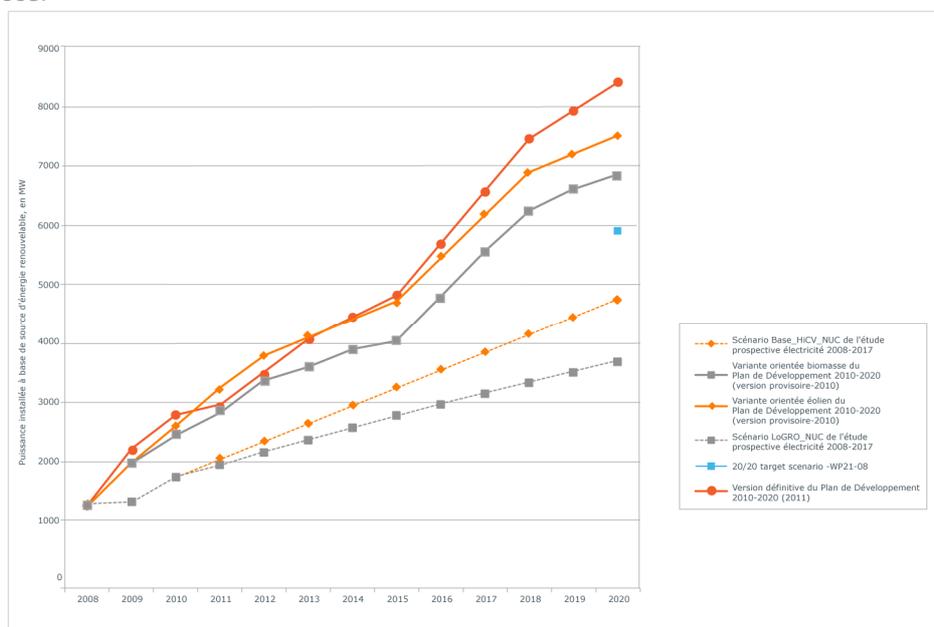
Cette étude ne s'écarte pas seulement de l'étude prospective électricité parce qu'elle prend pour point de départ que les objectifs 20-20 de l'Union peuvent être atteints. D'autres différences concernent les prévisions pour la sidérurgie, les échanges d'électricité entre la Belgique et ses pays voisins, et la valeur du carbone. D'autre part, dans le *working*

4.4.2 Hypothèses relatives aux sources d'énergie renouvelable (SER)

L'illustration ci-après compare l'évolution de la puissance installée en sources d'énergie renouvelable dans :

- l'évolution retenue concernant les sources d'énergie renouvelable qui est basée sur le PAN ER – Belgique dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui ont été définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de Développement, à savoir une variante mettant l'accent sur la biomasse et une variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore ;
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan.

Illustration 4.13 : hypothèses relatives à la puissance installée en SER en comparaison avec 2008.



4.4.2.1 Hypothèses relatives aux parcs éoliens offshore

L'illustration ci-après compare l'évolution de la puissance installée en éoliennes offshore à la fin de l'année dans :

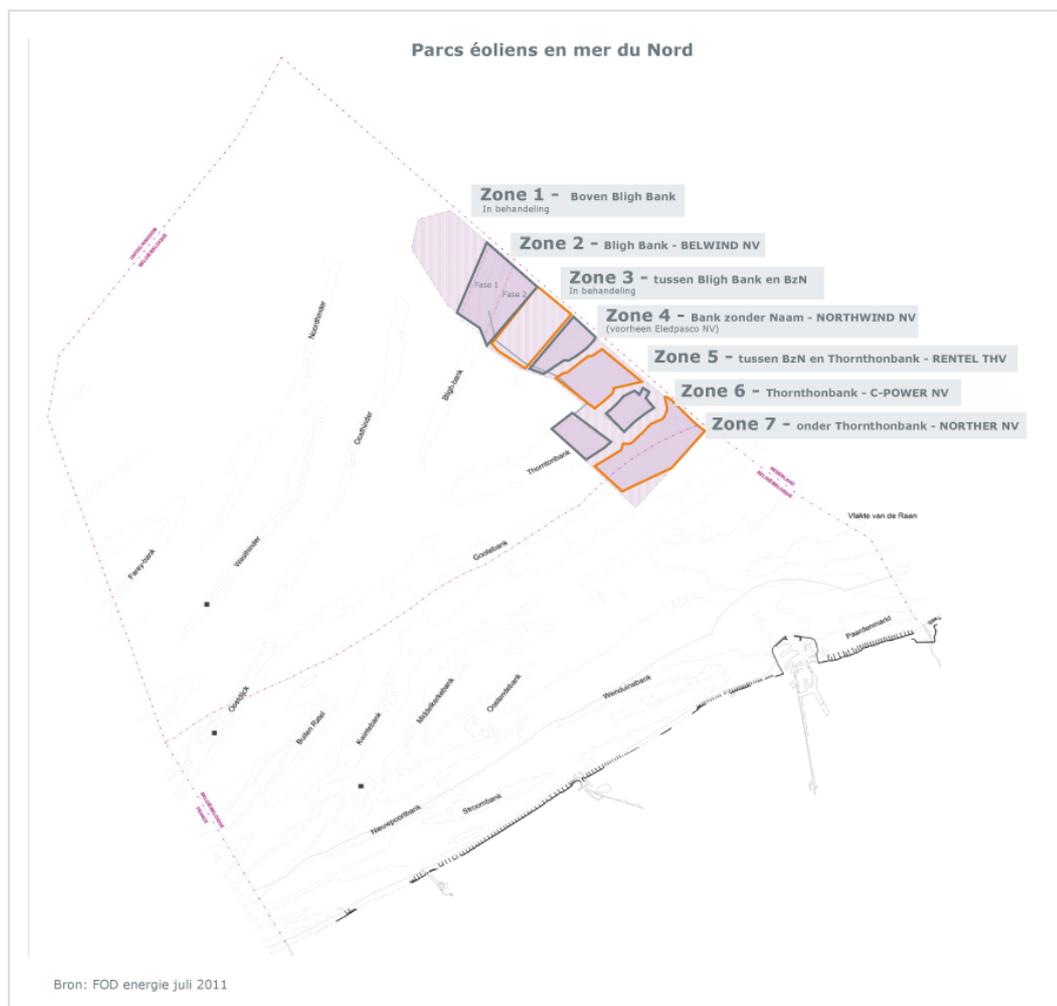
- l'évolution retenue dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui ont été définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de Développement, à savoir une variante mettant l'accent sur la biomasse et une variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore ;
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan.

paper 21-08 du Bureau fédéral du Plan, il est supposé que la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité sera appliquée.



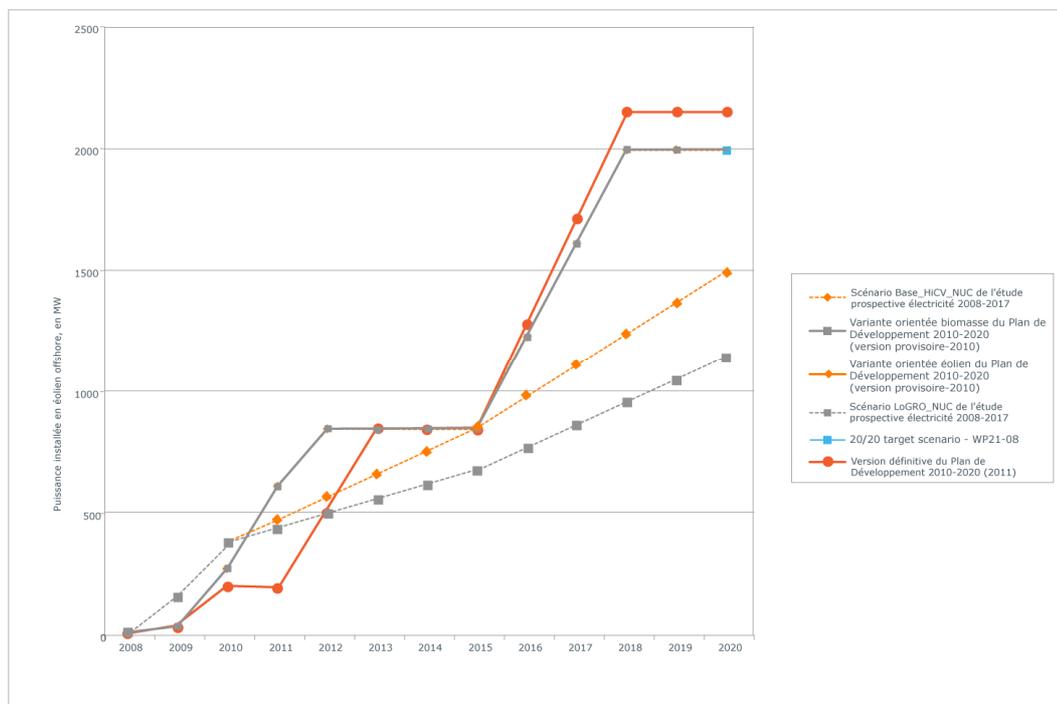
Le planning pour les mises en service prévues de parcs éoliens offshore est souvent sujet à modifications. L'illustration ci-après indique les concessions domaniales qui ont déjà été octroyées (situation juillet 2011). Le 3 février 2011, le Conseil d'État a suspendu l'Arrêté ministériel du 24 mars 2010 qui attribue la zone E à Seastar.

Illustration 4.14 : aperçu des concessions domaniales octroyées en mer du Nord (juillet 2011).



Source SPF Énergie juillet 2011

Illustration 4.15 : hypothèses relatives à la puissance installée d'éoliennes offshore en comparaison avec 2008.



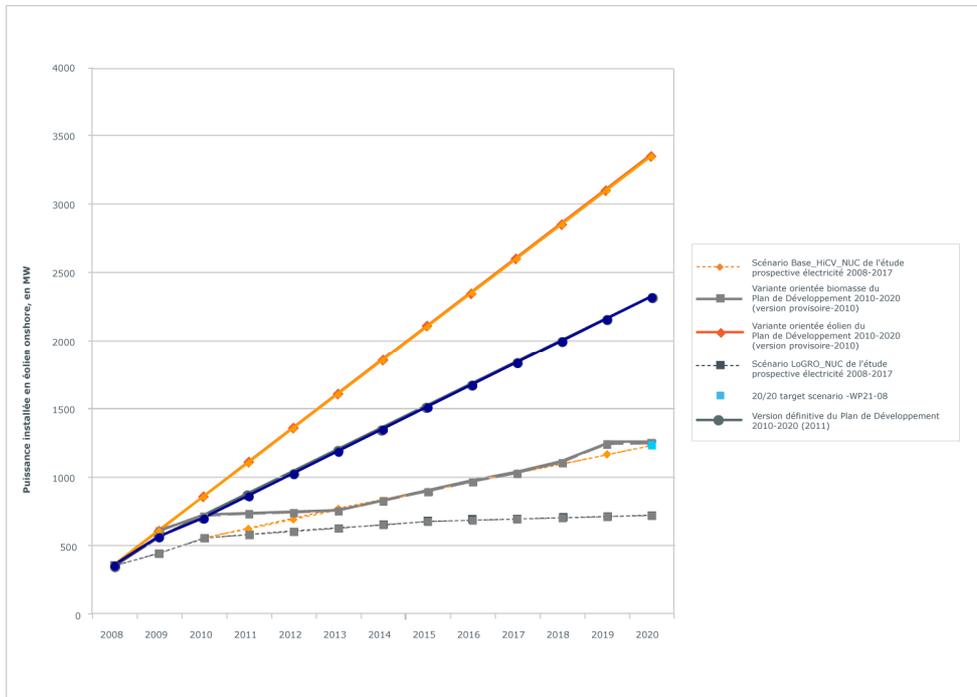
4.4.2.2 Hypothèses relatives aux parcs éoliens onshore

L'illustration ci-dessous compare l'évolution de la puissance installée en éoliennes onshore dans :

- l'évolution retenue dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui ont été définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de Développement, à savoir une variante mettant l'accent sur la biomasse et une variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore ;
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan.



Illustration 4.16 : hypothèses relatives à la puissance installée en éoliennes onshore en comparaison avec 2008.

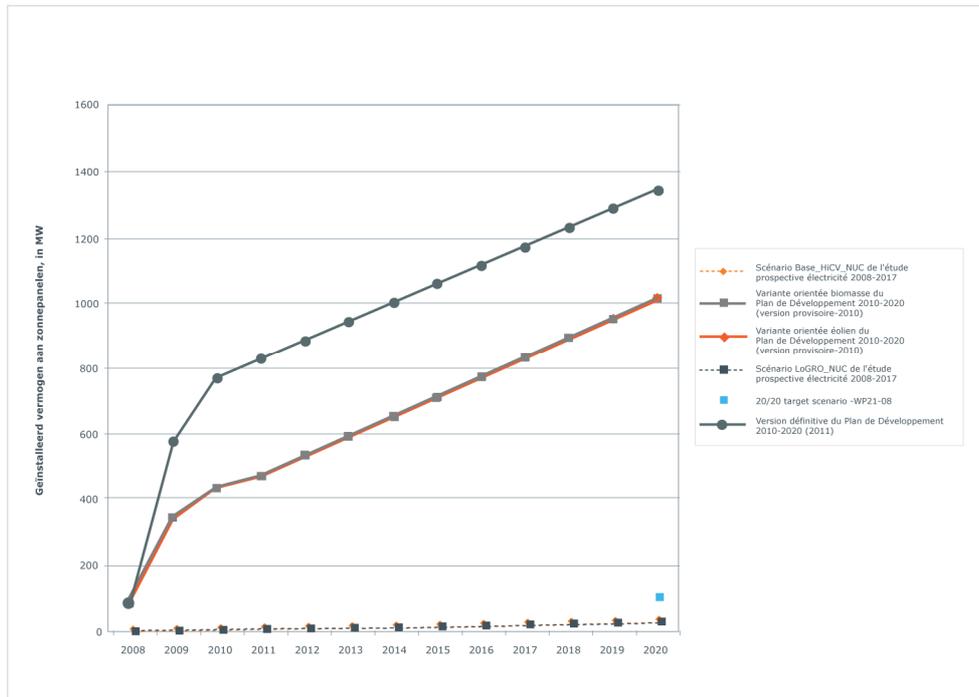


4.4.2.3 Hypothèses relatives aux panneaux photovoltaïques

L'illustration ci-dessous compare l'évolution de la puissance installée en panneaux photovoltaïques dans :

- l'évolution retenue dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui ont été définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de Développement, à savoir une variante mettant l'accent sur la biomasse et une variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore ;
- les scénarios « Base_HICV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan.

Illustration 4.17 : hypothèses relatives à la puissance installée en panneaux solaires en comparaison avec 2008.



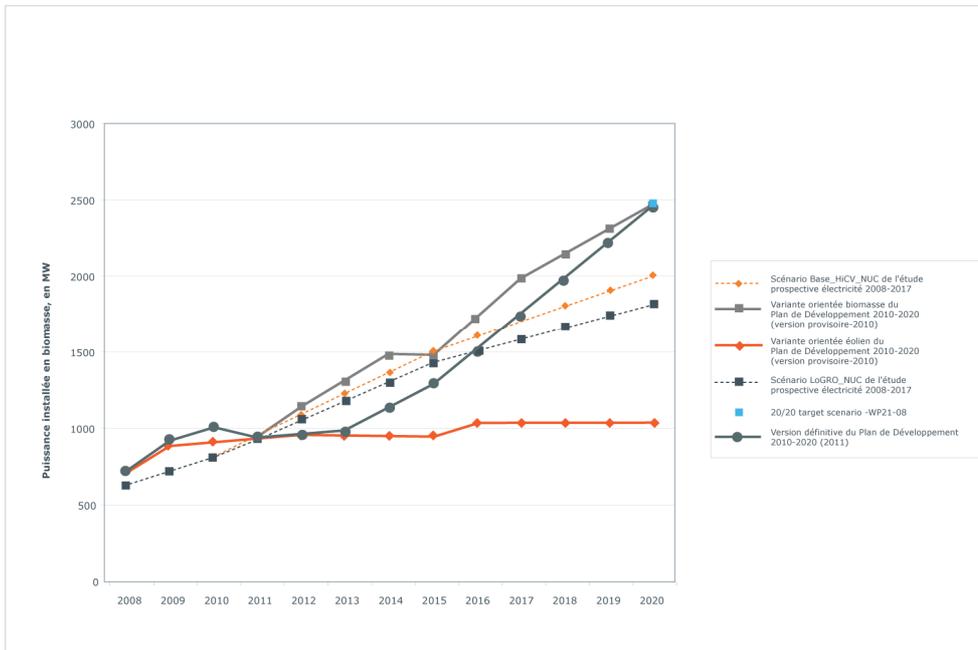
4.4.2.4 Hypothèses relatives à la production à partir de biomasse

L'illustration ci-dessous compare l'évolution de la puissance installée en unités de biomasse dans :

- l'évolution retenue dans la version définitive du Plan de Développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui sont définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de Développement, à savoir une variante avec forte intégration de la biomasse par rapport à une variante axée sur l'énergie éolienne onshore ;
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » de l'étude prospective électricité qui correspondent à la variante basse et à la variante haute de ce plan ; et
- la valeur pour 2020 mentionnée dans le scénario "Target 20/20" du *working paper* 21-08 du Bureau fédéral du Plan.



Illustration 4.18 : hypothèses relatives à la puissance installée pour des unités de production à partir de biomasse en comparaison avec 2008.



4.4.3 Hypothèses relatives à la cogénération non SER

L'évolution concernant les SER qui est définie dans ce Plan de Développement est complétée par une hypothèse relative à la puissance installée de cogénération non basée sur des sources d'énergie renouvelable.

Cette hypothèse repose, d'une part, sur les données concernant l'augmentation de la puissance installée de cogénération pour la période 2010 – 2020 du scénario « Base_HiCV_NUC » de l'étude prospective électricité⁷⁹. Ce scénario est utilisé pour les prévisions à long terme (après 2015) de la variante haute de consommation. Cette variante haute de consommation est la référence pour le Plan de Développement 2010 – 2020.

Cette approche repose, d'autre part, sur le suivi des projets (sur la base des annonces des gestionnaires de réseaux de distribution et dans la presse) et les demandes de raccordement qui permettent de faire une division de la puissance installée en unités distinctes et de déterminer un emplacement potentiel.

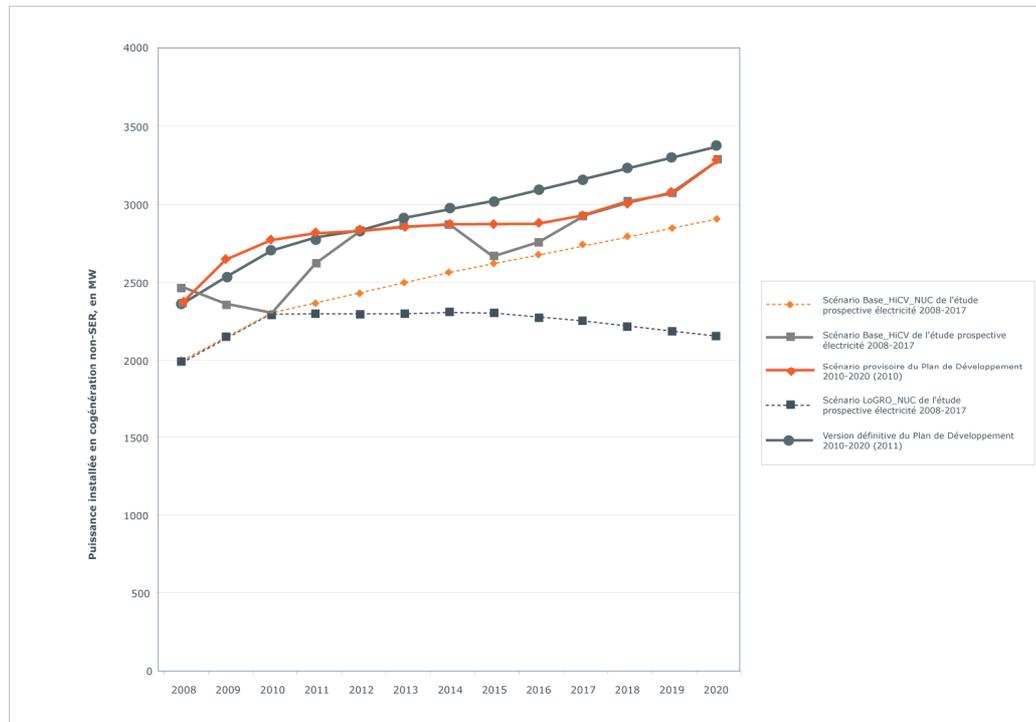
L'illustration ci-après compare l'évolution de la puissance installée de cogénération à partir de sources d'énergie non renouvelable dans :

- l'évolution retenue dans la version définitive du Plan de développement 2010-2020 ;
- les deux variantes qui ont été définies dans le cadre de la version provisoire de ce Plan de développement, à savoir une variante mettant l'accent sur la biomasse et une

⁷⁹ La consolidation d'Elia des unités identifiées en 2010 comme cogénération non SER mène à une autre capacité installée totale que celle indiquée dans le scénario « Base_HiCV_NUC » de l'étude prospective électricité. Il a par conséquent été décidé de n'utiliser que l'augmentation de la puissance installée pendant la période 2010-2020.

- variante mettant l'accent sur l'énergie éolienne onshore ; et
- les scénarios « Base_HiCV_NUC » et « LoGRO_NUC » qui correspondent à la variante basse et la variante haute de ce plan.

Illustration 4.19 : hypothèses relatives à la puissance installée de cogénération non SER en comparaison avec 2008.



4.5 Évolution du parc de production nucléaire

4.5.1 Contexte et choix des sources d'information

La version définitive du Plan de Développement 2010-2020 prend pour point de départ la réalisation de **la sortie du nucléaire** telle que prévue par la loi mais traite en deuxième lieu des variantes qui prévoient une révision de cette disposition en vue de tester la robustesse des hypothèses.

Une réalisation accélérée de la sortie du nucléaire suite aux résultats des tests de résistance belges n'a pas été retenue comme scénario à analyser. Une analyse de ce scénario aboutira à la même identification des besoins en développement du réseau et au même timing de réalisation que ceux qui sont identifiés sur la base de la référence où la sortie du nucléaire se fait tel que prévu dans la législation actuelle.

4.5.2 Établissement de deux variantes différentes à propos de l'évolution du parc de production nucléaire

Le tableau ci-après donne un aperçu de la date de mise hors service prévue des différentes unités nucléaires belges, sur la base d'une exploitation de 40 ans.

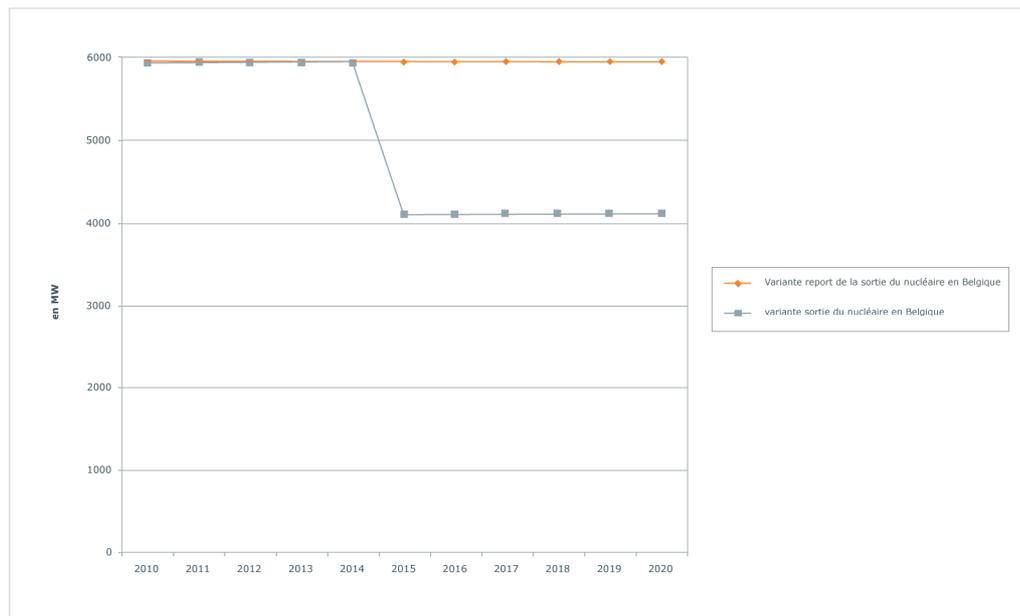


Tableau 4.20 : dates de mise hors service prévues des unités nucléaires belges selon la législation en vigueur.

Unité nucléaire	Date prévue de mise hors service sur la base d'une exploitation de 40 ans
Doel1	15 février 2015
Doel2	1 ^{er} décembre 2015
Doel 3	1 ^{er} octobre 2022
Doel 4	1 ^{er} juillet 2025
Tihange 1	1 ^{er} octobre 2015
Tihange 2	1 ^{er} février 2023
Tihange 3	1 ^{er} septembre 2025

L'illustration ci-après montre l'évolution de la puissance installée de moyens de production nucléaires à la fin de l'année selon les deux variantes retenues.

Illustration 4.21: hypothèses relatives à la puissance installée de moyens de production nucléaire.



4.6 Évolution du parc de production fossile centralisée

4.6.1 Contexte et choix des sources d'information

Le développement du réseau 380/220/150 kV et la construction du parc de production belge ont été effectués au même moment, si bien que l'énergie qui est produite par des unités belges et étrangères peut être transportée avec le maximum d'efficacité vers les consommateurs. Vu ce contexte historique, le développement du réseau est particulièrement sensible aux changements :

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

Sur un marché de l'électricité libéralisé, où la production de l'électricité et son transport sont scindés, le gestionnaire de réseau ne connaît plus au préalable, avec sûreté et de manière exhaustive, le comportement et les projets d'investissement des producteurs. En effet, ces derniers se basent souvent sur une logique économique qui est tout d'abord axée sur le marché et, dans une moindre mesure, sur le transport de l'énergie qu'ils produisent.

Tout d'abord, la décision de construire de nouvelles unités de production est à présent prise individuellement par chaque producteur. En outre, les producteurs peuvent projeter la construction de nouvelles unités sans devoir faire connaître leurs projets longtemps à l'avance.

Pour la construction d'une nouvelle centrale électrique, l'étude prospective électricité 2008-2017 prévoit un délai de 4 ans pour une centrale à gaz et un délai de 6 ans pour une centrale à charbon. Les renforcements du réseau qui seraient nécessaires pour raccorder ces nouvelles unités et les intégrer au réseau de transport ne peuvent toutefois pas être effectués dans ces délais : de tels projets d'infrastructure peuvent demander jusqu'à 15 ans si de nouvelles liaisons doivent être construites. Cette situation force le gestionnaire du réseau de transport à anticiper les informations à propos des projets de nouvelles centrales, en évaluant le mieux possible leur nombre et leur localisation.

D'autre part, il n'est pas exclu que les producteurs, pour des raisons techniques et/ou économiques, ferment certaines centrales et fassent connaître leurs projets de fermeture dans des délais⁸⁰ inconciliables avec le temps nécessaire pour l'aménagement de la nouvelle infrastructure de le transport d'électricité requise afin de maintenir la fiabilité du réseau suite à ces fermetures.

Dans ce contexte incertain, en considération de la législation, les autorités ont reçu pour mission d'établir un cadre de référence (dans ce cas l'étude prospective électricité) qui doit servir de ligne directrice pour les instances compétentes en matière d'énergie et pour les

80 Suivant l'article 38 de l'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, l'utilisateur du réseau qui a l'intention de mettre en service ou hors service une unité de production raccordée au réseau porte, au plus tard douze mois avant la réalisation effective de cette mise en ou hors service, les informations de planning qui sont décrites à l'article 398 du même Arrêté royal à la connaissance du gestionnaire du réseau.



acteurs du marché qui veulent investir dans ce secteur.

Les autorités ont en outre le droit de lancer, si nécessaire, des appels d'offres publiques pour des investissements dans de la capacité de production, pour des raisons liées à la sécurité d'approvisionnement, l'accès à l'énergie pour tous, une gestion rationnelle des moyens énergétiques et la limitation de leur impact sur l'environnement, etc. Dans la pratique, les autorités peuvent influencer dans une certaine mesure le choix des unités de production à construire.

Il est toutefois difficile d'estimer comment les investisseurs réagissent dans ce cadre de référence. Tout d'abord, l'initiative d'investir dans des moyens de production spécifiques est aujourd'hui inspirée par le marché. Ensuite, ce cadre de référence n'est pas contraignant. Enfin, l'étude prospective électricité 2008-2017 ne mentionne pas expressément quelles sont les unités de production centralisée qui seraient mises en service ou hors service, et à quelle date. Ces informations sont pourtant essentielles pour le développement du réseau.

Pour toutes ces raisons, les variantes venant de l'étude prospective électricité relatives au développement de la capacité de production centralisée sont remplacées par cinq variantes alternatives, qui ont été développées spécifiquement pour ce plan sur la base des informations les plus récentes qui étaient disponibles au moment où le plan a été établi, à savoir :

- les divers parcs des différents producteurs suivant les contrats annuels qui sont conclus dans le cadre de la coordination de l'activation des unités de production (contrat CIPU) ;
- les données (date de mise en service et caractéristiques techniques) de projets ayant trait à de nouvelles unités de production qui sont réunies dans le cadre de la procédure du SPF pour l'octroi d'autorisations pour de nouvelles unités de production d'électricité, dans le cadre de demandes de raccordement pour de nouvelles unités qui sont introduites auprès du gestionnaire du réseau de gaz et du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ainsi que via l'échange d'informations avec les producteurs ou via les médias ;
- des informations à propos de la mise hors service d'unités de production existantes qui sont réunies chez des producteurs et sur la base de l'évolution du contexte légal belge et européen⁸¹. Par ailleurs, d'éventuelles mises hors service supplémentaires sur la base d'une analyse de la durée de vie technique des unités existantes effectuée au sein d'ENTSO-E ont également été prises en compte. Sur la base des critères utilisés dans cette analyse d'ENTSO-E, la durée de vie technique maximale admise pour une unité de production centralisée est de 45 ans.

4.6.2 Rédaction de cinq variantes différentes concernant l'évolution du parc de production centralisée

Dans le cadre du Plan de Développement actuel, cinq variantes pour l'évolution de la production centralisée en Belgique ont été prises en considération. Elles ont été développées en **cinq étapes**.

Tout d'abord, lors de l'élaboration de ces cinq étapes, certains projets pour de nouvelles unités de production ont été considérés comme « définitifs », à condition qu'ils soient déjà en chantier ou qu'il soit pratiquement sûr qu'ils ne seront pas retardés. Le tableau 4.22 ci-après donne un aperçu détaillé des nouvelles unités de production qui n'étaient pas encore

81 Large Combustion Plant Directive.

totallement opérationnelles lors de la rédaction de l'actuel Plan de Développement⁸².

Tableau 4.22 : nouvelles unités de production (ou augmentations de la capacité existante) qui sont considérées comme « définitives » dans le cadre de ce plan.

Projet	Initiateurs	Puissance installée (en MW)	Date de mise en service
Beringen	T-Power	420	2011
Marcinelle Energie	Enel - Duferco Group	420	2011

Deuxièmement, les cinq variantes diffèrent l'une de l'autre pour ce qui est de la puissance des nouvelles unités de production centralisée qui sont installées à l'horizon du plan, selon l'hypothèse concernant le nombre de nouvelles unités de production centralisée supplémentaires (pas d'unités supplémentaires, 3 TGV supplémentaires (environ 1400 MW), 5 TGV supplémentaires (environ 2300 MW), tous les projets d'unités de production avec une capacité réservée (août 2011- environ 5400 MW) et tous les projets d'unités de production avec au moins le statut d'étude détaillée (août 2011 - environ 5800 MW)). Le tableau ci-après en est l'illustration.

Tableau 4.23 : capacité supplémentaire en unités de production centralisée considérée dans les cinq variantes du plan.

Capacité installée supplémentaire prise en compte

	Pas d'unités supplémentaires de production centralisée	3 TGV supplémentaires	5 TGV supplémentaires	Tous les projets des unités de production avec une réservation de capacité	Tous les projets des unités de production avec au moins le statut d'étude détaillée
Capacité supplémentaire	0 MW	1385 MW	2305 MW	5365 MW	5830MW

Troisièmement, ces cinq variantes partent du principe que 1431 MW⁸³ de capacité de production centralisée seront mis hors service pendant la période 2011-2020. Cette estimation est fondée sur des informations officielles et officieuses provenant des producteurs ainsi que d'évaluations fondées sur l'application des législations belge et européenne.

82 Les unités de pointe de SPE à Angleur ont déjà été reprises dans le parc de production de 2010 car leur mise en service technique s'est faite fin 2010. Max Green n'est pas repris dans la capacité supplémentaire parce qu'il s'agit d'une adaptation d'une unité existante, plus précisément de l'unité classique Rodenhuize 4 (268 MW), qui a été transformée en une centrale de biomasse (180 MW).

83 Les informations de mise hors service sur la base de contacts informels avec les producteurs ne peuvent pas être considérées comme définitives ; les dates effectives de mise hors service s'écartent souvent de celles initialement annoncées. C'est ainsi qu'il y a déjà des modifications annoncées pour environ 750 MW des mises hors service considérées sur la base de contacts informels. Ces modifications n'ont cependant pas d'impact sur les résultats avancés parce que la mise hors service n'a été déplacée que de quelques années et que ces unités de production n'existeront plus en 2020.



Illustration 4.24 : capacité d'unités de production centralisée qui seront probablement mises hors service.

	Date de mise hors service	Type d'unité	Puissance installée en MW
Rodenhuize 2	2011	unité classique	85
Rodenhuize 3	2011	unité classique	85
Kallo 1	2012	unité classique	261
Informations non publiques	2012	Différentes unités	789
Informations non publiques	2016	Différentes unités	211

Quatrièmement, une estimation de la durée de vie technique « théorique » des installations évaluée au sein d'ENTSO-E, adaptée à l'aide de nos propres observations, a été prise en compte, à savoir une durée de vie opérationnelle maximale de 45 ans pour les unités de production⁸⁴.

Suivant cette méthode, pendant la période 2011-2020 sur laquelle porte ce Plan de développement, une puissance installée supplémentaire de 642 MW pourrait être mise hors service ; par conséquent, la puissance installée totale qui peut éventuellement être démantelée à l'horizon 2011-2020 est portée à 2073 MW.

Cinquièmement, pour les scénarios découlant de la sortie du nucléaire, on a également tenu compte, comme prévu dans la législation en vigueur, de la mise hors service prévue des trois plus anciennes centrales nucléaires. La capacité totale mise hors service pendant la période 2011-2020 grimpe par conséquent à quelque 3901 MW. Si la communication du gouvernement fédéral d'octobre 2009 relative à l'intention de revoir la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive du nucléaire est prise en compte, aucune mise hors service supplémentaire n'est plus supposée.

4.7 Combinaison de variantes dans les scénarios

Lors de l'élaboration de ce projet de Plan de Développement pour le réseau de transport d'électricité, les trois sources d'incertitude retenues pour le dimensionnement du réseau ont été prises en compte, à savoir l'évolution de la consommation d'électricité, l'évolution du parc de production nucléaire et l'évolution du parc de production fossile centralisée.

Pour chacune de ces incertitudes, des évolutions alternatives ont été définies :

- pour la consommation : une variante haute et une variante basse ;
- pour le parc de production nucléaire : réalisation de la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle et sortie du nucléaire retardée ;
- pour le développement de nouvelles unités de production fossile centralisée : cinq variantes pour les unités de production (pas d'unités supplémentaires, 3 TGV supplémentaires, 5 TGV supplémentaires, tous les projets d'unités de production avec une réservation de capacité et tous les projets d'unités de production avec au moins le statut d'étude détaillée.

⁸⁴ L'étude 1074 de la CREG (« Étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011- 2020 », CREG, juin 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf) utilise une durée de vie technique plus prudente pour les unités classiques (plus précisément 40 ans) et les TGV (plus précisément 25 ans). L'objectif de cette étude de la CREG est de déterminer le risque maximal pour la Belgique d'une sécurité d'approvisionnement dépendant des importations pour la période 2011-2020. Ceci explique le choix d'une durée de vie technique plus prudente. Sur la base de la durée de vie technique d'unités qui ont été mises hors service dans un passé récent, elle se situe généralement entre 40 et 45 ans.

La combinaison de ces évolutions alternatives de la consommation et des moyens de production mène à seize scénarios pour lesquels le développement futur du réseau est examiné.

Dans le contexte d'incertitude qui caractérise le développement du réseau, cette série de scénarios permet de définir un large éventail de situations pour lesquelles le réseau devra être développé. La situation est illustrée dans le tableau 4.25 ci-après.

Le gestionnaire du réseau de transport n'a toutefois aucune certitude que ces hypothèses seront réalisées ou non, en particulier en ce qui concerne la réalisation possible des projets pour des unités de production à la base des alternatives discutées dans le cadre de ce Plan de Développement.

Illustration 4.25 : combinaison de variantes dans les scénarios.

Consommation	Hypothèse concernant la réalisation de la sortie du nucléaire	Production centrale à base d'énergies fossiles – entrée en service
Variante basse	Réalisation de la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle	Pas d'unités supplémentaires
		3 centrales TGV supplémentaires
		5 centrales TGV supplémentaires
	Prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités Doel 1, Doel 2 et Tihange 1	Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
		Pas d'unités supplémentaires
		3 centrales TGV supplémentaires
Variante haute	Réalisation de la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle	3 centrales TGV supplémentaires
		5 centrales TGV supplémentaires
		Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
	Prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités Doel 1, Doel 2 et Tihange 1	Tous les projets avec au moins le statut « étude détaillée »
		3 centrales TGV supplémentaires
		5 centrales TGV supplémentaires
		Tous les projets de production avec le statut « capacité réservée »
		Tous les projets avec au moins le statut d'étude détaillée

Tableau 4.26 : nouvelles unités de production centralisée pour lesquelles une autorisation individuelle de production est d'ores et déjà délivrée et pour lesquelles les travaux de construction n'ont pas encore commencé fin août 2011.

Lieu (commune)	Puissance nette pouvant être développée (MWe)
Seneffe/Manage	475
Navagne	2* 460 MW
Site Bayer à Anvers	1100 MW
Dilsen-Stokkem	2* 460 MW
Baekeland (Gand)	2* 460 MW
Beringen	2* 465 MW + 100 MW



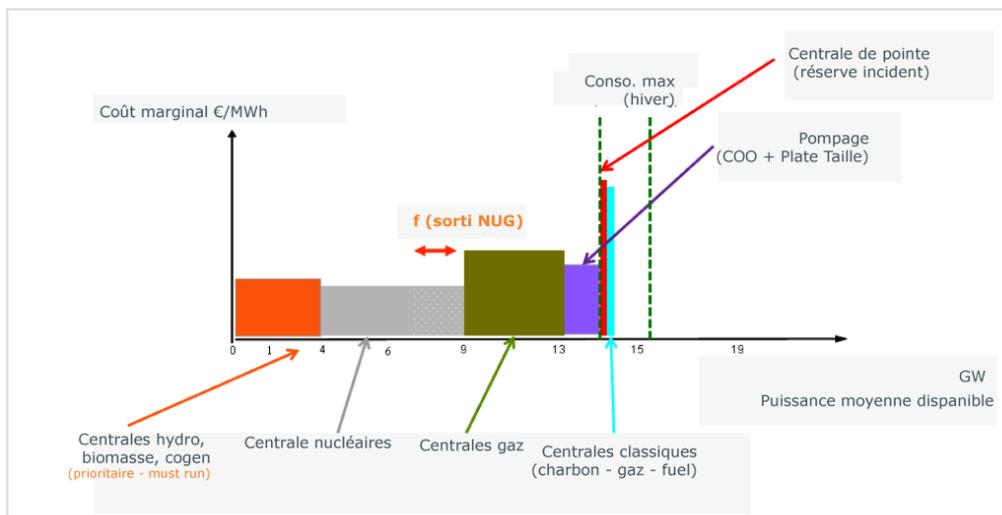
4.8 Analyse des défis accompagnant les scénarios sélectionnés

L'augmentation prévue de la part des sources d'énergie renouvelable dans le mix européen de production et plus spécifiquement dans le mix belge, ainsi que les limites de flexibilité des moyens de production centralisée, s'accompagnent d'une série de nouveaux défis, plus précisément au niveau de la fiabilité, de la faisabilité, de la saturation et de la coordination sur le plan européen.

4.8.1 Défi au niveau de la fiabilité

Le caractère variable de la production solaire et éolienne entraîne que la disponibilité de ces moyens de production n'est pas garantie. Le besoin maximal de moyens de production se présente au moment où la charge est extrêmement élevée. Il importe par conséquent de vérifier s'il y a assez de moyens de production disponibles pour répondre à ces charges extrêmes (**défi de la fiabilité**). L'illustration 4.27 ci-après le montre, en présentant, d'une part, le parc de production national disponible en moyenne⁸⁵ en 2020 en partant de l'hypothèse qu'aucune unité de production centralisée supplémentaire n'est construite et qu'il s'agit d'un moment où les moyens de production renouvelable variable ne sont pas présents ; et, d'autre part, en donnant un étalement indicatif de la consommation maximale d'un jour d'hiver typique. On peut constater que, du point de vue de la fiabilité, des moyens de production nationaux supplémentaires sont nécessaires si l'on part du principe que la charge nationale doit à tout moment pouvoir être couverte par les moyens de production nationaux et que l'on ne veut pas dépendre des moyens de production des pays voisins.

Illustration 4.27 : Illustration du défi de la fiabilité au moment où les moyens de production renouvelable variable ne sont pas présents.



Dans le cadre de l'analyse de la fiabilité du système – suivant une méthode⁸⁶ élaborée au

⁸⁵ La présentation de la puissance moyenne disponible ne tient pas compte de situations extrêmes au niveau de la disponibilité.

⁸⁶ UCTE System Adequacy Methodology, avril 2009 (note interne).

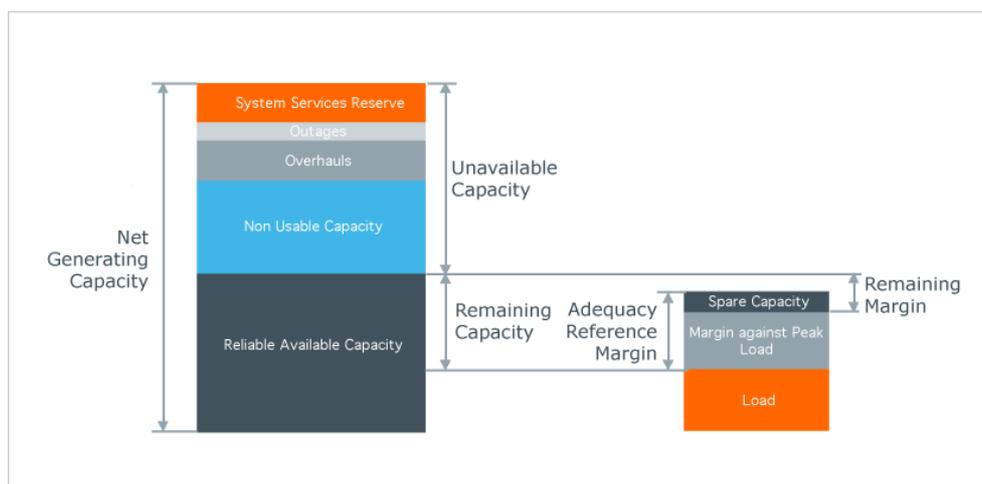
sein d'ENTSO-E –, on examine dans quelle mesure la consommation peut être couverte par les moyens de production disponibles dans le pays et/ou par importation. On tient compte à ce niveau de circonstances exceptionnelles qui exercent une influence sur la consommation et la production d'électricité, ainsi que de l'indisponibilité forcée d'unités et du caractère variable de la production décentralisée, à l'aide ou non de sources d'énergie renouvelable.

L'illustration 4.26 précise cette méthode déterministe qui, sur la base de la comparaison entre "Remaining Capacity" (RC) et "Adequacy Reference Margin" (ARM), détermine si le pays dépend ou non de l'étranger pour rencontrer la demande au moment analysé. La "Remaining Capacity" est égale à la puissance installée du parc de production dont on déduit la capacité "Non Usable" – capacité d'unités thermiques qui ne sont pas disponibles pour cause d'entretien ou d'incident, les services auxiliaires et la charge au moment examiné.

La capacité "Non Usable" correspond à un « *derating* » qui a pour but de prendre en compte :

- une absence de vent (10 % est considéré comme sûr) ;
- un faible débit d'eau ;
- l'optimisation de l'utilisation de la production installée en fonction d'un procédé thermique voisin ;
- des entretiens et indisponibilités non planifiées de centrales de pompage.

Illustration 4.28 : illustration de la méthode utilisée pour analyser la fiabilité du système⁸⁷.



⁸⁷ L'illustration part d'une marge ARM de 5 % de la capacité de production installée.



Illustration du défi de la fiabilité

La méthode ci-avant a été élargie à une analyse pour toute l'année 2020⁸⁸.

Le tableau 4.29 ci-après illustre le lien entre le développement de nouveaux moyens de production centralisée et l'évolution de la charge lorsqu'on veut maintenir la dépendance⁸⁹ de la Belgique à un niveau bien déterminé (plus précisément autonomie pendant au minimum 95 % du temps).

Ceci mène aux résultats ci-après pour 2020 sur le plan de la fiabilité et sur la base du *worst case scenario* pour l'éolien⁹⁰ :

- pour l'hypothèse basse de consommation,
 - une mise en service de 5 TGV supplémentaires (environ 2300 MW) garantirait l'autonomie pendant environ 97 % du temps si l'on réalise la sortie du nucléaire comme prévu selon la législation actuelle (les importations maximales⁹¹ nécessaires pour couvrir la charge dans des situations extrêmes de fiabilité se chiffrent à environ 1550 MW) ;
 - une mise en service de 3 TGV supplémentaires (environ 1400 MW) garantirait l'autonomie pendant environ 99 % du temps en considérant que la sortie du nucléaire est différée (les importations maximales nécessaires pour couvrir la charge dans des situations extrêmes de fiabilité se chiffrent à environ 850 MW).
- pour l'hypothèse haute de consommation,
 - une mise en service supplémentaire de tous les projets de production avec une capacité réservée⁹² (environ 5400 MW) garantirait l'autonomie pendant environ 99,9 % du temps si l'on réalise la sortie du nucléaire comme prévu selon la législation actuelle (les importations maximales nécessaires pour couvrir la charge dans des situations extrêmes de fiabilité se chiffrent à environ 450 MW) ;
 - une mise en service de 5 TGV supplémentaires (environ 2300 MW) pourrait garantir l'autonomie pendant environ 98 % du temps en considérant que la sortie du nucléaire est différée (les importations maximales nécessaires pour couvrir la charge dans des situations extrêmes de fiabilité se chiffrent à environ 1500 MW).

88 Pour les panneaux photovoltaïques, les centrales de cogénération, hydroélectriques et de biomasse, on a tenu compte du profil de ces unités dressé à l'aide de mesures observées en 2010. Pour les éoliennes onshore et offshore, on a utilisé 2 années de vent, d'une part, 2010 (la référence actuelle pour les études de raccordement concernant la production décentralisée) et, d'autre part, 2006 (la référence utilisée au sein d'ENTSO-E). 2006 est utilisée dans les études européennes des GRT parce que, pour cette année, on dispose de schémas de périodicité des vents pour tous les pays européens et que l'on peut donc tenir compte correctement de la corrélation de l'output du vent dans les différents pays.

89 Les chiffres repris dans cette version définitive du Plan de Développement ne sont pas basés sur une approche probabiliste mais reproduisent les données mesurées de 2010 pour la production décentralisée (pour l'éolien onshore, on a également tenu compte de 2006) et les informations statistiques pour la production centralisée pour se faire une idée de la fiabilité sur une année. Dans ces études de fiabilité, la CREG utilise d'ordinaire un critère de fiabilité de maximum 16 heures par an où les moyens de production nationaux disponibles peuvent être insuffisants pour couvrir toute la demande. Cela correspond à une autonomie pendant 99,8 % du temps.

90 Le *worst case scenario* pour l'éolien sur le plan de la fiabilité est l'année de plus faible disponibilité de puissance du vent au moment où l'on en a besoin au niveau de la charge ; c'est plus précisément la référence utilisée pour les études actuelles de raccordement de la production décentralisée (année de vent 2010).

91 Pour ces importations maximales, on ne tient pas compte des échanges du fait que des moyens de production sont meilleur marché à l'étranger.

92 Actuellement, 5 projets TGV et un projet charbon ont une capacité réservée.

Tableau 4.29 : résultats de l'analyse de fiabilité en prenant pour point de départ une autonomie pendant au moins 95 % du temps.

	La sortie du nucléaire est réalisée comme prévu dans la loi	La sortie du nucléaire est retardée
Faible consommation	5 nouvelles TGV supplémentaires (environ 2300 MW) et une capacité structurelle d'importation de 1550 MW	3 nouvelles TGV supplémentaires (environ 1400 MW) et une capacité structurelle d'importation de 850 MW
Haute consommation	Les projets avec une capacité réservée (environ 5400 MW)	5 nouvelles TGV supplémentaires (environ 2300 MW) et une capacité structurelle d'importation de 1500 MW

4.8.2 Défi au niveau du système

Une analyse de la fiabilité est une analyse spécifique de la puissance où une faible disponibilité est prêtée aux moyens de production qui présentent un profil de production variable. Lorsqu'on fait une analyse énergie, on tient compte du nombre d'heures de service opérationnel caractéristiques à pleine charge pour ce type de moyens de production. Ces heures de service opérationnel à pleine charge se basent sur des données statistiques et montrent que, dans la variante basse de consommation, la part de SER dans la demande d'énergie en 2020 peut être estimée à environ 28 % et, dans la variante haute consommation, à 25 %⁹³. Ceci nous amène à un deuxième problème, à savoir que de nouveaux moyens de production centralisée sont nécessaires comme backup pour les SER plus variables au moment où ces sources d'énergie ne peuvent générer aucun output. Cela signifie que les heures de service opérationnel des unités de production centralisée qui ont une fonction de backup diminueront si leur production aux moments où les SER sont disponibles n'est pas souhaitée ailleurs en Europe. Mais le nombre actuel d'heures de service opérationnel des unités de production centralisée restera stable si l'on peut réaliser de grands volumes nets d'exportation au départ de la Belgique aux moments où les SER sont disponibles.

Si on garde à l'esprit que tous les pays de l'UE doivent respecter l'objectif européen consistant à couvrir, d'ici 2020, 20 % de la demande primaire d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelable, et que les possibilités d'interconnexion actuelles permettent surtout des échanges entre pays voisins où il y a une corrélation entre la disponibilité de ces moyens de production variables, le scénario où les heures de service opérationnel à pleine charge d'unités centralisées diminuent est plus probable. Les heures de service opérationnel sont un élément clé lorsqu'on fait une analyse de la rentabilité d'une possible nouvelle unité de production centralisée. Le nombre d'heures de service et la volatilité prévue de ces heures de service⁹⁴ ont, outre d'autres paramètres comme les stratégies

⁹³ Ces chiffres sont plus élevés que la part reprise dans le PAN ER – Belgique où l'on tient compte, d'une part, d'une demande d'énergie de 106 TWh et, d'autre part, d'une énergie renouvelable de 23 TWh en 2020. Cela donne une part de SER dans la demande d'énergie d'environ 22 % en 2020. Dans cette version définitive du Plan de Développement, on a tenu compte des capacités installées comme mentionné dans le PAN ER – Belgique pour 2020 et la capacité pour l'offshore a été augmentée à 2160 MW en 2020 ; cela donne, d'une part, une énergie renouvelable de 25 TWh en 2020 et, d'autre part, la demande d'énergie atteint 99 TWh dans la variante haute et 90 TWh dans la variante basse en 2020.

⁹⁴ Bien que l'output d'énergie annuel des sources variables d'énergie renouvelable soit plus stable que l'output auquel on s'attend à un moment précis, on constate cependant que le nombre d'heures de service opérationnel à pleine charge de ces sources variables d'énergie renouvelable peut également varier fortement d'une année à l'autre. C'est ainsi que le nombre moyen d'heures opérationnelles à pleine charge était de 1726 heures en 2006 et de 1646 heures en 2010 pour l'éolien onshore. Avec pour conséquence que le nombre d'heures de service opérationnel sur lequel les unités conventionnelles de backup peuvent récupérer leurs frais d'investissement est sujet à une variabilité supplémentaire.



d'investissement des concurrents directs, l'évolution prévue des prix des combustibles et du CO₂, le coût prévu du financement, etc. un impact significatif sur la rentabilité de nouveaux projets d'investissement dans la production. On peut se demander s'il est réaliste de présumer que de nouvelles unités de production uniquement nécessaires à titre de backup seront mises en œuvre dans les conditions actuelles du marché, où de tels investissements intensifs en capitaux ne peuvent être amortis que par le biais du marché de l'énergie. Dans le système de marché belge actuel, les acteurs de marché doivent récupérer les frais opérationnels et d'investissement des unités de production via le marché de l'énergie. Une diminution du nombre d'heures de service opérationnel à pleine charge signifie également que cette nouvelle unité, pour rester rentable, doit récupérer ses frais opérationnels et d'investissement pendant un nombre d'heures plus restreint. De plus, les investisseurs doivent aussi tenir compte de la volatilité de ce nombre d'heures de service opérationnel à pleine charge suite à la volatilité du nombre d'heures de service à pleine charge des sources d'énergie renouvelable variable. Pour donner un signal d'investissement suffisamment fort, il peut donc être indiqué d'organiser un marché (ou d'établir un tarif) assurant que la capacité de production nécessaire soit garantie de telle façon que le niveau visé de sécurité d'approvisionnement puisse être atteint. Sur certains marchés étrangers, de telles initiatives sont prises dès aujourd'hui ou sont en préparation (« capacity markets »).

Illustration du défi au niveau du système

Sur le plan européen, en exécution du troisième paquet de mesures énergétiques, on travaille actuellement au plan de développement décennal non contraignant 2012 qui doit être publié par ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Dans le cadre de ce plan européen de développement, des analyses régionales du marché sont effectuées en ce moment. Les simulations du marché pour 2020 pour la région de la mer du Nord⁹⁵, se basant sur une réalisation des objectifs européens 2020⁹⁶, montrent que le nombre d'heures de service de nouvelles unités fossiles centralisées sera plus faible en 2020 que ce que l'on observe aujourd'hui, plus précisément 4850 heures de service à pleine charge au lieu d'environ 5600 aujourd'hui pour les TGV, et environ 3600 heures de service à pleine charge au lieu d'environ 4800 aujourd'hui pour les nouvelles centrales à charbon⁹⁷. D'autre part, ces simulations du marché montrent également que les TGV qui ont été construites dans les années 90 ne seront plus mises en action que dans des situations extrêmes et que leurs heures de service à pleine charge se limiteront à une centaine par an. Les centrales nucléaires restent quant à elles caractérisées par un grand nombre d'heures de service opérationnel à pleine charge, plus précisément environ 7700 heures.

Dans ces simulations du marché, on ne tient pas compte des aspects de portefeuille du parc de production (part de marché des différents acteurs), ni des éventuels contrats

⁹⁵ La région de la mer du Nord comprend la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, la France, la Grande-Bretagne, l'Irlande, le Luxembourg, le Danemark et la Norvège.

⁹⁶ Les simulations du marché effectuées comprennent des données pour les SER qui sont basées sur les différents Plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables. Ces simulations prévoient une réalisation de la sortie du nucléaire suivant la législation en vigueur pour la Belgique et un ralentissement de la sortie du nucléaire en Allemagne. En d'autres termes, ces simulations ne tiennent pas encore compte de la récente décision du gouvernement allemand prise suite à la catastrophe de Fukushima d'arrêter 7 centrales nucléaires directement et toutes les centrales nucléaires d'ici 2022.

⁹⁷ Dans le scénario UE 2020 (réalisation des plans nationaux d'action dans les différents pays de l'UE) qui a été utilisé pour les simulations de marché dont il est fait rapport pour North Sea – ENTSO-E, on a supposé une accumulation économique d'unités, où les TGV sont meilleur marché que les centrales à charbon sur le plan des frais opérationnels. Une accumulation économique où les centrales à charbon sont meilleur marché que les centrales à gaz fait diminuer le nombre d'heures opérationnelles à pleine charge de nouvelles TGV sous le seuil des 2000 heures.

bilatéraux avantageux au niveau économique et concernant des inputs primaires. Dans de telles simulations du marché, l'efficacité présumée d'unités de production est déterminante. Étant donné que l'on accorde la plus haute efficacité à de nouvelles unités, ce sont également ces unités qui seront engagées les premières. Si l'on tient compte de ces observations, il est probable que les heures de service opérationnel de nouvelles unités de production fossile seront inférieures et celles d'unités existantes de production fossile centralisée plus importantes. Mais si ces simulations du marché s'avèrent correctes, cela signifie que le coût marginal de la dernière unité de production engagée, qui est déterminant pour le prix de gros, est celui des nouvelles unités de production et que, par conséquent, le prix de gros ne sera pas suffisamment élevé pour récupérer les frais d'investissement de ces nouvelles unités. Dans la mesure où les investisseurs courent un grand risque de ne pas pouvoir récupérer leur investissement à fort coefficient de capital par le biais du marché de l'énergie, il s'agira d'un seuil pour la réalisation de nouveaux projets de production dans des pays où il n'y a une compensation que par le biais du marché de l'énergie.

Une analyse énergétique pour 2020 fondée, d'une part, sur les heures de service d'unités thermiques révélées dans les analyses du marché North Sea - ENTSO-E pour 2020 et, d'autre part, sur les profils établis pour les SER et les unités TGV fossiles sur la base de l'output mesuré en 2010 indique que, en cas de faible augmentation de la charge et d'une sortie du nucléaire retardée, la Belgique deviendra probablement un pays exportateur si de nouvelles unités supplémentaires sont construites. L'ordre de grandeur des flux de marché rend improbable la réalisation de ces unités supplémentaires si les conditions du marché restent inchangées (compensation de production uniquement sur la base d'un marché de l'énergie) et que la sortie du nucléaire est retardée. Le tableau 4.30 ci-après donne les résultats pour les 16 scénarios différents.

Tableau 4.30 : aperçu de la faisabilité de nouveaux moyens de production centralisée sur la base d'une analyse énergétique.

		Pas d'unités supplémentaires de production centralisée	3 nouvelles TGV supplémentaires	5 nouvelles TGV supplémentaires	Tous les projets de production avec une capacité réservée	Tous les projets de production avec au moins le statut d'étude détaillée
La sortie du nucléaire est réalisée comme prévu	Faible charge	-10 TWh	-4 TWh	1 TWh	13 TWh	16 TWh
	Forte charge	-19 TWh	-13 TWh	-9 TWh	4 TWh	7 TWh
La sortie du nucléaire est retardée	Faible charge	4 TWh	11 TWh	15 TWh	28 TWh	30 TWh
	Forte charge	-5 TWh	2 TWh	6 TWh	19 TWh	21 TWh

4.8.3 Défi au niveau de la saturation

Une grande part des moyens de production variable dans le mix de production de 2020 engendre également des défis au niveau de la saturation ou de la gestion de la production incompressible. Vu que la production des moyens de production variable n'est pas nécessairement présente aux moments où on en a besoin, il peut également être intéressant de vérifier ce qu'il se passe si ces moyens sont disponibles à des moments où on n'en a pas besoin. Une étude allemande concernant la période octobre 2008 – novembre 2009 des prix de gros sur EEX montre que, pendant cette période, les prix ont



été négatifs pendant 71 heures ; à ces moments, on a constaté que la charge était faible et l'output éolien élevé⁹⁸. L'illustration 4.31 ci-après montre un fort étalement de faible consommation en été, assorti d'une disponibilité complète des moyens SER variables et d'un parc de production en 2020 où tous les projets ayant au moins le statut d'étude détaillée ont été réalisés. Nous pouvons en déduire qu'il y aura, en 2020, des moments où la production de SER ou de cogénération fossile devra être diminuée parce qu'une quantité de moyens de production centralisée resteront en service pour des raisons de stabilité mais aussi pour être prêts à compenser une brusque baisse de la production variable des SER.

Illustration 4.31 : illustration du défi au niveau de la saturation au moment où les moyens de production renouvelable variable sont présents à 100 % et où les prélèvements sont faibles.

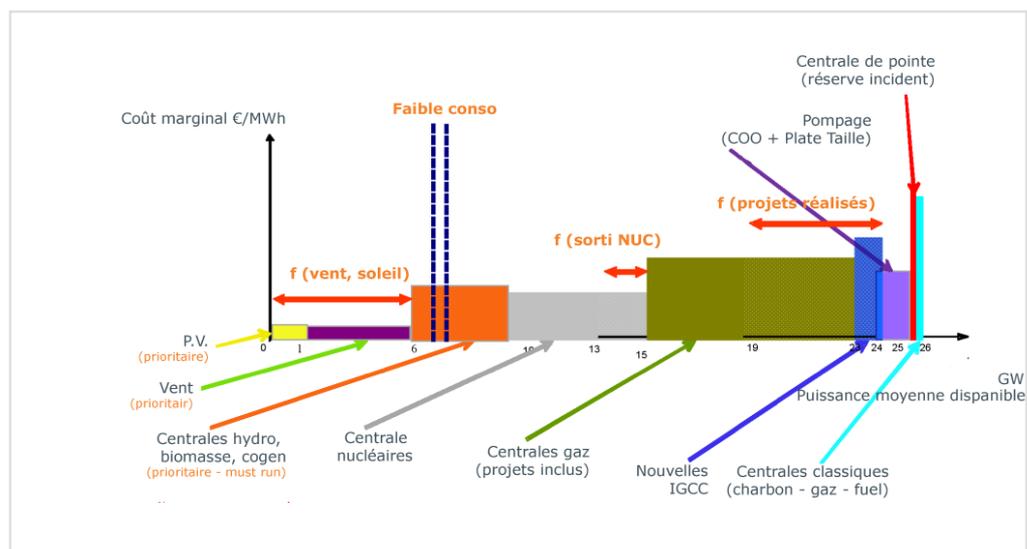


Illustration du défi au niveau de la saturation

Prenons, à titre d'illustration, une analyse annuelle avec, pour point de départ :

1. la même exploitation du parc de production nucléaire qu'aujourd'hui ;
2. pas de capacité de pompage hydraulique supplémentaire ;
3. une indisponibilité suite à des travaux d'entretien et à des incidents imprévus ;
4. un output pour les panneaux photovoltaïques, la biomasse et les unités de cogénération reposant sur un profil établi sur la base de l'output mesuré en 2010 ;
5. l'output éolien suivant 2 années de vent différentes⁹⁹.

On peut dès lors établir que, en réalisant la sortie du nucléaire comme prévu dans la législation actuelle, le nombre d'heures où la production must run belge (SER, unités de cogénération et production nucléaire) est plus élevé que la charge belge (niveau GRT + GRD) s'élève à 6,8 % du temps en cas de faible augmentation de la charge et à 1,2 %

⁹⁸ " Wind power integration, negative prices and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany", Nicolosi, S. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne), Mars 2010 (<http://mpa.ub.uni-muenchen.de/31834/>).

⁹⁹ Le worst case scenario éolien du point de vue de la saturation est mentionné (plus précisément 2010) mais, sur base de deux années de vent (2006 et 2010), on arrive à des conclusions comparables.

du temps en cas de forte augmentation de la charge. Si l'on reporte la sortie du nucléaire, ces pourcentages passent respectivement à 34,9 % et 15,7 %.

Dans cette analyse, on n'a pas tenu compte des moyens de production centralisée qui doivent éventuellement être opérationnels à ces moments pour rencontrer les exigences relatives à la réserve primaire et à la réserve secondaire.

4.8.4 Défi en matière de coordination au niveau européen

La recherche (éventuelle) d'un équilibre structurel en pointe est un choix politique. Le réseau Elia est en mesure d'assurer des importations structurelles simultanées jusqu'à environ 3080 MW et des exportations jusqu'à environ 2180 MW. C'est ce qui s'est produit récemment dans les années précédant la crise économique et financière de 2008, avec des importations structurelles aux alentours de 1000 MW et des importations temporaires aux environs de 3500 MW lors des maintenances d'unités nucléaires.

La question de savoir si les marchés dans les pays voisins pourront livrer cette énergie de manière durable est importante. Ceci sort cependant du cadre de ce Plan de Développement.

Il importe pourtant de garder à l'esprit que la récente décision du gouvernement allemand de fermer tous les centrales nucléaires allemandes d'ici à 2022 a dès à présent entraîné une diminution de la production baseload bon marché dans la zone North Sea d'environ 55 % de la charge belge de pointe. La décision allemande d'accélérer la sortie du nucléaire a créé une certaine pénurie sur le marché européen. À titre d'exemple, les importations au départ de la France vont augmenter.

Dans la publication d'ENTSO-E « ENTSO-E Report System Adequacy Forecast 2010 – 2025 » (2011), la France comme la Grande-Bretagne mettent en garde contre une réduction de leur capacité de production suite à l'exécution de la directive européenne 2001/80/CE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive LCP) en 2015. La France annonce par ailleurs que ses réserves de moyens de production diminueront à partir de 2013. Dans sa récente étude 1074, la CREG indique que, dans le cas d'une fermeture anticipée des centrales nucléaires, la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est impossible de manière autonome. Ces éléments viennent étayer l'appel à une politique européenne coordonnée en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement.



Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan de Développement 2010-2020 est constitué :

- du réseau de référence présenté dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012 ;
- auquel s'ajoutent les investissements planifiés à l'horizon 2008, approuvés dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012 (chapitre 7), dont la mise en service a été confirmée.

Les investissements optionnels à l'horizon 2008, repris dans le Plan de Développement 2005-2012, et dont la mise en œuvre a été indiquée au Ministre de l'Énergie¹⁰⁰ dans le cadre du suivi de la mise en œuvre de ce Plan, font partie intégrante du réseau de référence. Pour rappel, ces projets de développement du réseau étaient envisagés de manière conditionnelle dans la mesure où leur réalisation était considérée sous certaines conditions de marché.

Les sections 5.1 et 5.2 ci-après détaillent la situation des travaux relatifs au réseau de référence à la date du 15 septembre 2010. Ils sont repris ci-après en deux sections distinctes afin de faciliter le lien entre le Plan de Développement 2005-2012 et les plans précédents :

- les investissements constituant le réseau de référence du Plan de développement 2005-2012 dont la description a fait l'objet du chapitre 6 du Plan de Développement 2005-2012 sont repris dans la section 5.1 ;
- les investissements préconisés par Elia à l'horizon 2008 dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012 et dont une justification a été fournie au chapitre 7 du Plan de Développement 2005-2012 sont repris dans la section 5.2.

Pour chacune de ces deux catégories d'investissements, la liste des renforcements et l'état d'avancement des travaux sont scindés en deux tableaux distincts, qui concernent respectivement:

- les renforcements du réseau de transport à caractère national, dénommés «renforcements d'intérêt national» dans les Plans de Développement précédents;
- les renforcements du réseau de transport fédéral mais ayant un impact plutôt local, dénommés «renforcements d'intérêt régional» dans les Plans de Développement précédents.

Le réseau de référence (2010) est représenté de manière synthétique (niveaux de tension de 380 à 150 kV) à la figure 5.6 de la section 5.4 ci-après.

¹⁰⁰ Lettre Elia du 22 décembre 2006 adressée au Ministre Verwiltghen ; Etat de la situation décembre 2006.
Lettre Elia du 30 avril 2008 adressée au Ministre Magnette ; Etat de la situation avril 2008.

5.1 Réseau de référence du Plan de Développement 2010-2020

Le Plan de Développement 2005-2012 a considéré comme réseau de référence le réseau en service au début de l'année 2005, auquel avaient été ajoutés les renforcements planifiés à l'horizon 2006 approuvés dans le cadre du Plan de Développement 2003-2010 et dont la mise en service planifiée avait été confirmée.

Les tableaux 5.1 et 5.2 ci-après détaillent l'état d'avancement de ces investissements, respectivement pour les «renforcements d'intérêt national» et les renforcements vers les niveaux de tension inférieurs dits « renforcements d'intérêt régional ».

Ces tableaux ne détaillent pas les développements du réseau dont la réalisation effective, le report ou l'annulation ont été annoncés dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012. Le lecteur est orienté vers ce dernier Plan¹⁰¹ pour plus d'informations à ce sujet.

Tableau 5.1: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» du réseau de référence.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension	Flandre occidentale	Blauwe-Toren[Brugge]-Slijkens-[Bredene]-Koksijde	Nouveau câble	150 kV	Réalisé ¹⁰²
		Beveren-Staden-Beerst	Passage à 150 kV de la liaison 70 kV existante	150 kV	Réalisé
		Beerst-Koksijde	Second terne de la liaison existante	150 kV	Réalisé
		Staden-Westrozebeke	Passage à 150 kV du terne 70 kV existant	150 kV	Réalisé
		Izegem-Oostrozebeke-Sint-Baafs-Vijve	Nouveau câble	150 kV	Réalisé
Indépendance du parc de production	Flandre occidentale	Avelgem	Nouveau transformateur dans un poste existant	380/150 kV	Réalisé ¹⁰³
		Avelgem-Ruien	Remplacement de la ligne à 2 ternes existante	150 kV	Réalisé
Renforcement des interconnexions internationales	Flandre occidentale	Avelgem-Avelin	2ème terne de la ligne existante	380 kV	Réalisé
	Anvers	Zandvliet [Anvers]	Installation d'un déphaseur dans un poste existant	380 kV	Réalisé
	Limbourg	Van Eyck [Kinrooi]	Installation de 2 déphaseurs dans un nouveau poste	380 kV	Réalisé

101 Disponible sur www.elia.be.

102 Uniquement la partie Slijkens-Koksijde 150 kV. Le tronçon Blauwe-Toren-Slijkens a été repris comme investissement à l'horizon 2008 dans le cadre du Plan de Développement 2005-2012. Cette dernière partie est donc reprise au tableau 6.3.

103 Voir section 5.2.



Tableau 5.1 (suite): état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» du réseau de référence.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Renforcement des interconnexions internationales	Hainaut	Jamiolle-Monceau	Renforcement de la ligne existante (remplacement du conducteur)	150 kV	Réalisé
		Monceau	Installation d'un transformateur/déphaseur dans un poste existant	220/150 kV	Réalisé
Fiabilité du réseau	Anvers	Scheldelaan [Anvers]-Zevende Havendok [Anvers]	2ème terna de la ligne existante	150 kV	Réalisé
	Hainaut	Tergnée [Farciennes]-Port de la Praye [Aiseau-Présles]	Renforcement de la ligne existante	150 kV	Réalisé
	Liège	Battice-Eupen	Passage à 150 kV d'un terna 70 kV existant	150 kV	Reporté
		Lixhe-Battice	Nouveau câble	150 kV	Reporté

Tableau 5.2: état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs du réseau de référence.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Renforcement de l'alimentation du réseau 70-36-30 kV et à moyenne tension à partir du réseau 380-150 kV					
Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension	Flandre occidentale	Beerst	2 nouveaux transformateurs de 50 MVA dans un poste existant (passage du poste 70 kV en 150 kV)	150/11 kV	Réalisé
		Koksijde	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Réalisé
		Brugge-Waggelwater	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Reporté
		Koksijde	Nouveau transformateur de 65 MVA dans un poste existant	150/36 kV	Réalisé
		Oostrozebeke	Nouveau transformateur de 40 MVA dans un poste existant	150/10 kV	Réalisé
		Westrozebeke	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé
		Flandre orientale	Wondelgem-Nieuwe Vaart	3ème et 4ème ternes de la ligne à 4 ternes existante	150 kV

Tableau 5.2 (suite): état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs du réseau de référence.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Renforcement de l'alimentation du réseau 70-36-30 kV et à moyenne tension à partir du réseau 380-150 kV						
Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension	Région de Bruxelles-Capitale	Harenheide	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Réalisé	
		Harenheide [Bruxelles] en repiquage sur le câble de Verbrande Brug-Zaventem	Nouveau câble (double liaison)	150 kV	Réalisé	
	Liège	Awirs	Nouveau transformateur de 2x80 MVA dans un poste existant	220/70 kV	Réalisé	
		Anvers	Oelegem	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé
	Brabant wallon	Mol	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé	
		Nivelles	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé	
		Oisquercq	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé	
	Hainaut	Gouy	Nouveau transformateur de 40 MVA dans un poste existant	150/10 kV	Réalisé	
	Restructuration du réseau 36 kV	Brabant flamand	Zaventem	Nouveau transformateur de 125 MVA dans un poste existant	150/36 kV	Réalisé
			Verbrande Brug-Zaventem + repiquage Harenheide	Nouveau câble	150 kV	Réalisé
Farciennes			Déjumelage de 2 transformateurs dans un poste existant	150/70 kV	Réalisé	
Monceau-Thy-le-Château			Nouveau câble	150 kV	Réalisé	
Namur		Thy-le-Château	Nouveau transformateur de 90 MVA dans un nouveau poste	150/70 kV	Réalisé	
Liège		Brume [Trois-Ponts]	Nouveau transformateur de 110 MVA dans un poste existant	380/70 kV	Réalisé	
		Eupen	Nouveau transformateur de 145-50 MVA dans un poste existant	150/70/15 kV	Réalisé	



5.2 Renforcements planifiés à l'horizon 2008 dans le Plan de Développement 2005-2012

Le Plan de Développement 2005-2012 approuvé par le Ministre M. Verwilghen en décembre 2005 préconisait différents développements du réseau de transport d'électricité. Ces développements étaient guidés par l'évolution et la localisation du parc de production, par les niveaux d'importation et leur origine, par les transits internationaux d'électricité ainsi que par l'intégration des productions renouvelables (y compris éolienne) ou de cogénération.

Ces facteurs d'influence étant fondamentalement incertains et variables sur l'horizon du Plan de développement 2005-2012, certains investissements de ce plan avaient donc été considérés comme optionnels. Ils n'étaient pas encore justifiés dans le contexte économique de l'époque de la publication du Plan. Les évolutions de marché, en termes de capacité d'import et d'évolution du parc de production belge, étaient toutefois susceptibles de confirmer ou d'infirmer leur utilité future.

L'engagement de ces investissements optionnels a été communiqué au Ministre de l'Energie¹⁰⁴ dans le cadre de la procédure de suivi de la mise en œuvre du Plan de Développement 2005-2012 convenue avec le Ministre.

Ainsi, en termes de transformation 380/150 kV supplémentaire optionnelle, les conditions d'exploitation du parc de production autour de Ruien ont mis en lumière l'opportunité technico-économique du nouveau transformateur d'Avelgem/Ruien, afin d'assurer l'indépendance du réseau par rapport au parc de production. Par contre, l'installation d'un transformateur 380/150 kV supplémentaire à Courcelles/Gouy n'a pas été une piste privilégiée. Le déficit de production pressenti dans le Hainaut devrait être levé par les raccordements futurs de nouvelles unités de production dans cette région.

En termes d'installation de batteries de condensateurs 150 kV supplémentaires, quatre des treize batteries envisagées de manière optionnelle ont été engagées en 2006.

Les tableaux 5.3, 5.4 et 5.5 ci-après ont pour objectif de faire le point sur l'état d'avancement de ces investissements, respectivement pour les «renforcements d'intérêt national», les développements optionnels du réseau et les renforcements vers les niveaux de tension inférieurs.

104 Lettre Elia du 22 décembre 2006 adressée au Ministre Verwilghen ; Etat de la situation décembre 2006. Lettre Elia du 30 avril 2008 adressée au Ministre Maignette ; Etat de la situation avril 2008.

Tableau 5.3: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» préconisés à l'horizon 2008.

Moteur de l'investissement	Zone renforcée	Localisation	Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Fiabilité du réseau belge	Anvers	Zandvliet [Anvers]	Nouveau transformateur dans un poste existant	380/150 kV	Réalisé
		Lillo [Anvers]-Zandvliet [Anvers]	Passage à 150 kV de la ligne 36 kV existante Lillo-Solvay et réalisation d'une nouvelle liaison Solvay-Zandvliet	150 kV	Révisé
	Flandre occidentale	Brugge Waggelwater - Slijkens	Renforcement de la ligne existante	150 kV	Révisé
	Flandre orientale	Keerke [Lokeren] - Lokeren	Nouvelle ligne	150 kV	Réalisé
Renforcement des interconnexions internationales	Réseau belge	Bruegel [Dilbeek], Kallo, Merksem, Mol, Monceau, Ruien	6 batteries de condensateurs de 75 Mvar dans des postes existants	150 kV	Partiellement réalisé

Tableau 5.4: état d'avancement des «renforcements d'intérêt national» préconisés de manière optionnelle à l'horizon 2008.

Moteur de l'investissement	Zone renforcée	Localisation	Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Renforcement des interconnexions internationales	Réseau belge	Kallo ou Merksem, Lint, Langerlo, Rodenhuize	Quatre batteries de condensateurs de 75 Mvar dans des postes existants	150 kV	Partiellement réalisé
			Neuf batteries de condensateurs de 75 Mvar dans des postes existants	150 kV	Non engagé
Renforcement des interconnexions internationales/ Indépendance du parc de production	Flandre occidentale	Avelgem/Ruien	Nouveau transformateur dans un poste existant	380/150 kV	Réalisé
		Ruien, Izegem	Deux batteries de condensateurs de 75 Mvar dans des postes existants	150 kV	Partiellement réalisé
	Hainaut	Courcelles/Gouy	Nouveau transformateur dans un poste existant	380/150 kV	Non engagé
		Courcelles-Gouy	Nouvelle liaison	380 kV	Non engagé

Tableau 5.5: état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs préconisés à l'horizon 2008.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension	Flandre occidentale	Slijkens	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Réalisé
		Anvers	Mechelen	Nouveau transformateur de 40 MVA dans un poste existant	150/10 kV
		Mechelen	Nouveau transformateur de 125 MVA dans un poste existant	150/70 kV	Réalisé



Tableau 5.5 (suite): état d'avancement des renforcements vers les niveaux de tension inférieurs préconisés à l'horizon 2008.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Accroissement des consommations des réseaux à moyenne tension	Anvers	Petrol	2 nouveaux transformateurs de 50 MVA dans un nouveau poste	150/15 kV	Réalisé
		Burcht-Zurenborg	Aménagement de la liaison existante pour raccorder le poste Petrol	150 kV	Réalisé
	Limbourg	Lommel	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Réalisé
	Région de Bruxelles-Capitale	Wiertz	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/11 kV	Réalisé
		Câble Dhanis-Wiertz	Nouveau câble: raccordement du poste de Wiertz en antenne	150 kV	Réalisé
		Poste Woluwé	2 nouveaux transformateurs (50 MVA) 150/11 kV	150/11 kV	Réalisé
	Brabant flamand	Drogenbos	Remplacement du transformateur existant de 75 MVA par un transformateur de 125 MVA	150/36 kV	Réalisé
		Wijgmaal	Nouveau transformateur de 40 MVA dans un nouveau poste	150/10 kV	Annulé
	Liège	Battice	Remplacement de 3 transformateurs de 20 MVA existants (70/15 kV) par 2 transformateurs (150/15 kV) de 50 MVA	150/15 kV	Reporté
		Romsée	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	220/15 kV	Réalisé
	Luxembourg	Marcourt	Remplacement d'un transformateur de 75 MVA existant par un transformateur de 90 MVA	220/70 kV	Reporté
		Saint-Mard	Nouveau transformateur de 75 MVA dans un poste existant	220/70 kV	Reporté

5.3 Justification des révisions de la planification d'investissements préconisés dans le Plan de Développement 2005-2012 à l'horizon 2008

5.3.1 Réseau de référence du Plan de Développement 2005-2012

Province d'Anvers

Deuxième terne 150 kV entre Scheldelaan [Anvers] et Zevende Havendok [Anvers]

L'intérêt de la pose du deuxième terne 150 kV Scheldelaan–Zevende Havendok est conditionné par l'installation d'un groupe de production (400 MW) à Zandvliet et de groupes de production (120 MW) à Zwijndrecht.

Cet investissement a été reporté dans le cadre du Plan de Développement 2005-2010 dans

la mesure où un groupe était bel et bien installé à Zandvliet mais de nouvelles unités de production étaient seulement en phase de projet à Zwijndrecht.

Toutefois, la concrétisation des projets de production à Zwijndrecht, combinée aux perspectives d'évolution de production et de consommation dans le port d'Anvers, ont mené à la réalisation du deuxième terme Scheldelaan-Zevende Havendok selon un planning plus rapide qu'annoncé. Cet investissement est aujourd'hui réalisé.

Province de Flandre occidentale

Nouveau transformateur 150/11 kV à Brugge Waggelwater

L'installation d'un transformateur 150/11 kV à Brugge Waggelwater permet le renforcement de la transformation vers la moyenne tension et le soulagement de la transformation 150/36 kV de ce poste.

Suite à une révision à la baisse des perspectives de consommation dans la zone, ce projet est retardé par rapport au planning annoncé dans le Plan de Développement 2005-2012.

Province de Liège

Nouveau câble 150 kV entre Lixhe et Battice accompagné du passage à 150 kV du terme 70 kV existant entre Battice et Eupen

L'obtention des permis et autorisations nécessaires à la pose du câble 150 kV entre Lixhe et Battice s'avère problématique.

L'évolution à la baisse des prévisions de la consommation d'électricité à l'est de la province de Liège par suite de la crise économique et financière survenue en 2008 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 150 kV Lixhe-Battice-Eupen, est attendue de façon retardée par rapport au planning initialement prévu.

Ce délai a été mis à profit pour introduire de nouvelles demandes de permis et autorisations pour la mise en œuvre de ce renforcement du réseau. Les projets de renforcement du réseau de cette région demeurent envisagés sans remettre en cause les solutions techniques proposées dans le cadre des Plans précédents.

5.3.2 Développements planifiés à l'horizon 2008 du Plan de Développement 2005-2012

Province d'Anvers

Passage à 150 kV de la ligne existante Lillo-Solvay et réalisation d'une nouvelle liaison Solvay-Zandvliet 150 kV

Le Plan de Développement 2005-2012 a mis en lumière le besoin de développer le réseau de la région anversoise pour alimenter la consommation croissante du port d'Anvers et, particulièrement, la consommation de l'industrie chimique raccordée sur le poste de Lillo (Anvers).

Dès lors, le Plan de Développement a préconisé l'installation d'un transformateur 380/150 kV supplémentaire dans le poste de Zandvliet (Anvers) et la réalisation d'une ligne aérienne 150 kV entre Lillo et Zandvliet.



Cette dernière liaison devait être réalisée par le passage à 150 kV de la ligne 36 kV existante entre les postes Lillo et Solvay (3,1 km) et la construction d'une nouvelle ligne 150 kV entre les postes Solvay et Zandvliet (6,5 km).

L'installation du transformateur 380/150 kV complémentaire a été effectuée.

Toutefois, l'évolution de la consommation d'électricité liée à l'activité économique du port d'Anvers, combinée à la multiplication de projets de groupes de production de grande taille (400-1100 MW) dans cette même zone, a laissé penser que la nouvelle liaison 150 kV Lillo-Zandvliet planifiée ne présenterait pas la robustesse nécessaire à moyen et long termes. A la lumière de ces nouveaux éléments, cette solution 150 kV est remplacée par une solution 380 kV entre Zandvliet, Lillo et Mercator. Cette dernière est présentée dans le chapitre 8 du présent Plan.

Province de Flandre occidentale

Renforcement de la ligne existante 150 kV Brugge Waggelwater-Slijkens

Le renforcement de la ligne 150 kV existante entre Brugge-Waggelwater et Slijkens était planifié à la suite de la pose du câble 150 kV Koksijde – Slijkens, en cohérence avec les évolutions du parc de production et des consommations dans la région.

Les raccordements de futurs parcs éoliens en mer du Nord modifient la répartition des flux électriques dans le réseau 150 kV de la zone et remettent en cause l'intérêt de ce projet de renforcement de ligne.

Face à cette nouvelle donne, une meilleure solution de développement du réseau 150 kV dans la région est planifiée. Elle est détaillée au chapitre 7 du Plan.

Province de Brabant flamand

Nouveau transformateur 150/10 kV dans un nouveau poste à Wijgmaal [Leuven]

Suite à la saturation du poste de Wilsele, l'installation d'un nouveau poste de transformation était prévue à Wijgmaal. Cette réalisation a été reportée suite aux aléas des procédures d'obtention des permis.

En concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné, ce délai a été mis à profit pour réétudier la répartition optimale des consommations raccordées aux postes Wilsele, Wespelaar et Tienen.

Sur base de cette étude, l'installation d'un transformateur 150/10 kV à Wijgmaal n'est plus envisagée ; le renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Wilsele a été privilégié et est maintenant réalisé.

Par ailleurs, l'étude a permis de déterminer la meilleure alimentation du « Grand Louvain » pour le futur. Elle est détaillée au chapitre 9 du Plan.

Province de Liège

Remplacement des trois transformateurs 70/15 kV 20 MVA du poste Battice par deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA

Le renforcement de la puissance de transformation à Battice faisait suite à l'accroissement de la consommation locale et à la politique d'alimentation directe du réseau à moyenne tension à partir du réseau 150 kV.

La réalisation d'un raccordement direct 150/15 kV d'un consommateur raccordé en 15 kV à Battice a fortement soulagé la transformation vers ce niveau de tension dans ce poste. Le projet d'installation de deux transformateurs 150/15 kV est donc reporté. L'installation d'un transformateur 150/15 kV reste toutefois envisagée à long terme.

Province de Luxembourg

Installation de transformateurs 220/70 kV à Marcourt et Saint-Mard

L'installation de transformateurs 220/70 kV dans les postes Marcourt et Saint-Mard en Province de Luxembourg a été reportée car les hypothèses d'augmentation de la consommation dans la région pour lesquelles ces investissements étaient envisagés ne se sont pas matérialisées.

Réseau belge

Installation de 6 batteries de condensateurs 75 Mvar en 150 kV

L'installation des 6 premières batteries de condensateurs préconisées dans le cadre du plan de Développement 2005-2012 est toujours planifiée et suit son cours :

- 5 d'entre elles ont été mises en service à ce jour ;
- parmi ces 5 réalisations, la batterie initialement prévue à Monceau a été installée à Baudour de manière à optimiser l'apport de Mvar en Province de Hainaut ;
- la batterie projetée à Bruegel sera mise en service en 2012 de manière à tirer profit de synergies avec le remplacement d'équipements prévu dans ce poste à cet horizon.

Installation de 2 batteries de condensateurs 75 Mvar en 150 kV liées à l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Avelgem

L'installation du transformateur 380/150 kV à Avelgem et d'une batterie de condensateurs à Izegem 150 kV a été réalisée.

Toutefois, le gestionnaire du réseau de transport reste attentif au besoin de la réalisation de la batterie de condensateurs à Ruien en fonction de l'évolution future des importations d'électricité en Belgique :

- du fait de la poursuite de l'intégration des marchés européens de l'électricité;
- et/ou par suite de l'évolution de la structure du parc de production, centralisé et/ou à base de sources d'énergie renouvelable, dans le pays et à l'échelle européenne.

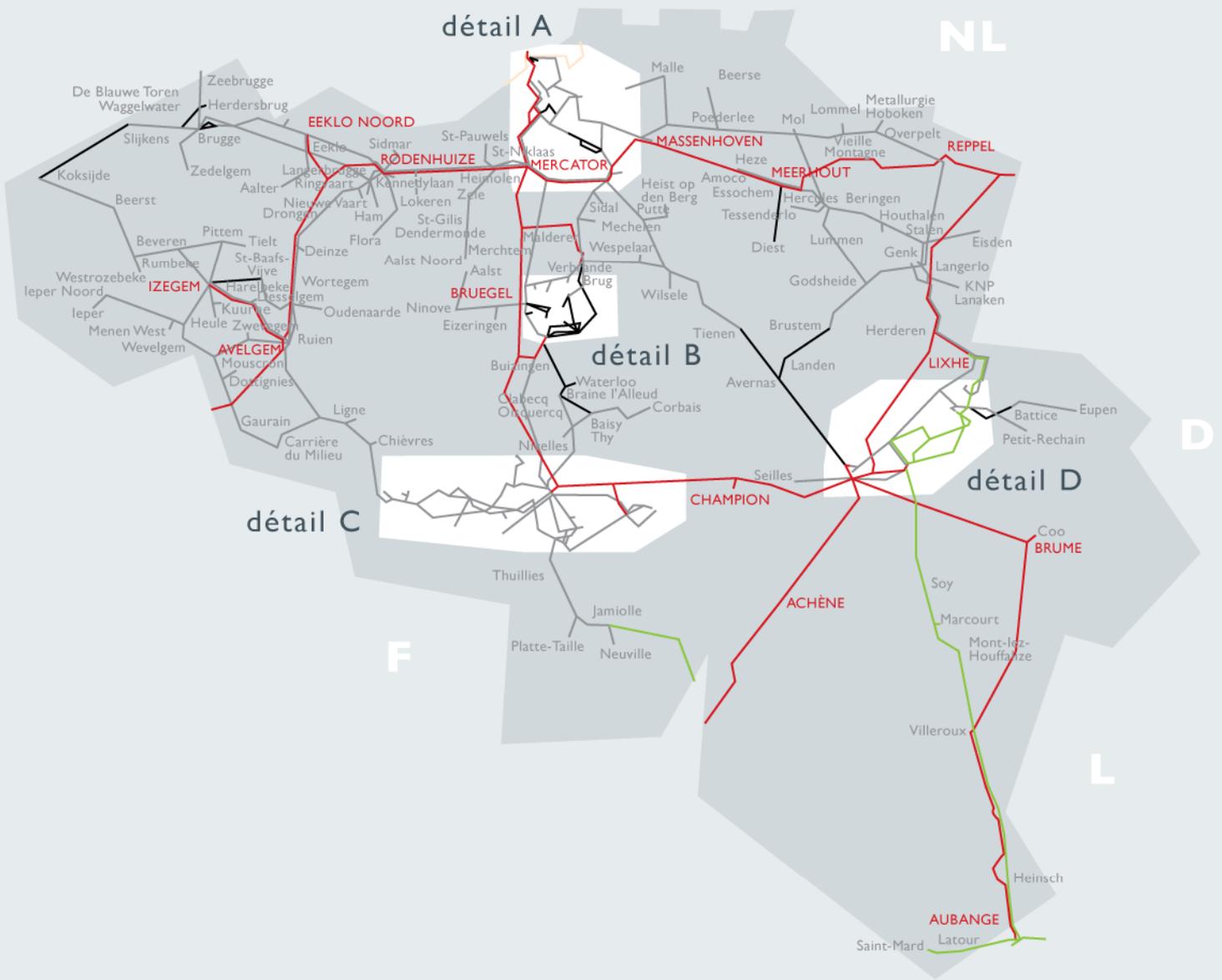
Installation complémentaire de 4 batteries de condensateurs 75 Mvar en 150 kV

L'effet de la crise économique et financière sur la consommation et sur les imports d'électricité observés à ce jour a également affecté la planification des 4 batteries de condensateurs, optionnelles dans le Plan de Développement 2005-2012 :

- les batteries de Lint et Langerlo restent planifiées. La première sera réalisée en 2011, la seconde est en service depuis 2010 ;
- les batteries de Rodenhuize et Kallo sont reportées sine die.

5.4 Représentation du réseau de référence 380-150 kV (2010)

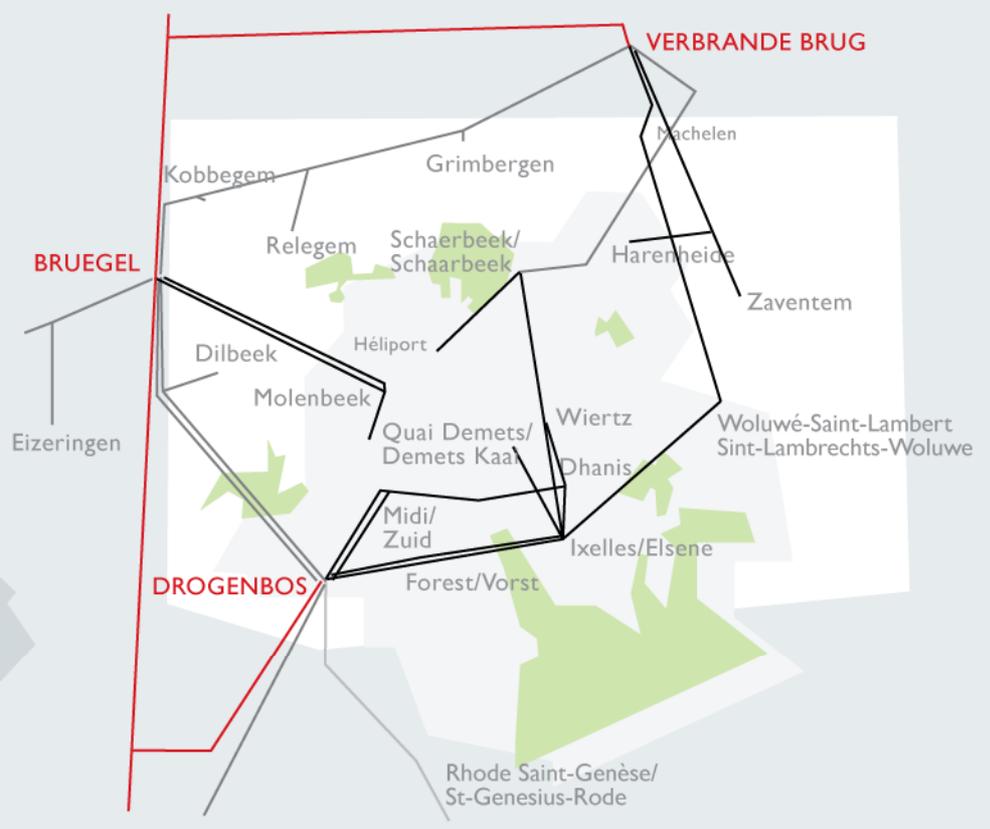
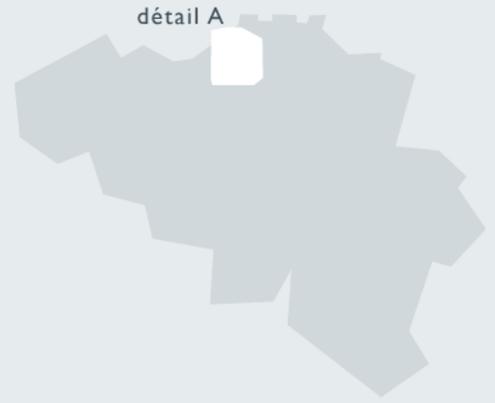
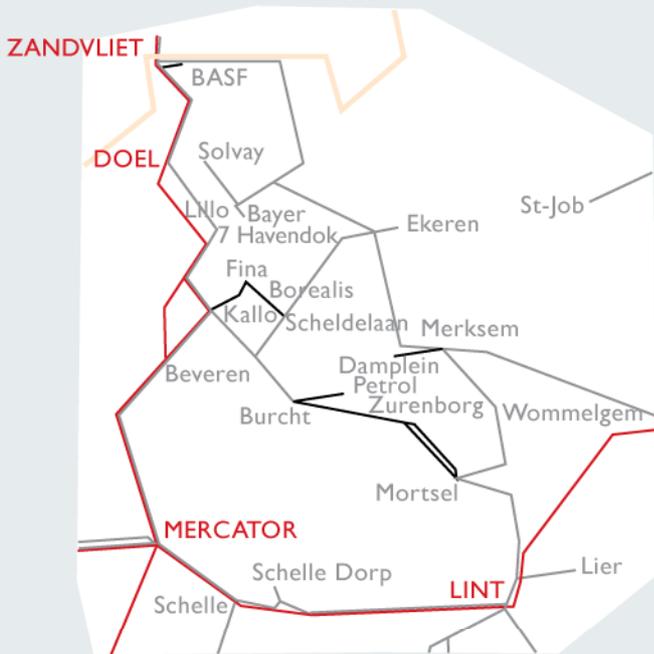
La figure 5.6 ci-après fournit la description du réseau à haute tension de référence (2010).



LEGENDE

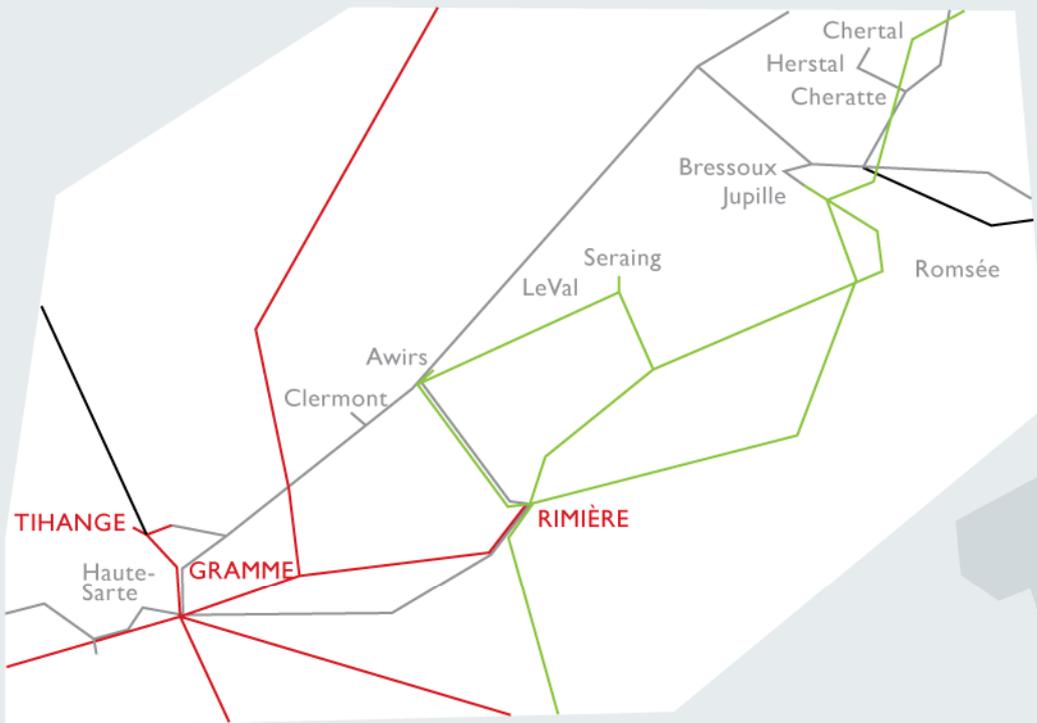
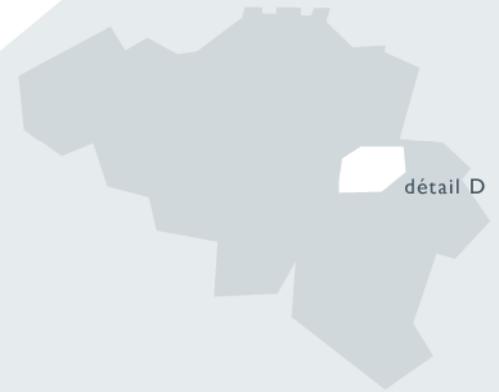
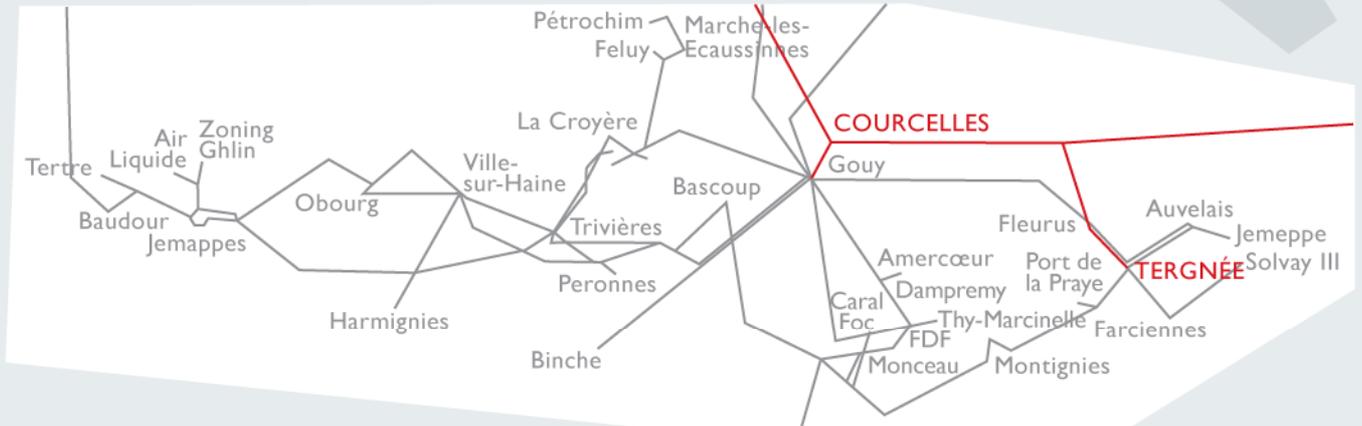
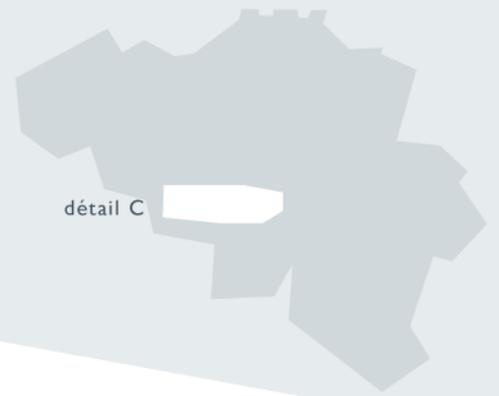
- 380 kV LIGNES
- 220 kV LIGNES
- 150 kV LIGNES
- 150 kV CABLES SOUTERRAINS

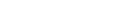
Figure 5.6 :
Réseau à l'horizon 2010



LEGENDE	
	380 kV LIGNES
	150 kV LIGNES
	150 kV CABLES SOUTERRAINS

Détail A / Détail B à l'horizon 2010



LEGENDE	
	380 kV LIGNES
	220 kV LIGNES
	150 kV LIGNES
	150 kV CABLES SOUTERRAINS

Detail C / Detail D à l'horizon 2010



6

6 Les liaisons transfrontalières

Plan de développement
fédéral
2010-2020



6.1 La poursuite du développement des interconnexions

6.1.1 Un des réseaux les plus interconnectés d'Europe

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, en concertation avec les gestionnaires de réseau des pays voisins, Elia a mené une série d'actions visant à optimiser les capacités d'importation et d'exportation, ainsi qu'à les renforcer :

- Elia a renforcé ses infrastructures aux frontières nord et sud du pays de manière à augmenter la capacité d'importation et d'exportation du réseau belge ;
- Elia maximise la capacité totale moyenne d'importation et d'exportation pour un fonctionnement optimal du marché, pour une convergence des prix et pour donner aux producteurs du pays une capacité d'importation maximale en cas de non-disponibilité de leurs centrales ;
- Elia tend vers un niveau du "minimum annuel garanti" offrant des garanties maximales pour la sécurité d'approvisionnement et incitant en même temps les producteurs à maintenir le niveau nécessaire en capacité de production dans le pays.

Cette stratégie menée par Elia a conduit le réseau de transport belge à atteindre un des plus hauts degrés d'interconnexion en Europe comme le démontrent les statistiques d'utilisation de la capacité d'importation/exportation mise à disposition des acteurs de marché.

Figure 6.1: statistique cumulative des capacités d'importation mises à disposition et leur utilisation par le marché sur la période 2007-2009.

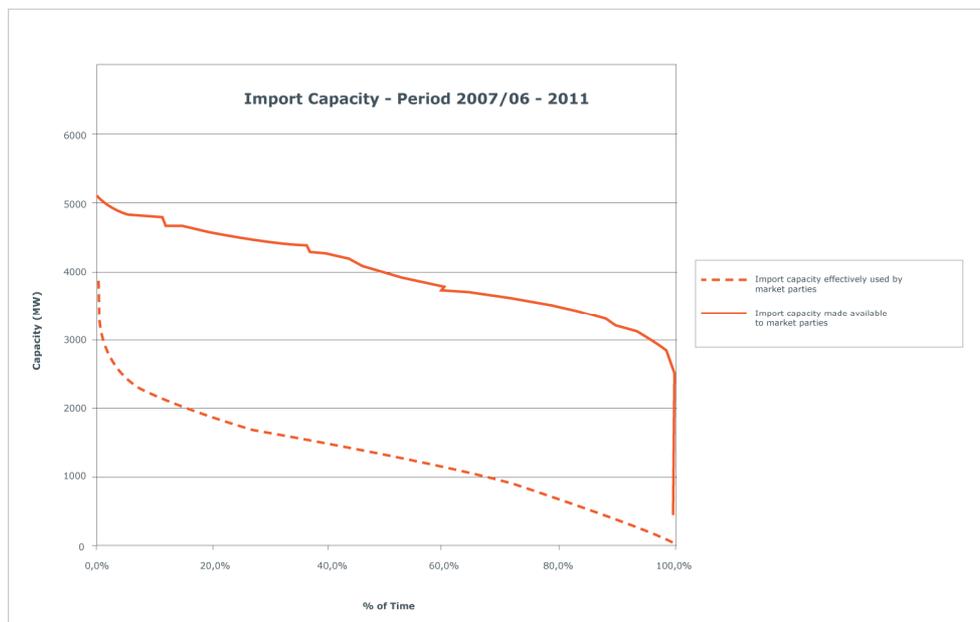
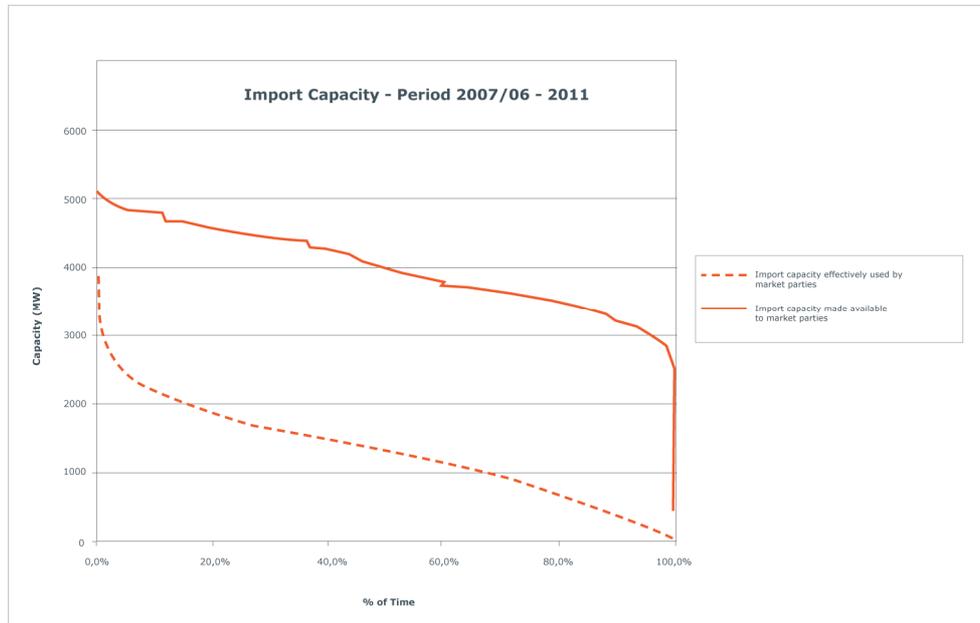


Figure 6.2: statistique cumulative des capacités d'exportation mises à disposition et leur utilisation par le marché sur la période 2007-2009.



Il ressort de ces figures que la capacité d'importation mise à la disposition des acteurs du marché s'élève en moyenne à quelque 40% de la consommation, dont, en moyenne, moins d'un tiers est effectivement utilisé par les acteurs du marché. Ces chiffres démontrent clairement que l'idée parfois répandue selon laquelle le manque chronique de capacité d'importation entraverait le fonctionnement du marché est totalement fautive.

Cette constatation est confirmée par l'évolution des prix sur le marché de gros depuis que le couplage de marché avec les Pays-Bas et la France a été réalisé en 2006 à l'initiative d'Elia. Sur la période 2007 – mi-2011, les prix de gros moyens en Belgique et dans les deux pays voisins ont évolué dans une fourchette de +/- 2,5%, les prix belges étant lors de cette période en moyenne 2,19% moins élevés qu'au Pays-Bas et 1,17% moins élevés qu'en France. Cela prouve que la capacité d'interconnexion disponible est suffisante pour parler d'un marché de gros unifié avec les deux pays voisins liés.

En outre, nous constatons depuis la mi-2009 que, lorsqu'il n'y a pas de convergence totale des prix, les prix de gros en Belgique sont inférieurs aux prix de gros français pendant 93% du temps et aux prix néerlandais pendant 61% du temps.

Après l'extension du couplage de marché à l'Allemagne et aux pays scandinaves et l'instauration du couplage de marché dans la zone CWE (depuis novembre 2010), les prix de gros belges ont suivi de très près les prix du marché français. Le prix de gros en Belgique a été inférieur ou égal au prix français pendant 93% du temps et au prix néerlandais pendant 68% du temps.

6.1.2 La poursuite du développement des interconnexions

La démarche de développement des interconnexions internationales reste un maillon essentiel aux yeux d'Elia pour le développement du réseau à terme, pour trois raisons principales.



L'évolution des flux d'énergie

Les politiques énergétique et environnementale européennes instaurent un modèle concurrentiel combiné à une diminution des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre engendré par le parc de production. En outre, une part importante des capacités de production européennes a été mise en service au début des années 80, voire avant. Une grande partie des unités en place devrait être remplacée avant 2020.

Ce remplacement de moyens de production, combiné à des perspectives de nouvelles parts de marché, devrait donner lieu à un redéploiement du parc de production européen plus respectueux de l'environnement, faisant appel à des technologies modernes réduisant les émissions et recourant à des sources d'énergie renouvelable (éolien, biomasse, solaire...).

Le tableau 6.3, tiré de travaux réalisés en ENTSO-E, illustre la transformation du parc de production escomptée en Belgique et dans les pays voisins.

Figure 6.3: capacité de production installée en 2009 (System Adequacy Retrospect d'ENTSO-E) et en 2020 (scénario « top-down » 2020 d'ENTSO-E). Ce dernier scénario ne tient pas compte de la décision récente d'arrêter les centrales nucléaires allemandes.

External study	2009 SAR					2020 ENTSO-E				
	BE	DE	FR	NL	UK	BE	DE	FR	NL	UK
Nuclear Power	6	20	63	1	11	4	19	67	1	11
Fossil Fuels	8	67	25	23	58	10	59	15	31	50
Lignite	0	19	0	0	0	0	14	0	0	0
Hard Coal	1	26	8	4	28	0	26	4	8	18
Gas	6	14	5	19	27	10	18	7	22	32
Mixed fuels	0	3	3	0	0	0		0	1	0
Other	1	4	9	0	4	0	1	4	0	0
RES	2	37	6	3	2	8	107	33	13	27
Wind Onshore	1	25	4	2	1	2	36	19	6	9
Wind Offshore						2	10	6	5	16
Solar	0	8	0	0	0	1	52	5	1	0
Biomass	1	4	1	1	0	2	9	3	1	2
Other	1	10	25	0	4	1	12	29	0	4
Hydro power P+PS	1	5	0	0	0	0	5	0	0	1
Net Gen. Capacity	18	139	119	27	74	24	202	144	44	94

Cette transformation se traduira par une évolution marquée de l'offre et de la demande d'électricité sur le marché intérieur de l'Union et, partant, des échanges d'énergie entre les pays.

Ces échanges, nés de la rencontre de l'offre et de la demande dans le marché intégré de l'électricité, ne pourront se faire que si les capacités d'échange sont développées de manière adéquate. La continuation du développement des interconnexions est donc essentielle à la poursuite de l'intégration du marché européen de l'électricité en tenant

compte du mix énergétique futur.

Différentes simulations opérées en ENTSO-E mettent en évidence une évolution significative des flux physiques d'énergie à nos frontières. Nos interconnexions seront encore plus sollicitées en 2020, comme illustré aux figures 6.4 et 6.5 ci-après.

Deux situations extrêmes permettent d'illustrer cette évolution :

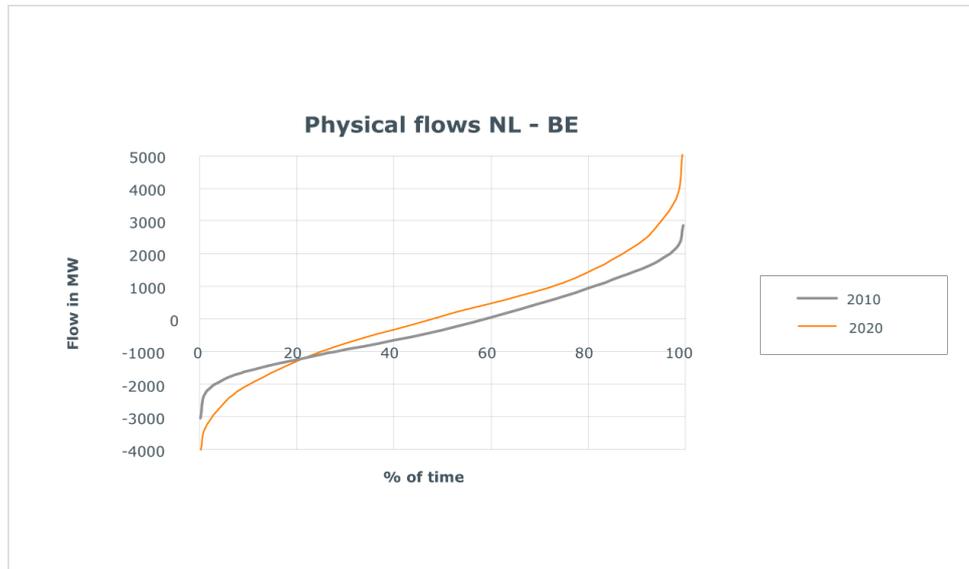
- la France rencontrera ses objectifs environnementaux en intégrant des sources d'énergie renouvelable mais devrait rester par ailleurs fortement équipée en centrales nucléaires. En cas d'absence de vent en Allemagne, la France sera fortement exportatrice. Dans cette situation, de forts transits d'énergie sont à prévoir à travers le Benelux, vers l'Allemagne, qui sera fortement importatrice, et vers le Royaume-Uni ;
- si le vent souffle en l'Allemagne, ce pays exportera massivement de l'énergie vers la France et le Royaume-Uni, créant de la sorte des flux de transit importants au travers des Pays-Bas et de la Belgique, vers la France et le Royaume-Uni.

Figure 6.4: estimation des flux physiques à la frontière sud en 2020, sur base de simulations réalisées par ENTSO-E.





Figure 6.5: estimation des flux physiques à la frontière nord en 2020, sur base de simulations réalisées par ENTSO-E.



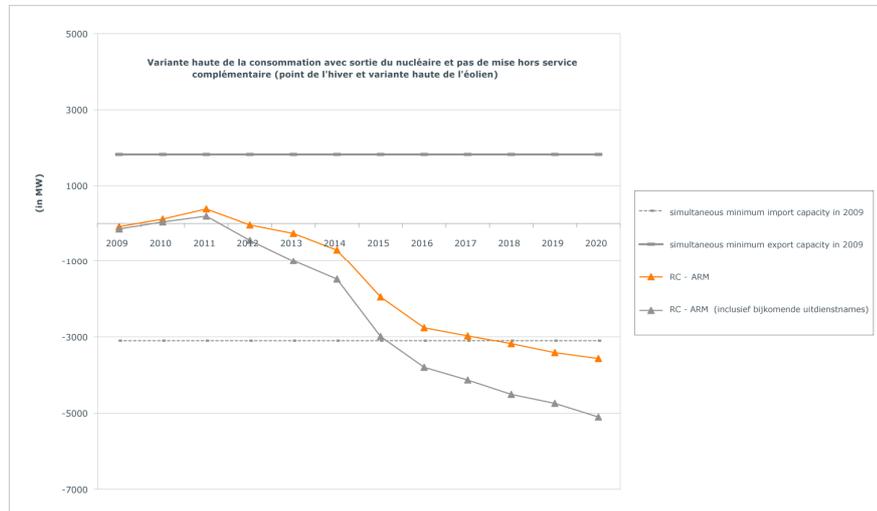
Le maintien la sécurité d'approvisionnement

Le caractère variable de la majorité des unités de production à base de sources d'énergie renouvelable, si celles-ci sont massivement déployées, demandera la coexistence de ce type d'unités avec des centrales de type conventionnel, de manière à pouvoir équilibrer à tout moment l'offre et la demande d'électricité.

Toutefois, tant les décisions finales d'investissement dans les nouvelles centrales que les décisions concernant le démantèlement des centrales les plus anciennes sont entourées d'incertitudes. Le parc de production belge pourrait devenir insuffisant à des moments de forte consommation et le caractère variable de la production à base de source d'énergie renouvelable pourrait être difficilement compensé. Les interconnexions doivent donc être pensées de manière à équilibrer le système électrique dans ces situations.

La figure 6.6 ci-après permet de constater que les capacités offertes par les interconnexions actuelles s'avèrent insuffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement si les plus anciennes centrales nucléaires du pays ne sont pas prolongées et de nouvelles unités de type centralisé réalisées.

Figure 6.6: illustration de la marge de sécurité pour la sécurité d’approvisionnement, à un moment de forte consommation (situation pointe d’hiver combinée avec la variante haute de la consommation, en cas de non-prolongation des plus anciennes centrales nucléaires du pays et d’absence de nouvelles unités de type centralisé) [édition septembre 2010].



La saturation du système et de la gestion des incompressibles

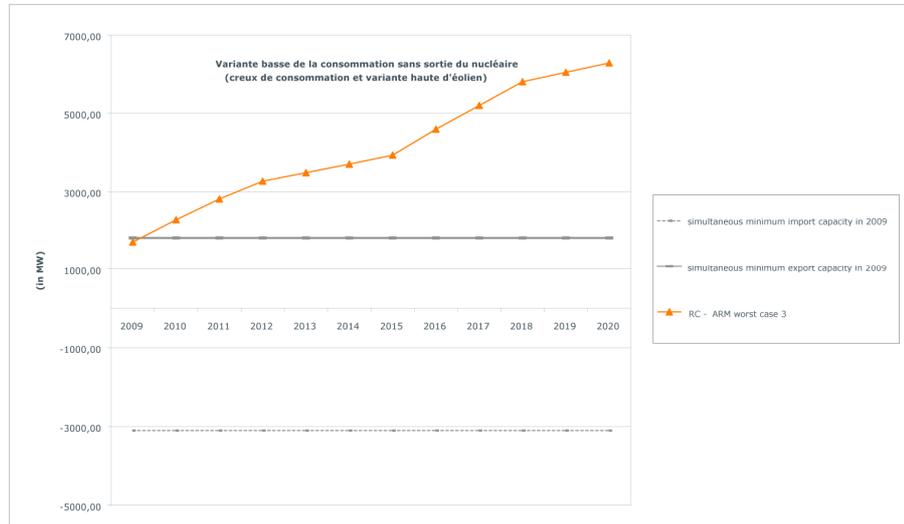
La cohabitation de nombreuses unités de production centralisée souvent moins flexibles, comme les unités nucléaires, et d’un grand nombre d’unités de production décentralisée et/ou à base de sources d’énergie renouvelable, au caractère variable souvent marqué, laisse présager une saturation du système qui donnera lieu à des excédents temporaires de production à évacuer hors de la zone de réglage, voire à stocker si la technologie le permet, à terme, à grand échelle.

Ce phénomène est illustré à la figure 6.6, qui montre les limites des interconnexions existantes pour exporter les excédents de production dans un moment de faible consommation, dans un contexte de forte intégration éolienne et de prolongation des centrales nucléaires les plus anciennes.

D’une part, les interconnexions pourront être renforcées pour faire face à ce phénomène. D’autre part, les opportunités d’augmenter la flexibilité du parc de production centralisé, en particulier nucléaire, pourront être analysées en profondeur pour compléter la réponse à cette problématique.



Figure 6.7: illustration de la saturation du système à un moment de faible consommation (situation creux d'été combinée avec la variante basse de la consommation, dans l'hypothèse d'une forte intégration éolienne, produisant à pleine capacité, et de la prolongation des plus anciennes centrales nucléaires du pays) [édition septembre 2010].



6.1.3 Vers des autoroutes européennes de l'électricité

La poursuite du développement des interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement, la gestion des incompressibles et l'évolution des flux d'énergie initie la création annoncée des autoroutes de l'électricité par la Commission Européenne (« *Electricity Highways* »)¹⁰⁵. Ces dernières devront assurer la sécurité d'alimentation et l'intégration des marchés avec une part considérable de production renouvelable. Elles verront le jour sous l'effet combiné de stratégies de maximisation de l'utilisation du réseau existant, d'ouverture de nouveaux corridors aériens et de développements de nouvelles liaisons souterraines pour combler les chaînons manquants.

L'ensemble des projets du présent chapitre s'intègre déjà dans cette philosophie :

- les renforcements prévus aux frontières nord et sud cadrent dans une logique de maximisation de l'utilisation des infrastructures existantes ;
- de nouveaux corridors sont prévus entre la Belgique et le Luxembourg, ainsi qu'entre la Belgique et le Royaume-Uni;
- une nouvelle liaison souterraine contrôlable à courant continu entre la Belgique et l'Allemagne est proposée vu l'existence d'un chaînon manquant entre ces deux pays.

6.2 La frontière Nord

La section précédente a mis en lumière une augmentation significative des flux électriques à la frontière nord en 2020. Cette prévision est une conséquence, entre autres, de la forte pénétration de la production éolienne dans le nord de l'Allemagne¹⁰⁶.

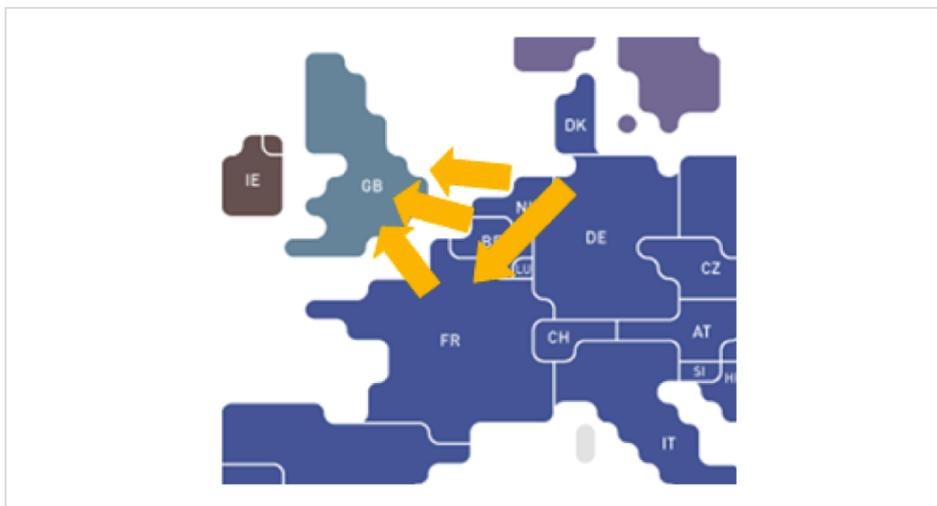
¹⁰⁵ Un consortium est mis en place sous la guidance d'ENTSO-E afin de répondre à un call (FP7 framework) de la Commission Européenne visant la définition d'un plan modulaire pour développer ces autoroutes de l'électricité en phases successives (Modular Development Plan for an Electricity Highways System (MoDPEHS))

¹⁰⁶ Voir aussi à ce sujet « European Wind Integration Study - Ewis », 2010.

Dans des circonstances météorologiques favorables, ces unités produiront à pleine puissance. L'Allemagne deviendra alors exportatrice, donnant lieu à des transits d'énergie, depuis l'Allemagne à travers les Pays-Bas, vers et à travers la Belgique.

Ces flux d'énergie solliciteront alors particulièrement le réseau 380 kV depuis la frontière vers la région liégeoise (axe Van Eyck – Gramme) et vers les régions anversoise et gantoise (axe Zandvliet – Doel – Mercator – Baekeland – Horta). Dans ces situations, une part importante de l'énergie traversant la frontière nord sera de nature non nominée et réduira la capacité d'échange qui pourra être mise à la disposition du marché à cette frontière.

Figure 6.8: flux de transit à travers la Belgique en 2020, selon les simulations opérées par ENTSO-E.



Pour faire face à l'évolution des flux à la frontière nord, les investissements suivants sont nécessaires :

- la création d'un poste 380 kV sur le site existant de Van Eyck (Kinrooi) ;
- l'installation d'un transformateur 380/150 kV en repiquage sur le site Zutendaal, qui serait directement raccordé à un terne 150 kV en direction du poste Langerlo 150 kV ;
- l'exploitation en 380 kV du terne Gramme-Zutendaal, aujourd'hui utilisé en 150 kV ;
- le tirage d'un nouveau terne 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck ;
- le projet BRABO de renforcement du réseau 380 kV anversois (voir section 9.2.1) ;
- le renforcement de l'axe 380 kV Mercator/Doel – Horta. Ce renforcement pourra être opéré par des conducteurs à haute performance, après analyse technologique.

L'installation d'un déphaseur complémentaire à Zandvliet, si elle vient s'ajouter à ces derniers investissements, permettra une augmentation de la capacité d'échange à la frontière nord (+1000 MW).

Le choix de ces développements s'inscrit dans une logique de minimisation des incidences sur l'environnement, par une maximisation de l'utilisation de l'infrastructure existante : seuls des travaux relatifs à des lignes et des postes existants sont envisagés.

La première partie de ces investissements qui amènent un renforcement du réseau 380 kV entre Gramme et Van Eyck est programmée pour 2014 dans la mesure où elle permet également d'augmenter le potentiel de raccordement d'unités centralisées dans les provinces du Limbourg et de Liège (voir section 8.6).



Le renforcement complet de l'axe Mercator/Doel - Horta et l'installation d'un déphaseur complémentaire à Zandvliet sont planifiés avant 2020. Leur planning de mise en œuvre sera évalué dans les prochaines études réalisées en ENTSO-E et dans le cadre des prochains plans de développement fédéraux.

6.3 La frontière Sud

Les gouvernements belge et français se sont engagés, par la signature d'un Memorandum of Understanding en mars 2005, à la poursuite du renforcement des liaisons d'interconnexion entre la France et la Belgique, conformément aux priorités définies par la Décision n°1229/2003/CE du 26 juin 2003 de la Commission Européenne établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie.

Dans ce cadre et comme annoncé dans le Plan de Développement 2005-2012, Elia et RTE ont examiné l'augmentation de capacité d'importation apportée par une nouvelle ligne 380 kV Lorraine-Ardenne et la pose du deuxième terna 380 kV Gramme-Massenhoven. Cette étude a conclu à l'installation d'un second circuit 220 kV entre Aubange et Moulaine ainsi qu'à l'emploi de conducteurs plus performants entre ces postes, sur l'ancien et le nouveau circuit.

La mise en service du nouveau circuit 220 kV a eu lieu en 2010. Ce renforcement permettra en outre un développement additionnel de la capacité entre les deux pays par l'installation de déphaseurs sur les deux liaisons 220 kV et/ou par la réalisation d'une liaison 380 kV dans cette même région, si cela s'avère nécessaire.

Toutefois, le développement annoncé de centrales de production nucléaire, au gaz et éolienne dans le Nord de la France laisse présager que cette option d'investissement pourrait être revue.

Elia et RTE réalisent une étude conjointe à l'horizon 2020 visant à évaluer les développements à mettre en œuvre dans les réseaux des deux pays, voire entre les deux pays, de manière à intégrer de façon optimale ces nouveaux éléments.

A cet horizon, l'étude postule une production de base en France qui se renforce avec l'arrivée des EPR de Flamanville et de Penly, soit une capacité de 3500 MW, ainsi que l'arrivée de 15 GW d'éolien. Des unités au gaz sont également prévues. Par ailleurs, l'étude prend également en considération les projets d'interconnexion France-Angleterre et Belgique-Allemagne.

Dans ce contexte, trois renforcements principaux permettent de lever les contraintes en amont sur le réseau français :

- le changement des conducteurs sur l'axe Warande-Weppes-Avelin 400 kV (aujourd'hui réalisé) ;
- le doublement de l'axe Lonny-Vesle 400 kV prévu d'ici 2020 ;
- le doublement de l'axe Gavrelle-Avelin 400 kV prévu d'ici 2020.

A ce jour, différentes pistes indicatives de renforcement de l'interconnexion ont été étudiées:

- la création d'une liaison à courant continu (1000 MW) entre Warande et Zeebrugge ;
- la construction d'une ligne aérienne à deux ternes 380 kV à courant alternatif entre Warande et Izegem ;

- le renforcement des lignes 380 kV Avelin-Avelgem et Mastaing-Avelgem par des conducteurs à haute performance ;
- la création d'une liaison à courant continu (1000 MW) entre Capelle et Courcelles ;
- la construction d'une ligne aérienne à deux ternes 380 kV à courant alternatif entre Capelle et Courcelles ;
- le doublement de la ligne Lonny-Achène-Gramme 380 kV.

En fonction de la localisation de la nouvelle interconnexion et de nombreuses variantes d'évolution de la production de part et d'autre de la frontière, l'intérêt d'une nouvelle interconnexion a ainsi pu être évalué.

Dans l'ensemble des scénarios étudiés, les premiers résultats confirment l'augmentation de la sollicitation de cette frontière en 2020 présentée dans la section 6.1.2.

En outre, ils mettent en évidence l'intérêt d'une nouvelle interconnexion «au Nord» (Warande-Zeebrugge ou Warande-Izegem) ou «au Centre» (Capelle Courcelles). Par contre, la solution consistant à doubler la ligne existante Lonny-Achène-Gramme 380 kV présente un intérêt limité a priori. Cette option pourrait ne pas être retenue.

Ces différents résultats devront être confirmés par d'autres études techniques et économiques qui seront réalisées en collaboration avec le gestionnaire de réseau de transport français et dans le cadre des activités d'ENTSO-E.

Figure 6.9: flux de transit à travers la Belgique en 2020, selon les simulations opérées par ENTSO-E.

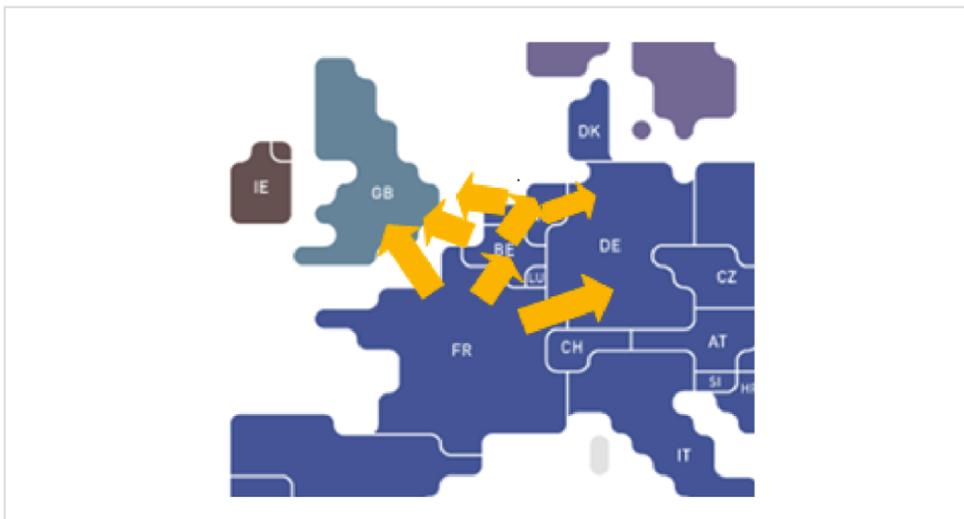
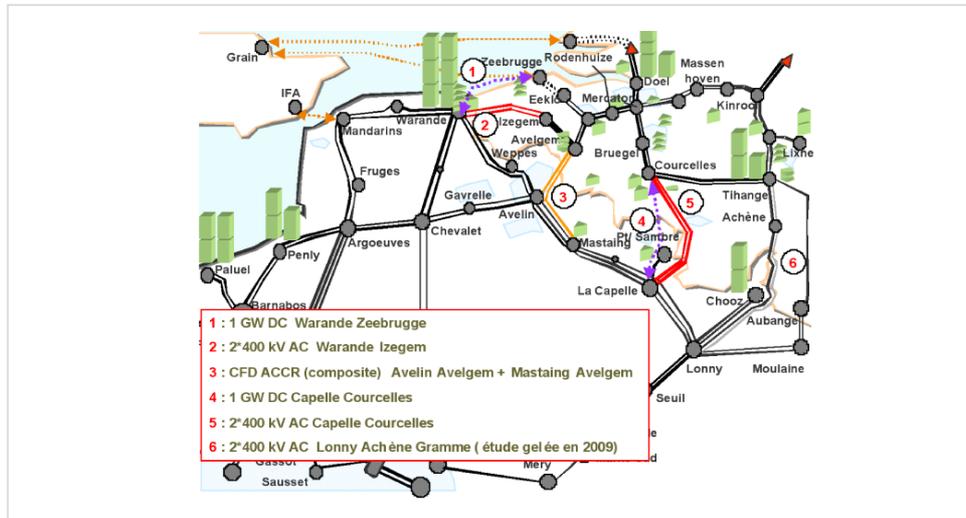




Figure 6.10: renforcements de la frontière sud étudiés en concertation avec le gestionnaire de réseau de transport français (RTE).



6.4 Liaison entre la Belgique et le Luxembourg

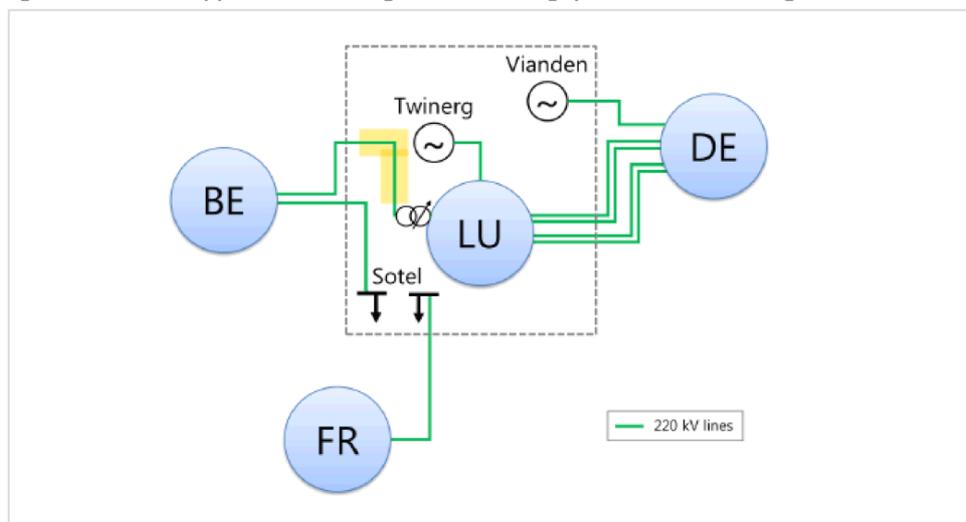
Le réseau de transport luxembourgeois est actuellement constitué de deux parties : le réseau industriel de Sotel (gestionnaire de réseau industriel) est connecté au réseau belge (Elia) tandis que le réseau de transport de Creos (gestionnaire de réseau de transport) est raccordé au réseau allemand (Amprion). Aucun transit direct d'électricité n'est aujourd'hui possible entre ces deux entités dans une situation normale d'exploitation.

L'augmentation de la consommation et le démantèlement du réseau 220 kV envisagé par Amprion (gestionnaire de réseau allemand) conduisent Creos à envisager le renforcement de son réseau afin de répondre à la demande et de maintenir la sécurité de l'alimentation du Grand-duché de Luxembourg.

Dans ce cadre, Creos, après une étude réalisée en collaboration avec les gestionnaires de réseau voisins concernés, a retenu une solution articulée en deux étapes.

La première étape, qui consiste à coupler les deux parties 220 kV du réseau luxembourgeois à Esch-Sur-Alzette, devra être définitivement validée fin 2012. Elle pourrait avoir lieu au plus tard en 2016 et serait vraisemblablement associée à l'installation d'un transformateur-déphaseur. Dans un second temps, la construction d'une double liaison 220 kV ou 380 kV reliant les réseaux pourrait suivre.

Figure 6.11: développements envisagés entre la Belgique et le Luxembourg.



6.5 Liaison entre la Belgique et le Royaume-Uni – le projet NEMO

La Grande-Bretagne est actuellement connectée au réseau continental européen via une liaison à courant continu la reliant à la France.

National Grid International Ltd et TenneT, les gestionnaires de réseau de transport de Grande-Bretagne et des Pays-Bas respectivement, ont aussi réalisé une interconnexion entre leurs deux pays via une liaison câblée sous-marine (HVDC). Après cette réalisation, la capacité d'interconnexion du Royaume-Uni reste faible : elle s'élève à 4% de la capacité de production installée sur le territoire.

Elia et National Grid International Ltd ont analysé le potentiel d'un interconnecteur entre la Belgique et la Grande-Bretagne. Une telle liaison augmentera la liquidité des marchés et l'accès à ceux-ci, la concurrence et la sécurité d'approvisionnement dans les deux pays ; son intérêt pour la communauté a été démontré.

Sur cette base, Elia et National Grid International Ltd envisagent de mettre en œuvre un interconnecteur (1000 MW, bidirectionnel) selon la technologie HVDC reliant les postes Zeebrugge (Elia) et Richborough (National Grid).

En Belgique, cette nouvelle interconnexion pourra être raccordée à Zeebrugge en 380 kV grâce à la réalisation du projet STEVIN (voir section 7.5.1) visant l'extension du réseau 380 kV jusqu'à la côte belge.

Cette nouvelle interconnexion pourrait être réalisée à l'horizon 2017. Cet investissement pourra être engagé sous réserve de la mise en place d'un cadre réglementaire commun adapté par les autorités compétentes des deux pays.



6.6 Liaison entre la Belgique et l'Allemagne – le projet ALEGRO

Le Plan de Développement 2005-2012 a mentionné les résultats d'une étude commune Elia-Amprion relative à l'utilité d'une interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne.

Cette étude avait envisagé deux variantes en lignes aériennes :

- une liaison en courant alternatif 380 kV entre Brume (Belgique) et Dalhem (Allemagne) ;
- une liaison en courant alternatif 380 kV entre Lixhe (Belgique) et Oberzier (Allemagne).

Dans les conditions de production, de consommation et d'échanges internationaux de l'époque, l'étude démontrait l'intérêt limité d'une telle interconnexion au regard de l'investissement qu'elle exigeait. De plus, l'expérience des gestionnaires de réseau en matière d'aménagement du territoire suggérait que la construction d'une liaison aérienne, en particulier sur le tracé Brume-Dalhem, serait très longue et difficile.

Les perspectives actuelles de développement du parc de production centralisé et renouvelable européen ainsi que la volonté européenne d'intégration du marché intérieur de l'électricité ont amené Elia et Amprion¹⁰⁷ à évaluer l'intérêt d'une interconnexion Belgique-Allemagne dans ce nouveau contexte.

De plus, cette étude a élargi l'analyse :

- en intégrant les différentes technologies disponibles en câbles souterrains (câble souterrain 380 kV en courant alternatif ou en courant continu -HVDC¹⁰⁸-) ;
- sur deux tracés géographiques (entre Brume (Belgique) et Dalhem (Allemagne) et entre Lixhe (Belgique) et Verlautenheide (Allemagne)).

Ces travaux d'analyse ont mis en évidence que la construction d'une nouvelle liaison entre Brume et Dalhem nécessiterait la traversée de parcs nationaux et de villages de part et d'autre de la frontière. Par contre, il apparaît qu'une liaison établie le long d'infrastructures existantes entre Lixhe et Verlautenheide soit plus envisageable.

En termes de flux électriques, les résultats montrent qu'une nouvelle interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne pourrait apporter un potentiel d'échanges physiques d'électricité entre les deux pays, moyennant le renforcement du réseau interne 380 kV belge, augmentant de la sorte l'intégration des marchés de l'électricité mais aussi la sécurité d'approvisionnement dans la zone.

Cependant, pour pouvoir exploiter ce potentiel, les flux électriques sur cette liaison doivent être contrôlables. Une interconnexion réalisée en courant continu (type HVDC) offre pareille possibilité.

Un scénario en courant alternatif impliquerait l'installation d'un transformateur-déphaseur sur la liaison. Une solution basée sur un câble à courant alternatif 380 kV devant être écartée pour des raisons de fiabilité, de faisabilité et de coût (voir section 3.2.3.1), ce scénario devrait reposer sur la construction d'une ligne aérienne.

¹⁰⁷ Elia et Amprion ont signé en 2009 un « Memorandum of Understanding » définissant le cadre de collaboration dans les phases d'étude de pré-faisabilité et d'étude détaillée de ce projet.

¹⁰⁸ HVDC : High Voltage Direct Current (liaison à courant continu à très haute tension).

Elia et Amprion ont privilégié un projet d'interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne minimisant son empreinte environnementale. Il consiste en une nouvelle liaison à courant continu entre les deux pays.

Ce projet est organisé de manière modulaire. La capacité de cette interconnexion sera initialement portée à 700 MW¹⁰⁹. L'infrastructure sera cependant pensée de manière à pouvoir l'augmenter sans devoir initier de longues procédures d'obtention de permis et autorisations.

Cette nouvelle interconnexion sera la première liaison à courant continu intégrée en Europe dans un réseau maillé à courant alternatif. Elle peut donc être considérée comme un projet-pilote pour le développement d'un super-réseau européen¹¹⁰.

Des analyses ont mis en évidence que la construction d'une telle liaison accroît le bien-être économique global des pays concernés. Cette augmentation varie en fonction de l'évolution du parc de production dans le Nord-ouest de l'Europe, principalement en Belgique et en Allemagne. Parmi les facteurs influant sur l'intérêt économique d'une telle liaison, nous pouvons citer :

- la prolongation ou non des centrales nucléaires belges et/ou allemandes ;
- la quantité de production éolienne installée en Belgique et en Allemagne ;
- le degré de corrélation statistique entre les niveaux de production éolienne dans les deux pays ;
- le nombre et la localisation de nouvelles centrales au gaz installées dans le Nord-ouest de l'Europe.

Enfin, du côté belge, le tirage du second terna 380 kV Lixhe-Herderen et l'extension du poste Lixhe 380 kV à deux jeux de barres permettront le raccordement de la nouvelle interconnexion. Le développement de cette dernière au-delà de 700 MW implique également des renforcements complémentaires du réseau interne 380 kV belge, à savoir :

- l'exploitation en 380 kV du terna existant Gramme-Herderen aujourd'hui utilisé en 150 kV¹¹¹ ;
- la construction d'une nouvelle liaison 380kV entre Herderen et Lixhe ;
- l'ajout d'un transformateur 380/150 kV à Lixhe et à Zutendaal¹¹².

Au regard de ces éléments, Elia et Amprion envisagent de façon favorable le développement d'une interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne. Aujourd'hui, Elia démarre les études d'incidences pour l'initiation des procédures d'octroi des permis et autorisations nécessaires à la réalisation de cet investissement.

Par ailleurs, la Commission Européenne a décidé d'inclure ce projet d'interconnexion dans la liste des projets bénéficiant de son concours financier dans le cadre des réseaux transeuropéens de l'énergie (TEN-E).

109 Le choix définitif de la capacité disponible lors de la première phase sera opéré après approfondissement des possibilités technologiques (conversion et pose de câbles).

110 Electricity Highway - European Overlay Grid

111 Prévu dans un autre cadre par ailleurs.

112 Prévu dans un autre cadre par ailleurs.



Tableau 6.12: développements relatifs aux liaisons transfrontalières.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Liaisons transfrontalières	Province de Luxembourg	Aubange-Moulaine	Pose du deuxième terne 220 kV sur une ligne existante et renforcement du terne existant	220 kV	Réalisé	2010
		Aubange-Esch	Installation d'un déphaseur	220 kV	Etude	2016
	Limbourg	Zutendaal	Nouveau transformateur sur un nouveau site	380/150 kV	Planifié	2014
		Zutendaal-Van Eyck	Tirage du second terne	380 kV	Planifié	2014
		Van Eyck	Nouveau poste sur un site existant	380 kV	Planifié	2014
	Flandre orientale	Zeebrugge-Richborough	Nouvelle liaison internationale à courant continu		Planifié	2016-2020
		Baekeland-Horta	Renforcement des conducteurs	380 kV	Planifié	2016-2020 ¹¹³
		Baekeland-Mercator/Doel	Renforcement des conducteurs	380 kV	Planifié	2016-2020
	Anvers	Zandvliet	Deuxième déphaseur dans un poste existant	380 kV	Planifié	2016-2020
	Province de Liège	Lixhe-Verlautenheide	Nouvelle liaison internationale à courant continu		Planifié	2017-2018

¹¹³ Ou plus rapidement si une nouvelle unité de production (920 MW) devait être raccordée au poste Baekeland (voir section 8.7).



7 Accueil de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable

Plan de développement
fédéral
2010-2020



7.1 L'accueil de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable

7.1.1 Contexte pour le développement du réseau

Dans la lignée des objectifs stratégiques de durabilité et de lutte contre le changement climatique qu'elle s'est fixée, l'Union européenne a adopté le « paquet énergie et climat » incluant des objectifs nationaux contraignants en la matière.

En 2020, ces objectifs (« objectifs 20/20/20 ») ambitionnent une réduction d'au moins 20% des émissions de gaz à effet de serre des États membres par rapport aux niveaux atteints en 1990, une production d'origine renouvelable de 20% de la consommation totale d'énergie ainsi qu'une réduction de la consommation d'énergie primaire de 20% par rapport aux niveaux projetés grâce à la mise en place de politiques d'efficacité énergétique.

Pour rencontrer ces objectifs, ce paquet comprend des législations traitant du système d'échange de quotas d'émission, de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (transport, habitat, agriculture et déchets), de la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ou du captage et stockage du carbone.

L'objectif de 20 % d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale de l'Europe d'ici à 2020 se traduit par un objectif spécifique de 13% pour la Belgique.

La Belgique, comme chaque État membre, a décrit comment la production d'électricité contribuera à atteindre cet objectif. A cette fin, elle a adopté un plan d'action pour les énergies renouvelables (« National Allocation Plan »)¹¹⁴ qui fixe des objectifs nationaux concernant la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et consommée dans les secteurs des transports, de la production d'électricité, du chauffage et du refroidissement en 2020, en tenant compte des effets d'autres mesures liées à l'efficacité énergétique sur la consommation finale d'énergie.

Ce plan d'action belge s'appuie essentiellement sur deux leviers : la production à base de renouvelable sur terre, pour une grande partie décentralisée, et la production éolienne en mer du Nord. Dans les deux cas, le réseau de transport devra être suffisamment dimensionné pour le raccordement massif et l'intégration de ces unités.

7.1.2 La montée en puissance de la production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération

Outre l'éolien offshore qui sera discuté par ailleurs, les principales sources d'énergie renouvelable utilisées pour la production d'électricité en Belgique sont :

- les déchets organiques et/ou la biomasse qui sont notamment transformés directement en électricité dans des centrales thermiques (centrale à combustible végétal ou de traitement des déchets organiques) ou, par le biais de la bio-méthanisation, en biogaz qui peut alimenter à son tour des générateurs d'électricité ;

114 En application de la directive 2009/28/CE.

- l'eau dans les barrages hydroélectriques ou au fil de l'eau ;
- le soleil grâce aux panneaux photovoltaïques ;
- le vent via les éoliennes sur terre (éolien *on shore*).

Le développement de ce genre de production a déjà été observé ces dernières années. Il devrait se renforcer suite à l'impulsion donnée par les objectifs ambitieux émanant du paquet européen énergie-climat.

Ainsi, les avancées technologiques pour les unités de ce type, combinées aux dispositifs de soutien régionaux et nationaux en faveur du déploiement de la production d'électricité verte, permettent d'envisager de nouvelles opportunités (de citoyens, d'entrepreneurs ou d'industriels) dans un secteur de l'électricité libéralisé animé par les forces du marché. Elles donneront lieu à la montée en puissance de la production décentralisée, c'est-à-dire raccordée aux réseaux de distribution ou de répartition.

Contrairement à l'intuition, qui associe l'augmentation de la production électrique décentralisée à une moindre sollicitation du réseau de transport, le raccordement d'unités de production décentralisée peut engendrer des besoins de renforcement du réseau de transport.

D'une part, cette production décentralisée raccordée en moyenne tension peut être destinée aux consommateurs finals via les réseaux locaux. Elle vient de la sorte soulager localement le réseau de transport qui enregistre une diminution de la quantité d'énergie qui transite par son biais. Toutefois, l'arrivée de ces unités ne se traduit pas nécessairement par le report, voire la disparition, des besoins de renforcement : étant donné le caractère souvent variable de ce type de production, le réseau doit en effet être dimensionné de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals¹¹⁵ en toute circonstance.

D'autre part, la production décentralisée, si elle n'est pas alignée sur le niveau de consommation, peut s'accompagner d'un déséquilibre local entre consommation et production, générant des besoins de renforcement destinés à acheminer l'excédent local de production vers d'autres lieux de consommation.

En Belgique, en complément au potentiel éolien en mer du Nord, c'est principalement l'intégration massive de parcs d'éoliennes et d'unités de cogénération décentralisées qui devrait donner naissance à des besoins de renforcement du réseau de transport.

7.1.3 Une démarche proactive de maximisation de l'utilisation des infrastructures existantes et de concentration des efforts

En support à la politique européenne énergie-climat, Elia prête une attention particulière aux raccordements de la production décentralisée alimentée par des sources d'énergie renouvelable. La stratégie proposée dans le cadre du Plan de Développement vise la réalisation des objectifs climatiques et environnementaux du pays ainsi que la plus grande efficacité économique possible.

1. Le réseau de transport existant met à disposition une capacité importante de

¹¹⁵ Lorsque les unités de production décentralisées sont à l'arrêt (pour cause d'absence de vent, par exemple, dans le cas de l'éolien, ou absence de rayonnement solaire, pour le photovoltaïque), il faut être en mesure de mobiliser d'autres sources de production pour compenser le déficit d'offre occasionné.



raccordement en unités de production décentralisée. Par capacité de raccordement, entend la somme des puissances qui peuvent être raccordées à des postes individuels, sans investissement structurel dans des lignes ou des câbles mais, éventuellement, grâce à la rénovation ou au renforcement de postes du réseau de transport.

Il est ainsi souhaitable de raccorder les productions dans des zones géographiques présentant une telle capacité. Du fait des délais dans l'obtention des permis et autorisations - plus courts pour les travaux dans des postes que pour des travaux de lignes ou câbles -, cette approche permet de mettre en œuvre les investissements éventuellement nécessaires dans les postes selon un planning compatible avec les impératifs des promoteurs de projets de production décentralisée.

2. Cette approche ne permet pas de couvrir l'ensemble des besoins ; d'autres raccordements de production peuvent dès lors être envisagés.

Des raccordements avec accès flexible permettent à Elia d'accepter le raccordement de productions prévues dans des zones moins favorables pour le réseau, sous condition de la mise en place d'outils de modulation de ces unités durant des périodes critiques pour la sécurité du réseau. Par exemple, les unités raccordées de la sorte se verraient imposer des limitations de production lorsque la fiabilité d'alimentation serait mise en péril.

Sur base de considérations techniques et économiques, des renforcements du réseau peuvent être prévus pour lever, à terme, le caractère flexible des raccordements accordés. Dans l'intérêt du consommateur final, les renforcements présentant le meilleur rapport "potentiel de MWh raccordables/coût à consentir" devraient être envisagés en priorité.

Les délais d'obtention des permis et autorisations pour le développement de liaisons dans le réseau pèsent souvent sur leur planning de réalisation. Il serait dès lors idéal de regrouper et d'orienter les unités de production en question dans les zones géographiques identifiées a priori et pour lesquelles le réseau de transport pourrait être dimensionné de façon adéquate. En effet, ces développements de liaisons ne peuvent pas être définis sur base des demandes effectives de raccordement de la part des candidats producteurs. Le temps nécessaire à la construction des infrastructures de transport essentielles aux raccordements et la durée d'obtention des permis sont souvent incompatibles avec les exigences de délais exprimées dans ces demandes.

Pour lever cette contrainte, Elia réalise, en concertation avec des organismes spécialisés, une analyse du potentiel en production décentralisée (éolien, photovoltaïque, cogénération, hydraulique) des différentes régions.

Sur cette base, les autorités peuvent apporter leur contribution au développement rapide, efficace et économique de ce type de production en menant une politique à moyen et court termes qui précise, tant pour les promoteurs de projets de production que pour les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution concernés, quelles zones géographiques sont désignées pour le déploiement de la production décentralisée et/ou à base de sources d'énergie renouvelable.

Une telle démarche permettrait à l'intégration de la production décentralisée et/ou à base d'énergie renouvelable de s'opérer sur une base gagnant-gagnant :

- les promoteurs de projets dans ce type de production obtiendront une vue claire quant aux possibilités de raccordement à terme au réseau ;
- si nécessaire, les gestionnaires de réseau d'électricité pourront renforcer leurs infrastructures pour raccorder la production décentralisée spécifiquement dans ces

zones, avec une vue à long terme sur la pérennité des investissements consentis dans les réseaux, qui sont, in fine, portés à charge des utilisateurs du réseau.

7.1.4 Développement de réseaux 30 kV

Il est nécessaire qu'Elia et les gestionnaires de réseau de distribution développent l'infrastructure de réseau de manière coordonnée, étant donnée la taille, le nombre limité et surtout la dispersion des unités de production décentralisée.

Dans les régions où il n'y a par exemple pas de réseau à un niveau de tension compris entre 150 kV et la moyenne tension, il peut être indiqué d'un point de vue technico-économique de développer un réseau à un autre nouveau niveau de tension (à savoir 30 kV). Le périmètre pour les raccordements à la moyenne tension (10 à 15 kV) est en effet limité à un rayon de 5 à 8 km autour du point d'injection, surtout lorsqu'il s'agit de raccorder des puissances élevées. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones de PME et du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou d'une combinaison des deux. Comme une solution en 10 ou 15 kV n'est pas envisageable dans ce cas et qu'une extension du réseau 150 kV implique un coût trop élevé pour la puissance limitée à raccorder, un nouveau niveau de tension constitue la meilleure option.

Le niveau de tension 30 kV présente également des avantages en matière de disponibilité du matériel, supporté internationalement et fourni par toute une série de constructeurs, contrairement au matériel pour le niveau de tension 36 kV. De plus, la puissance de court-circuit des équipements standard 30 kV suffit largement pour le raccordement de clusters d'unités de production décentralisée. Le matériel 36 kV est plutôt conçu pour un réseau de transport présentant des plus grands niveaux de court-circuit, notamment pour pouvoir exploiter parallèlement des transformateurs 150/36 kV.

Comme l'indiquent les éléments précités, une solution en 30kV constitue donc dans certains cas la solution préférentielle en termes techniques et économiques pour les gestionnaires de réseau et les unités de production décentralisées à raccorder.

7.2 Etat des lieux en Région wallonne

7.2.1 Etude du potentiel de renouvelable et de cogénération en Région wallonne

De manière à objectiver les demandes de raccordement de production d'électricité renouvelable qui lui sont adressées et à rendre visibles les développements du réseau nécessaires pour y faire face, Elia s'est associée à des partenaires spécialisés pour dresser une cartographie du potentiel en production d'électricité à base de sources d'énergie renouvelable sur le territoire de la Région wallonne à l'horizon 2020¹¹⁶.

Sur base de cette étude de potentiel en Région wallonne, différentes conclusions pourraient être mises en avant.

¹¹⁶ « Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité (renouvelable et cogénération) en Wallonie », ICEDD et Ampère, Rapport final, 27 mai 2009.



Hydroélectricité

Le potentiel additionnel d'hydroélectricité en Région wallonne est limité: son intégration dans le réseau électrique de distribution ou dans le réseau de transport local ne devrait pas poser de problème.

Photovoltaïque

Dans l'étude, le potentiel de production photovoltaïque, déterminé en fonction de l'hypothèse selon laquelle la Région wallonne parviendrait à atteindre une densité de puissance photovoltaïque par habitant équivalente à la capacité installée dans des pays comparables à la pointe de ce domaine, est limité. De par sa localisation proche des consommateurs, le potentiel photovoltaïque tel qu'évalué dans cette étude devrait avoir relativement peu d'impact sur le réseau de transport, d'autant plus qu'une gestion nouvelle des réseaux électriques de distribution serait mise en place à moyen terme (adaptation des courbes statistiques de la consommation, compteurs intelligents, smart grids, stockage local,...).

Cogénération

La méthodologie utilisée pour déterminer le potentiel en cogénération a été basée, d'une part, sur l'analyse de la rentabilité économique de l'installation d'équipements de cogénération dimensionnés de manière optimale pour une série d'établissements actuellement actifs dans les secteurs industriel ou tertiaire et, d'autre part, sur une valeur représentative de projets futurs d'installation de nouveaux processus consommateurs de chaleur dans les entreprises de la Région. Selon cette approche, il n'est pas surprenant de constater que le potentiel en cogénération des différentes zones de la Région wallonne sera d'autant plus grand que leur activité économique y est prononcée.

Production éolienne

Le potentiel le plus prometteur relève de la production éolienne. Selon la méthodologie suivie, les possibilités d'installation d'éoliennes en Région wallonne seraient bien plus élevées que les potentiels d'hydroélectricité, de production photovoltaïque et de cogénération regroupés.

Etant donné ces conclusions, Elia a décidé de se concentrer sur l'examen de la capacité d'accueil de l'éolien, les autres types de production décentralisée d'électricité présentant, en Wallonie, un potentiel de développement relativement faible en comparaison.

Depuis lors, le Ministre de l'énergie de la Région wallonne a mandaté la CWaPE pour la mise en place d'un groupe de réflexion baptisé REDI pour "Réseaux électriques durables et intelligents". Ce groupe de réflexion a également établi des projections pour le développement de l'énergie renouvelable dans la Région, nuanciant les conclusions à apporter quant au potentiel respectif des productions éolienne et photovoltaïque.

Tableau 7.1: potentiel en production d'électricité à base de source d'énergie renouvelable [MWe].

	Eolien 2020	Photo- voltaïque 2020	Cogénération 2020	Hydraulique 2020	Total 2020
Capacité installée [MWe] selon [117]	5426	179,7	905,7	127,4	6638,7
Capacité installée [MWe] selon [118]	1529	1271	1195	128	4122

L'impact de ces nouvelles prévisions sera analysé de façon approfondie dans de prochaines études.

7.2.1.1 Capacités actuelles d'accueil de raccordement d'éolien en Région wallonne

L'analyse du potentiel éolien en Région wallonne, évoqué dans la section 7.2.1, a permis l'identification de 89 zones géographiques propices à l'implantation de production éolienne et, pour chacune d'entre elles, de la puissance installée totale potentielle.

Sur base de ces informations, Elia s'est attachée à évaluer dans quelle mesure le réseau de transport peut accueillir ce potentiel. Pour ce faire, des études d'écoulement de charges ont été réalisées, permettant d'identifier 70 zones dont le potentiel éolien mis en évidence dans le cadre de l'analyse pourrait être raccordé au réseau de transport local sans nécessiter de renforcements structurants (adaptations limitées au renforcement ou à la rénovation de postes existants sans développement ou renforcement de liaisons). Considérées dans leur ensemble, ces 70 zones pourraient accueillir une capacité totale de près de 2800 MW.

Il convient toutefois de nuancer en précisant que, si ces zones prises individuellement permettent effectivement l'accueil de production éolienne sans remaniement conséquent du réseau, une concentration excessive des projets dans certaines de ces zones pourrait néanmoins nécessiter des renforcements structurants du réseau de transport local.

Le réseau de transport local existant met donc d'ores et déjà à disposition une capacité importante de raccordement d'unités de production décentralisée. Par capacité de raccordement, on entend la somme des puissances qui peuvent être raccordées à des postes individuels, sans investissement structurel dans des lignes ou des câbles, mais, éventuellement, grâce à la rénovation ou au renforcement de postes du réseau de transport.

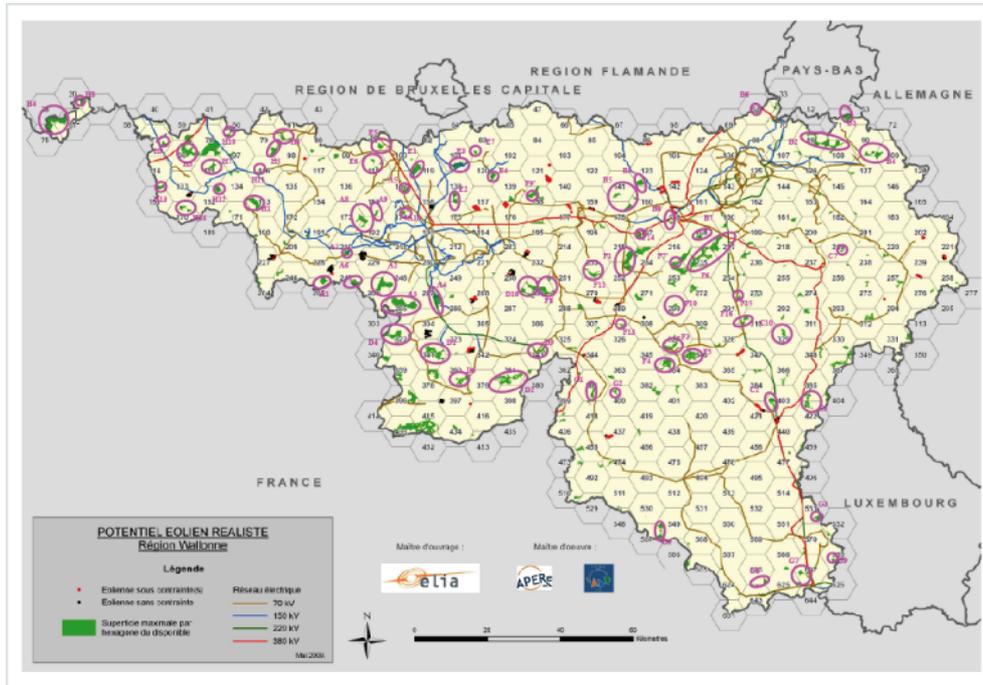
Il serait dès lors souhaitable de raccorder prioritairement les productions décentralisées dans les 70 zones géographiques présentant une telle capacité. En effet, les délais d'obtention des permis et autorisations étant plus courts pour les travaux dans des postes que pour des travaux de lignes ou câbles, cette approche permet de mettre en œuvre les investissements éventuellement nécessaires dans les postes selon un planning compatible avec les impératifs des promoteurs de projets de production décentralisée.

117 « Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité (renouvelable et cogénération) en Wallonie », ICEDD et Ampère, Rapport final, 27 mai 2009.

118 Projet REDI "Réseaux électriques durables et intelligents", Scénario 1 - PMDE/CWaPE.



Figure 7.2: illustration des zones prioritaires pour le raccordement d'éoliennes en Région wallonne.



7.2.1.2 Raccordements supplémentaires moyennant des renforcements du réseau de transport

Etant donné que l'approche détaillée à la section précédente ne permet pas de couvrir l'ensemble des besoins, d'autres raccordements de production sont envisagés.

D'une part, des raccordements avec accès flexible permettent à Elia d'accepter le raccordement de productions prévues dans des zones moins favorables pour le réseau, sous condition de la mise en place d'outils de modulation de ces unités durant des périodes critiques pour la sécurité du réseau. Par exemple, les unités raccordées de la sorte se verraient imposer des limitations de production lorsque la fiabilité d'alimentation serait mise en péril.

D'autre part, sur base de considérations techniques et économiques, des renforcements du réseau peuvent être prévus pour lever, à terme, le caractère flexible des raccordements ainsi accordés. Les délais d'obtention des permis et autorisations pour le développement de liaisons dans le réseau pèsent souvent sur leur planning de réalisation. Il serait dès lors idéal de regrouper et d'orienter les unités de production en question dans les zones géographiques identifiées a priori et pour lesquelles le réseau de transport pourrait être dimensionné de façon adéquate.

Dans l'intérêt du consommateur final, les renforcements présentant le meilleur rapport "potentiel de MWh raccordables/coût à consentir" devraient être envisagés en priorité.

Sur base de l'analyse évoquée dans la section 7.2.1, 19 zones à potentiel éolien additionnelles nécessiteraient des renforcements plus conséquents du réseau de transport local d'électricité pour accueillir le potentiel identifié. Des études d'écoulement de charges menées par Elia ont permis d'identifier, dans une première analyse sommaire, les pistes

d'investissements pour accueillir ce potentiel et hiérarchiser ces 19 zones en fonction des coûts d'investissements nécessaires. Certaines d'entre elles concernent des niveaux de tension rentrant dans le périmètre du Plan de développement fédéral (tableau 7.3). Les autres ont trait à des niveaux de tension (70 à 30 kV) qui ne sont pas concernés par le Plan de Développement.

La mise en œuvre effective de ces pistes d'investissements est conditionnée par la concrétisation effective de projets éoliens dans les zones concernées.

Tableau 7.3: investissements en vue de l'accueil de la production décentralisée en Région wallonne sur base de l'étude de potentiel Elia-ICEDD-APERe. Ces investissements sont conditionnés par la réalisation du potentiel dans les zones concernées.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Accueil de la production décentralisée	Liège	Battice	Nouveau poste en vue d'un raccordement direct	150 kV	
	Luxembourg	Houffalize	Nouveau transformateur 110 MVA	380 kV/30 kV	
	Hainaut	Plate-Taille		Nouveau poste en vue d'un raccordement direct	220 kV
		Cordes		Nouveau poste en entrée-sortie pour le raccordement direct en 150 kV	150 kV
		Binche		Nouveau poste en vue d'un raccordement direct	150 kV
		Dottignies		Nouveau poste en vue d'un raccordement direct	150 kV
		Thuillies		Nouveau transformateur de 50MVA en remplacement du transformateur existant	150/10 kV
	Brabant	Nivelles		Nouveau transformateur de 50 MVA en remplacement du 30 MVA existant	150/15 kV
	Namur	Libois		Nouveau transformateur de 220 MVA dans un nouveau poste	380/36 kV

7.2.2 Investissements planifiés pour l'accueil de production décentralisée en Région wallonne

D'autres renforcements sont également envisagés pour l'accueil de production à base de sources d'énergie renouvelable, sur base de considération techniques et économiques.

Accueil du renouvelable dans la boucle de l'Est

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la « boucle de l'Est¹¹⁹ » à un important développement des projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du réseau de transport local atteint une saturation avérée.

Afin d'accompagner le déploiement de la production renouvelable en Région wallonne, et après avoir déjà réalisé une première étape en ce sens en 70 kV, Elia planifie l'augmentation de la capacité de transport entre les postes Bévercé - Stephanshof – Amel ainsi qu'entre Stephanshof et Butgenbach, via le remplacement de la ligne actuelle à un

¹¹⁹ 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.



seul terna par une ligne à deux ternes au gabarit adapté pour permettre la prise en compte de l'évolution ultérieure de la production décentralisée dans la région. Cette nouvelle ligne sera donc construite au gabarit 110 kV mais sera exploitée en 70 kV, dans un premier temps. La mise en service de ces développements est planifiée en 2014.

Si, après ces différents travaux de renforcement, une saturation devait encore se présenter dans la boucle de l'Est, d'autres pistes d'évolution pourraient être envisagées à plus long terme. Parmi ces pistes, celle qui est actuellement privilégiée, sur base des hypothèses connues à ce jour, consisterait à découpler les réseaux 70 kV existants.

Pour ce faire, les investissements suivants sont envisagés :

- mise à niveau de la ligne Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts – Brume au gabarit prévu pour la pose de deux ternes 110 kV qui seraient exploités initialement en 70 kV, combinée à la rénovation du poste Bévercé au gabarit 110 kV et l'extension du poste Butgenbach à ce même gabarit ;
- renforcement des lignes existantes Cierreux - Saint-Vith et Amel – Saint-Vith selon un gabarit prévu pour deux ternes 110 kV mais exploités en 70 kV dans un premier temps.

Enfin, si le déploiement de la production éolienne dans la zone devait rendre ces renforcements insuffisants, la boucle Brume-Trois-Ponts-Bronrome-Bevercé-Stephanshof-Butgenbach-Amel-Saint-Vith-Cierreux pourrait être utilisée en 110 kV, par l'installation des transformations adéquates depuis ce niveau de tension dans les postes concernés.

Mont-les-Houffalize

Parallèlement aux projets de renforcement de la boucle de l'Est décrits ci-avant, un second renforcement permettrait de développer une capacité d'accueil complémentaire à Mont-les-Houffalize. Cette piste consisterait à installer un nouveau transformateur 380/30 kV, exclusivement dédié à l'accueil des projets d'unités décentralisées attendus dans la zone.

Ce renforcement sera mise en œuvre dès l'engagement ferme d'un promoteur de projet décentralisé dans la zone.

La zone Harmignies – Cibly – Pâturages

D'une part, la ligne 70 kV entre les postes Harmignies, Cibly et Pâturages arrive en fin de vie et devrait être rénovée. D'autre part, différents projets de production éolienne sont envisagés dans cette zone. S'ils devaient se concrétiser, la ligne 70 kV qui relie ces postes arriverait à saturation.

Cette double réalité amène Elia à tirer profit du renouvellement de cette ligne Harmignies-Cibly-Pâturages pour la reconstruire au gabarit 150 kV. Cette ligne sera exploitée en 70 kV dans un premier temps.

Si les projets de production décentralisée devaient se concrétiser dans la zone, différents renforcements pourraient être projetés de manière à augmenter la capacité d'accueil du réseau.

Une première phase de projets rend possible une première augmentation des possibilités de raccordement dans la région. Elle consiste en :

- l'exploitation en 150 kV du terna de la ligne Harmignies-Ville s/Haine, aujourd'hui utilisé en 70 kV;
- la construction d'un poste 150 kV à Harmignies;

- l'utilisation en 150 kV d'un terne de la ligne Harmignies-Cipty-Pâturages rénovée à ce gabarit de tension, combinée à l'installation d'un transformateur 150/10 kV (50 MVA) dans les postes Cipty et Pâturages.

Dans un second temps, des raccordements complémentaires pourraient être octroyés moyennant :

- l'utilisation en 150 kV des deux ternes de la ligne Harmignies-Cipty-Pâturages rénovée à ce gabarit de tension ; et
- l'installation d'un second transformateur 150/10 kV (50 MVA) dans le poste Cipty.

Tableau 7.4: investissements complémentaires en vue de l'accueil de la production décentralisée en Région wallonne.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Planning
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
Accueil de la production décentralisée	Luxembourg	Houffalize	Nouveau transformateur 110 MVA	380 kV/30 kV	(*)
	Liège	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne (exploitation en 70 kV)	110 kV	2014
			Extension du poste	110 kV	2014
		Stephanshof - Amel	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne (exploitation en 70 kV)	110 kV	2014
			Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts – Brume	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne (exploitation en 70 kV)	110 kV
		Cierreux – Saint – Vith - Amel	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne (exploitation en 70 kV)	110 kV	(*)
		Hainaut	Harmignies	Nouveau poste	150 kV
	Harmignies-Ville s/Haine		Passage en 150 kV d'un terne exploité en 70 kV sur une ligne existante	150 kV	(*)
	Harmignies-Cipty-Pâturages		Rénovation de la ligne existante (2 ternes)	150 kV	2013
	Cipty		Nouveau transformateur 50 MVA	150/10 kV	(*)
	Cipty		Nouveau transformateur 50 MVA	150/10 kV	(*)
	Pâturages		Nouveau transformateur 50 MVA	150/10 kV	(*)

(*) Planning conditionné par la réalisation effective de projets d'unités décentralisées dans les zones concernées.



7.3 L'accueil de la production renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale

Le caractère urbain orienté et limite le potentiel bruxellois de production d'électricité à base d'énergie renouvelable. En Région de Bruxelles-Capitale, la densité de la population et l'importance du bâti pourraient être avantageusement utilisés pour le développement des filières solaire et biomasse.

Ce potentiel est localisé à proximité des consommateurs et, selon les projections actuelles, il reste limité en comparaison avec les niveaux de consommation d'électricité dans la Région.

Selon les projections disponibles, le développement de ce potentiel ne devrait amener que peu de contraintes sur le réseau de transport, a fortiori si une gestion nouvelle des réseaux électriques de distribution est mise en place à moyen terme (adaptation des courbes de la consommation, compteurs intelligents, smart grids,...).

7.4 L'accueil de la production renouvelable en Région flamande

7.4.1 Etude du potentiel de production renouvelable en Région flamande

De la même manière qu'en Wallonie, Elia a entamé un travail de diagnostic du potentiel d'électricité renouvelable en Région flamande. Celui-ci sera soumis à une validation par un organisme externe spécialisé. Une étude du VITO¹²⁰ a d'ores et déjà conclu à un potentiel installé de plus de 5.500 MW à l'échelle de la Flandre à l'horizon 2020, dans le scénario qui mène au potentiel le plus élevé de l'étude, le plus réaliste, et qui s'appuie sur le postulat que les autorités adopteront une attitude favorisant l'implantation de ces productions.

Potentiel éolien

Selon la source¹²¹, on atteindrait en Flandre un potentiel brut d'éolien sur terre de l'ordre de 1063 MW d'ici 2020. Cette estimation a pu être établie sur base d'hypothèses relatives à l'aménagement du territoire.

Potentiel photovoltaïque

Le potentiel installé en production de type photovoltaïque pourrait atteindre de l'ordre de 1072 MW¹²², en se basant sur une croissance annuelle de 5% pour ce type de production. De nouvelles estimations mettent en lumière un potentiel de plutôt 1400 MW.

Potentiel en cogénération

La cogénération concerne principalement des zones d'activité industrielle mais aussi, à plus petite échelle, des sites plus limités qui pourraient tirer parti de cette application

120 Source: *Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO.*

121 Source: *Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO.*

122 Source: *Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO.*

(serres, hôpitaux, centres récréatifs, piscines, logements groupés, etc.). Le potentiel estimé à ce jour, pour l'ensemble de ces applications (éolien, photovoltaïque et cogénération), serait de 3400 MW d'ici à 2020¹²³.

Bien entendu, ces données sont à considérer avec précaution. D'une part, elles sont fondées sur des hypothèses plus ou moins fortes. D'autre part, elles doivent encore être ventilées géographiquement. Enfin, elles ne tiennent aucun compte de la capacité d'accueil des réseaux de distribution et de transport actuels, ni des renforcements qui seront nécessaires pour permettre l'accueil d'un potentiel additionnel.

Prochainement, ce potentiel sera analysé de manière à localiser géographiquement les zones dans lesquelles il pourrait se concrétiser. Sur cette base, il sera confronté avec le réseau de transport existant, de manière à évaluer la capacité de raccordement immédiat au réseau et, le cas échéant, les pistes de renforcement à envisager pour augmenter les possibilités en la matière.

7.4.2 Investissements planifiés pour l'accueil de production décentralisée en Flandre

En Région flamande, différents clusters de production décentralisée ont été identifiés. L'énergie électrique produite par ces installations sera, pour une large part, réinjectée dans les réseaux qui doivent dès lors être en mesure de l'acheminer. Toutefois, le réseau électrique local est à l'heure actuelle insuffisant, voire inexistant, pour accueillir tous ces projets. Leur raccordement nécessite donc le renforcement ou l'extension de l'infrastructure de transport d'électricité.

Région de Rijkevorsel

Le réseau de transport local étant inexistant dans la région de Rijkevorsel, l'accueil du renouvelable y nécessite l'apport d'une injection 150 kV. Les investissements réalisés consistent en l'installation d'un nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA dans le poste de Rijkevorsel et la pose d'un câble 150 kV entre Brecht et Rijkevorsel (en repiquage sur la ligne 150 kV Massenhoven – Sint Job).

Hoogstraten - Meer

La forte croissance du nombre de projets, souvent regroupés, d'installation de cogénération dans différentes entreprises horticoles donne lieu à un renforcement de l'infrastructure Elia.

Un certain nombre d'unités de production décentralisée ont déjà été annoncées dans la région d'Hoogstraten-Meer. Le développement du cluster « Meirberg » s'accompagnera également d'un grand potentiel d'unités de production décentralisée. En outre, des analyses du potentiel dans le nord de la Campine ont montré que la capacité de production aux alentours de Meer peut croître jusqu'à 130 MW.

Vu l'absence d'infrastructure 36 ou 70 kV dans la région d'Hoogstraten-Meer pour des raisons historiques, un renforcement du réseau 150 kV s'impose. Ainsi, une nouvelle liaison 150 kV vers Meer doit être envisagée. Un nouveau poste doit également être construit à Meer avec une transformation directe entre le réseau 150 kV et la moyenne tension. Ces projets sont actuellement prévus pour 2015.

¹²³ Source: *Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO.*



Le gouvernement flamand a délégué ses compétences à la province pour la construction de cette liaison électrique. Conformément à cette décision, la province d'Anvers a pris l'initiative. La rédaction d'un plan MER et d'un PRUP¹²⁴, tous deux nécessaires à la construction de la liaison et au développement du cluster dans la zone Hoogstraten-Meer, est en cours.

Tableau 7.5: investissements en vue de l'accueil de la production décentralisée en Région flamande.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Accueil de la production décentralisée	Anvers	Rijkevorsel	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un poste existant	150/15 kV	Réalisé	2011
		Meer	Nouveau poste	150/15 kV	Planifié	2015
		Sint Job – Meer	Nouvelle ligne	150 kV	Planifié	2015
		Brecht - Rijkevorsel	Nouveau câble	150 kV	Réalisé	2011
		Lier	Utilisation du tertiaire (50 MVA) d'un transformateur existant	150/70/15 kV	Réalisé	2010
	Flandre orientale	Beveren-Waas	Installation d'un transformateur	150/30 kV	Planifié	2012
		Lokeren	Installation d'un transformateur	150/30 kV	Planifié	2012

Région St. Katelijne Waver- Kontich-Duffel- Lier

Dans cette région, les gestionnaires de réseau de distribution renforcent leurs infrastructures respectives pour raccorder les différentes unités de cogénération projetées par les entreprises horticoles. Des unités éoliennes, des installations photovoltaïques et d'autres unités de cogénération sont également prévues dans la zone.

Pour rendre ces développements possibles, la cabine à moyenne tension du poste Lier a été étendue en 2009 (permettant le raccordement d'environ 10 MW). Dans un second temps, le tertiaire du transformateur 150/70/15kV de ce poste a été raccordé à cette cabine pour permettre l'injection directe sur le réseau de transport de ces unités décentralisées (40 MW complémentaires pourraient alors être raccordés).

¹²⁴ Provinciaal Ruimtelijk Uitvoeringsplan.

Production décentralisée 30 kV : Lokeren et Beveren-Waas

Etant donné le regroupement des demandes aux alentours de Lokeren et de Beveren-Waas, il a été décidé en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution de développer un hub 30 kV à ces endroits. Le développement de ce hub 30 kV a été indiqué par une analyse technico-économique, les aspects techniques et les aspects de développement du réseau, comme expliqué au paragraphe 7.1.4.

7.5 Connexion et intégration de la production éolienne en mer du Nord

Pour atteindre les objectifs environnementaux à l'échelle de la Belgique, la filière « offshore » de production éolienne est prometteuse en termes de productivité. La vitesse et l'occurrence des vents étant supérieure en mer que sur terre, le niveau de production d'électricité escompté des éoliennes en mer est bien plus élevé que sur terre.

L'Arrêté royal du 17 mai 2004 délimite une zone de près de 260 km² destinée à l'implantation de telles installations sur le plateau continental belge en mer du Nord¹²⁵. Cet arrêté a été défini en tenant compte au mieux des différentes contraintes liées à des usages nombreux et parfois incompatibles de la mer du Nord. La zone délimitée est aussi située à une distance respectable de la côte belge.

« Globalement, indépendamment de toute contrainte technique ou de coût pour l'utilisateur final et dans l'état actuel des connaissances, on peut estimer que l'ensemble de la zone délimitée par l'arrêté royal du 17 mai 2004 pourrait accueillir une puissance installée de l'ordre de 2000 MW »¹²⁶. Ces éoliennes en mer du Nord mèneraient à elles seules le niveau belge de production d'origine renouvelable à 6 TWh /an¹²⁷, c'est-à-dire 5 à 6% de la demande totale d'électricité estimée à cette date, ou encore quelque 10% de l'ensemble de l'objectif « renouvelables » à l'horizon 2020 pour la Belgique. Leur réalisation est au centre des questions de développement du réseau.

A la date du 1^{er} juillet 2011, cinq concessions domaniales ont déjà été attribuées pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer¹²⁸. C-POWER (Arrêté Ministériel du 27 juin 2003, modifié le 3 février 2010), NORTHWIND (ex-ELDEPASCO) (Arrêté Ministériel du 15 mai 2006, modifié le 24 mars 2010), BELWIND (Arrêté Ministériel du 5 juin 2007, modifié le 5 février 2009), RENTEL (Arrêté Ministériel du 4 juin 2009) et NORTHER (Arrêté Ministériel du 5 octobre 2009) se sont vu octroyer une concession domaniale par le Ministre de l'Energie.

125 Arrêté royal du 20 décembre 2000, publié au Moniteur Belge le 30 décembre 2000, relatif aux conditions et la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international.

126 <http://economie.fgov.be>.

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

128 L'arrêté ministériel du 06 avril 2011 retire l'octroi d'une concession domaniale par l'arrêté ministériel du 24 mars 2010 à la société momentanée SEASTAR.



Toutefois, l'électricité produite devra pouvoir être rapatriée sur la terre ferme et transportée vers les consommateurs par le biais du réseau de transport d'électricité. Le réseau côtier actuel 150 kV est renforcé et pourra supporter le raccordement des trois premières concessions. L'intégration des concessions complémentaires rend nécessaire le développement du réseau 380 kV depuis la côte vers l'intérieur du pays.

7.5.1 Intégration au réseau on shore

La région côtière est aujourd'hui alimentée depuis l'intérieur du pays par 3 axes 150 kV : l'axe Ruien – Beveren – Koksijde, l'axe Gent – Brugge – Zeebrugge et l'axe Koksijde – Slijkens.

Par suite du développement de parcs éoliens en mer du Nord, la côte belge ne sera plus une région importatrice d'électricité produite à l'intérieur des terres. La consommation de la zone est bien inférieure aux quelque 2160 MW de production éolienne attendus à terme en mer du Nord combinés à la production décentralisée de la zone. L'excédent de production résultant de ce déséquilibre devra être acheminé vers l'intérieur du pays par le réseau de transport.

L'intégration dans le réseau des premiers parcs éoliens en mer, pour une puissance de 846 MW¹²⁹, pourra être opérée moyennant le renforcement du réseau 150 kV local, qui se concrétisera plus particulièrement par :

- la pose d'un nouveau câble 150 kV entre Brugge et Blauwe Toren ;
- le remplacement de la ligne à deux ternes Blauwe Toren – Zeebrugge par deux câbles 150 kV possédant une plus grande capacité de transport.

Tableau 7.6: renforcements nécessaires à l'intégration d'éoliennes offshore au réseau onshore.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Accueil de la production décentralisée	Flandre occidentale	Brugge – Blauwe Toren	Nouveau câble	150 kV	Réalisé	2010
		Blauwe Toren – Zeebruges	Remplacement de 2 lignes existantes par 2 câbles	150 kV	Planifié	2012
		Horta - Stevin	Double liaison (2 ^{ème} terna sur une ligne existante entre Horta et Eeklo Noord et nouvelle ligne entre Eeklo Noord et Stevin) ¹³⁰	380 kV	Planifié	2014

129 C-Power (300 MW), Belwind (330 MW), Edelpasco (216 MW).

130 Y compris les postes de transition entre les parties aériennes et souterraines du tracé.

Tableau 7.6 (suite): renforcements nécessaires à l'intégration d'éoliennes offshore au réseau on shore.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Accueil de la production décentralisée	Flandre occidentale	Stevin	Nouveau poste	380 kV	Planifié	2014
		Stevin	Nouveau poste	220 kV	Planifié	2014
		Stevin-Zeebrugge	Deux ternes	220 kV/150 kV	Planifié	2014
		Stevin	Installation d'un transformateur 380/150 kV, de trois transformateurs 380/220 kV et d'un transformateur 220/150 kV	380/220 /150 kV	Planifié	2014
		Eeklo Noord – Eeklo	Nouveau câble	150 kV	Planifié	2014
		Horta	Nouveau poste d'interconnexion	380 kV	Planifié	2014

La prise en compte des trois premières concessions combinée avec les quelques projets de production décentralisée autorisés à ce jour conduit à une saturation de la région Zeebrugge – Ostende. Conformément aux analyses faites dans le cadre du Plan de Développement 2005 – 2012, l'accueil de concessions domaniales complémentaires nécessitera le développement d'un axe 380 kV depuis la côte vers le réseau 380 kV existant, à savoir de Zeebrugge à Zomergem.

L'intérêt de cette extension du réseau 380 kV est multiple. Outre le raccordement de l'éolien en mer, ces nouvelles infrastructures 380 kV permettront également de faire face aux besoins en termes de maintien de la fiabilité résultant du développement économique rapide autour du port de Zeebrugge. Parallèlement, elles rendront possible la croissance de la compression de gaz naturel à Zeebrugge et le raccordement de productions décentralisées en nombre croissant dans cette zone. Enfin, elles permettront la réalisation d'une interconnexion sous-marine avec le Royaume-Uni (voir le projet *NEMO* au chapitre 6).

Compte tenu des analyses technico-économiques exposées dans le Plan de Développement 2005 – 2012, la solution envisagée à ce jour comporte les développements suivants :

- construction d'un poste 380 kV à Zomergem (Horta) ;
- tirage d'un second terne 380 kV entre Zomergem et Eeklo sur des pylônes existants ;
- création d'une nouvelle double liaison 380 kV entre Eeklo et Zeebrugge, par la construction d'une nouvelle double liaison 380 kV entre Eeklo et Brugge Blauwe Toren combinée au tirage de deux ternes 380kV sur des pylônes existants entre Brugge Blauwe Toren et Zeebrugge;
- réalisation d'un poste 380 kV à Zeebrugge (STEVIN).

Pour éviter la difficile extension du poste Zeebrugge 150 kV et optimiser le niveau de

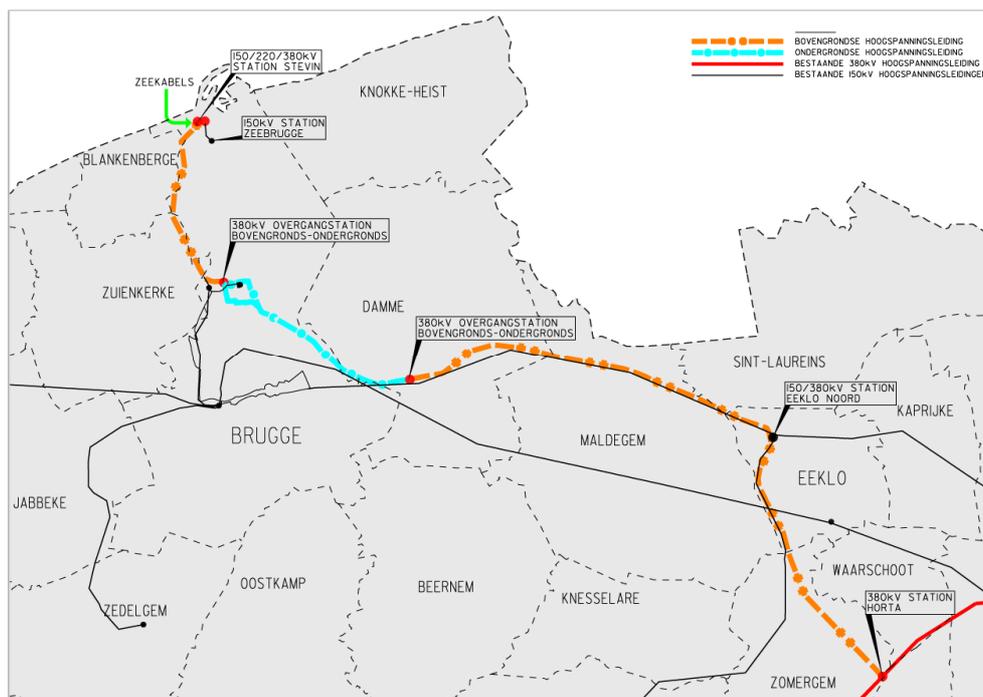


tension mis à disposition pour les raccordements de parcs éoliens offshore, un poste STEVIN 220 kV est également planifié. La transformation de tension dans la zone portuaire de Zeebrugge sera alors opérée par un transformateur 380/150 kV, trois transformateurs 380/220 kV et un transformateur 220/150 kV.

Cette solution globale a été retenue après prise en compte de considérations écologiques, économiques et technologiques. Elle vise à maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante, dans la mesure du possible, à suivre les tracés existants (principe de *regroupement des infrastructures*) et à ne pas augmenter la longueur totale du réseau de transport aérien (*standstill principle*) afin de limiter strictement l'impact supplémentaire sur l'environnement :

- la liaison 150 kV existante au sud de Maldegem sera démantelée entre Eeklo et Bruges en compensation de la construction d'une double liaison 380 kV le long de la ligne existante Eeklo-Brugge au Nord de Maldegem;
- la ligne aérienne 150 kV qui relie actuellement le poste Blauwe Toren à Zeebrugge sera convertie en liaison souterraine pour faire place à la nouvelle liaison 380 kV utilisant les pylônes existants entre ces postes.

Figure 7.5: réseau existant, tracé Eeklo-Zeebrugge et localisation du poste à Zeebrugge.



Pour pouvoir obtenir les autorisations nécessaires à la construction de ces nouvelles infrastructures, celles-ci doivent être intégrées dans un plan d'aménagement du territoire (G.R.U.P. – Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan) qui doit être arrêté par le gouvernement flamand.

Cette procédure a été initiée par l'établissement d'un plan MER¹³¹ qui s'est basé sur une étude environnementale et d'aménagement du territoire approfondie dont la portée a notamment été déterminée par les remarques issues de la consultation du public et des

131 Milieueffectenrapportering ou étude d'incidences environnementales.

administrations.

Le plan MER a été approuvé le 25 mai 2011. Dans une décision de principe du 27 mai 2011, le Gouvernement flamand a opté pour la construction d'une nouvelle liaison aérienne 380 kV à deux ternes (chacun 3000 MW) entre Eeklo et Zeebrugge, dont le tronçon De Spie (près du poste Blauwe Toren) – Vivekapelle (commune de Damme) sera souterrain.

Le 22 juillet, le gouvernement a fixé provisoirement le tracé de ces nouvelles liaisons dans le GRUP. Le tracé de la liaison et l'emplacement du poste à haute tension seront définitivement déterminés après enquête publique, lorsque le GRUP aura été approuvé définitivement par le gouvernement flamand.

Le timing du projet dépend largement de la durée et du déroulement de la procédure d'autorisations. Il est prévu que celle-ci soit finalisée pour la fin 2012.

Si tout se déroule selon le planning, les travaux pourront s'achever fin 2014. La démolition de la liaison aérienne 150 kV la plus au sud entre Eeklo et Bruges ne pourra démarrer qu'après la mise en service de la nouvelle ligne 380 kV prévue au début de 2015.

7.5.2 Raccordement des éoliennes offshore au réseau onshore

Dans la situation actuelle, le réseau d'Elia s'étend uniquement sur terre jusqu'à la côte belge. L'infrastructure permettant le raccordement des parcs d'éoliennes au réseau d'Elia sont des équipements de raccordement ou des installations du producteur.

Dans la continuité des analyses préliminaires présentées dans le projet de Plan de Développement 2010-2020, Elia a poursuivi l'étude des différentes options techniques relatives à l'installation de plateformes en mer du Nord qui pourraient servir de point central pour le raccordement de plusieurs parcs éoliens en mer. Cette approche permet d'optimiser, en termes économiques et environnementaux, l'intégration des concessions domaniales au réseau onshore, en limitant le nombre de câbles sous-marins nécessaires à cet effet. Enfin, elle augmente la fiabilité de l'approvisionnement.

Au vu de la dispersion des éoliennes dans les sept concessions domaniales et tenant compte des parcs qui sont déjà en phase de réalisation, ces analyses techniques mettent en lumière qu'il est préférable de concentrer les parcs d'éoliennes sur deux plateformes, accueillant chacune une puissance d'environ 850 MW.

Ces plateformes seraient connectées au réseau onshore au poste Stevin 220 kV (Zeebrugge) via des câbles 220 kV planifiés de façon modulaire. Cinq câbles d'une capacité de transport de l'ordre de ~350 MVA sont d'abord prévus. Leur pose tiendra compte de liaisons complémentaires qui pourraient être nécessaires dans le futur.

Les distances limitées et la quantité d'éoliennes impliquées par ces développements ne rendent pas le courant continu économiquement attractif. Un schéma de raccordement en courant alternatif est préférable.

Ces plateformes seraient équipées d'un ou deux transformateurs 220/66 kV pour raccorder les parcs d'éoliennes.

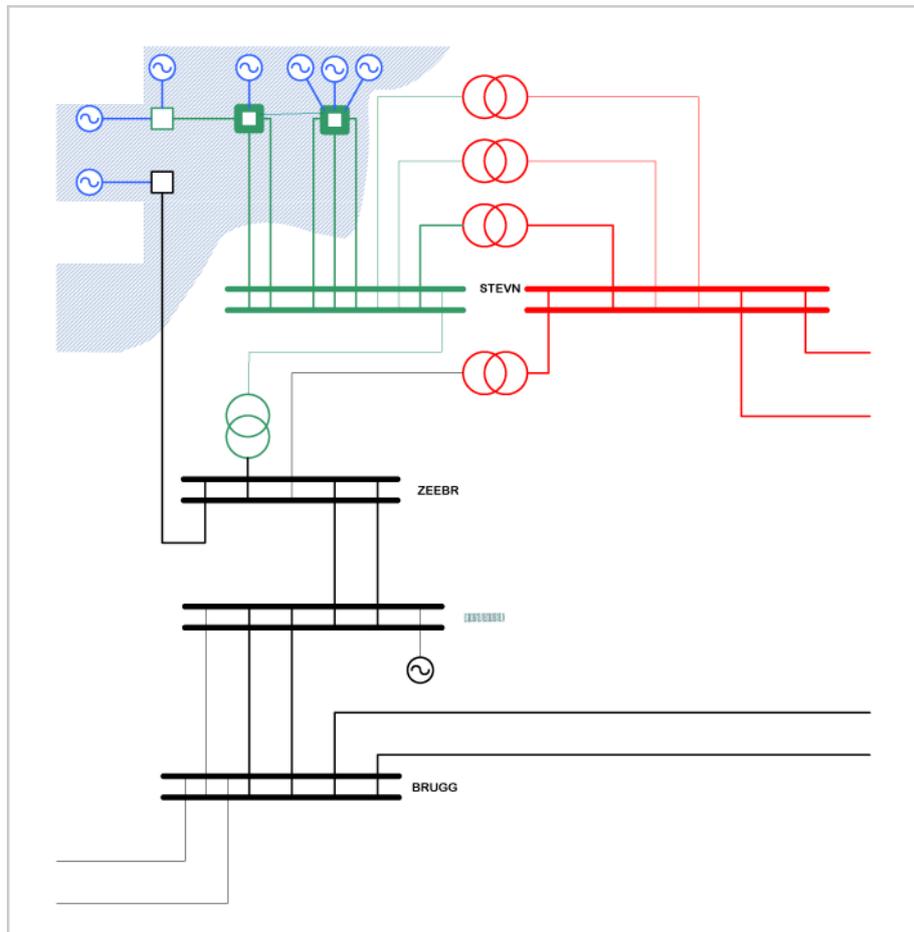
Enfin, ces plateformes pourront éventuellement être mises à profit comme point de départ d'un réseau de transport interconnecté en mer du Nord, ce qui augmentera encore



l'utilisation des infrastructures électriques à cet endroit.

Cette étude technique devra être approfondie en intégrant, entre autres, des estimations détaillées de coût et le planning précis de construction des parcs d'éoliennes en mer du Nord en collaboration avec les différents parties actives dans des développements offshore, y compris les autorités compétentes. Cette analyse devra par ailleurs être complétée par une réflexion sur la qualification des différents investissements (réseau général ou infrastructure de raccordement) et sur le cadre réglementaire dans lequel il pourra avoir lieu.

Figure 7.7: schéma de raccordement à long terme à Zeebrugge pour les parcs d'éoliennes en mer du Nord.



7.6 Le potentiel de la mer du Nord dans son ensemble

Dans le cadre des activités d'ENTSO-E et du « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative¹³² », Elia contribue aux analyses en cours relatives à l'installation d'un réseau à haute tension en mer du Nord, interconnectant les pays de la région et reliant les parcs d'éoliennes installés en mer du Nord.

Ces analyses devraient évaluer dans quelle mesure un tel réseau :

1. augmenterait l'intégration des marchés de l'électricité dans la région dans la mesure où il interconnecterait les pays et donc augmenterait les possibilités d'échanges d'électricité entre les pays concernés ;
2. améliorerait la fiabilité globale du système électrique dans la mesure où il renforce le secours mutuel entre pays ;
3. participerait à l'amélioration de la diversification de l'approvisionnement car il donnerait accès à une gamme plus variée de moyens de production (hydraulique en Scandinavie, éolien en mer du Nord même ...) ;
4. faciliterait, dans un contexte de forte intégration de production variable, la gestion de la volatilité des flux électriques en rendant possible les échanges des excédents ou déficits temporaires de puissance des pays interconnectés ;
5. permettrait, en fonction des choix de développement opérés, de regrouper les éoliennes dans des plateformes de concentration raccordées au réseau sur terre par des infrastructures uniques et d'éviter de la sorte le raccordement de chaque parc éolien au réseau terrestre par des infrastructures propres.

En outre, ces analyses se basent sur une coordination multilatérale plutôt que bilatérale des pays concernés. Elles devront déterminer :

1. un schéma concret de développement d'un réseau en mer du Nord à long terme ;
2. optimal à l'échelle de la région ;
3. compatible avec la vision à long terme des développements des parcs d'éoliennes en mer du Nord ;
4. dont les coûts et les bénéfices de développement auront été quantifiés et pour lesquels des règles de prise en charge et de répartition auront été établies ;
5. dont les barrières (techniques, de marché, réglementaires, politiques) à la mise en œuvre auront été identifiées.

Enfin, l'impact du développement d'un réseau offshore sur le réseau onshore et les éventuels investissements nécessaires sur terre pour totalement tirer profit des avantages d'un réseau en mer compléteront les travaux.

Les premiers résultats de cette analyse sont attendus dans le courant de 2012. Ils devront s'accompagner d'une réflexion belge et européenne sur le schéma dans lequel ces développements devraient s'opérer (cadre réglementaire, propriété, exploitation, financement, etc.).

¹³² Dans le cadre du « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative », les ministres de l'Energie de Grande-Bretagne, d'Allemagne, de France, des Pays-Bas, de Suède, du Danemark, de Belgique, de l'Irlande et du Grand-duché de Luxembourg ont signé le 7 décembre 2009 une déclaration politique sur la mise en place d'un nouveau réseau offshore basé sur l'énergie produite par des turbines éoliennes.



8 Accueil de la production conventionnelle

Plan de développement
fédéral

2010-2020



8.1 Introduction

Ce chapitre traite du potentiel de raccordement au réseau de nouvelles unités de production de type centralisé. Il reflète l'approche du développement du réseau définie par Elia pour répondre positivement aux demandes de raccordement de telles unités, dans la mesure du possible.

Comme indiqué au chapitre 4, de nombreuses incertitudes entourent l'évolution future de la consommation, des mises hors service d'anciennes unités, l'éventuelle prolongation des réacteurs nucléaires les plus anciens et la mise en service de nouvelles unités.

A l'heure du dépôt du présent plan, Elia comptabilise des dossiers de raccordements de nouvelles unités de production centralisées pour une capacité installée de l'ordre de 7000 MW. Il s'agit pour la grande majorité de projets gérés par de nouveaux entrants sur le marché belge. Ces projets se trouvent à des stades de maturité fort différents mais aucun d'entre eux n'a entamé sa phase de construction à ce jour. Malgré ces incertitudes, le chapitre 4 a montré combien ces projets de production étaient importants pour la fiabilité et le fonctionnement du marché.

Dans la mesure du possible, Elia procédera à des renforcements internes du réseau afin de pouvoir offrir une capacité de raccordement maximale. Toutefois, il est évident que, au vu des incertitudes évoquées, Elia ne peut garantir que ces 7000 MW pourront être intégrés dans son réseau dans tous les scénarios, ni même qu'une intégration totale de ces projets soit en réalité nécessaire.

En effet, la procédure réglementaire de raccordement au réseau et les autorisations individuelles¹³³ de production encadrent cette problématique par le biais de la règle du « first come - first served ». Cette procédure mène à un dilemme fondamental.

D'une part, si des projets de construction de nouvelles centrales disposant d'une autorisation individuelles, valable pour cinq ans, ne sont pas concrètement mis en œuvre, d'autres projets annoncés ultérieurement dans la même zone d'influence électrique pourraient être injustement reportés, voire refusés.

Ces autres projets pourraient aussi susciter des renforcements du réseau inutiles si les premiers projets de production autorisés ne se matérialisent pas. Ce cas de figure doit être envisagé au regard des réflexions évoquées au chapitre 4 relatives aux projets de production centralisée.

D'autre part, dans le cas de demandes d'autorisation individuelle de production introduites en parallèle, l'avis donné par le gestionnaire du réseau ne peut tenir compte de l'interaction entre ces projets et risque donc d'être remis en question dès qu'une première autorisation est octroyée. Si d'autres autorisations sont octroyées par la suite, le gestionnaire de réseau peut être amené à réaliser des investissements de renforcement considérables et non prévus.

¹³³ En vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité est soumis à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre sur proposition de la CREG.

Comme également constaté lors des « Etats Généraux de l'Energie »¹³⁴ en juin 2011, Elia plaide pour une réglementation plus souple en ce qui concerne le délai fixe de 5 ans lié aux autorisations de production. Une harmonisation entre l'octroi de l'autorisation de production et les engagements pris par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la réglementation relative aux raccordements s'impose, tant pour le producteur que le gestionnaire de réseau. La durée des autorisations ainsi que les critères d'octroi de l'autorisation de production doivent être adaptés à la situation du réseau, en tenant compte de scénarios d'extension du réseau réalistes et compatibles avec le délai de réalisation du projet de production.

Ce chapitre présente les investissements nécessaires pour raccorder la plus grande partie des projets de nouvelles capacités de production.

La première partie considère les nœuds du réseau actuel propices à l'accueil de nouvelles unités de production. Ces localisations sont favorables en ce sens que le raccordement de nouvelles unités y générerait le moins de contraintes pour le réseau. De nouvelles unités pourraient y être raccordées sans nécessiter de renforcements importants du réseau, donc au moindre coût pour la communauté et avec le moindre impact pour l'environnement. Seuls des raccordements en 380 kV et 220/150 kV sont envisagés.

On considère des gabarits d'unités de 400 ou 800 MW. Le choix de raccordement de ce calibre est motivé par :

- la taille moyenne des unités monobloc de type TGV (400 MW) ;
- la volonté des candidats producteurs de grouper leurs projets de nouvelles unités TGV (2x400 MW) sur un même site ou de développer des projets de grande taille, de manière à pouvoir bénéficier d'économies d'échelle.

Les tableaux 8.1 et 8.2 des sections qui suivent fournissent la liste des localisations aujourd'hui favorables ou neutres pour l'accueil d'une nouvelle unité de 400 ou 800 MW. Ces localisations sont propices dans des conditions très proches de la situation d'aujourd'hui. Elles sont déterminées en tenant compte :

- de l'infrastructure de réseau en service aujourd'hui¹³⁵ ;
- des unités de production dont la mise en service est considérée comme acquise dans le cadre de ce plan¹³⁶; et
- des capacités de raccordement déjà réservées.

Le chapitre présente ensuite les renforcements de réseau à mettre en œuvre pour augmenter les possibilités de raccordement combiné d'unités de cette taille dans la province d'Anvers, dans la province du Limbourg, dans le nord de la province de Liège ainsi qu'à Gand et Meerhout. Cette section détaille dans quelle mesure ces investissements augmentent les capacités de raccordement d'unités centralisées sur le réseau. Enfin, les renforcements nécessaires au raccordement combiné de ces unités sont précisés.

Les possibilités de raccordement mentionnées dans ce chapitre ne sont pas cumulatives : l'allocation d'un site de raccordement favorable à un candidat-producteur remet très souvent en question les disponibilités pour des raccordements sur d'autres nœuds du réseau. Dès lors, tous les projets concrets de nouvelles unités de production centralisée

134 Voir « Etats Généraux Energie » « Synthèse des débats du 8 juin 2011 ».

135 Voir chapitre 5 « Réseau de référence ».

136 C'est-à-dire sur la variante basse des hypothèses relatives à la production centralisée (voir section 4.5 relative à l'évolution du parc de production centralisé). Ces sites favorables pourraient donc être avantageusement utilisés pour le raccordement des machines centralisées complémentaires des variantes médiane et haute en la matière.



devront toujours faire l'objet d'études complémentaires, au cas par cas, en vue de confirmer les analyses présentées dans ce chapitre. En outre, d'autres localisations restent également envisageables :

- pour des unités de taille inférieure à 400 MW ;
- dans le cas de modifications structurelles importantes dans le réseau 380 à 150 kV ;
- dans le cas d'une évolution significative du parc de production, comme la mise en service de nouveaux groupes de production ou le déclassement d'unités existantes.

Enfin, les postes de raccordement retenus ne préjugent en rien des possibilités de construction de nouvelles centrales en termes d'espace industriel disponible, d'accès au combustible, de source de refroidissement accessible, etc. : ces considérations relèvent de la responsabilité des investisseurs.

8.2 Potentiel de raccordement au réseau actuel en 380 kV

L'examen des possibilités de raccordement au réseau actuel montre différentes possibilités pour l'accueil d'unités de 400 ou 800 MW au niveau de tension 380 kV. Cependant, compte tenu des infrastructures aujourd'hui en service, certaines zones devraient être évitées :

- les infrastructures assurant l'évacuation de la puissance produite dans la région liégeoise arrivent à saturation et ne permettent pas de raccordement complémentaire d'une unité en 380kV ;
- l'installation de nouvelles unités dans la région anversoise (Zandvliet, Doel, Mercator) serait néfaste en termes de puissance de court-circuit et induirait une charge supplémentaire sur les lignes 380 kV reliant le nord et le sud de la province ;
- le réseau 150 kV de la province du Hainaut est saturé.

Le tableau 8.1 ci-après présente la synthèse des meilleures localisations au niveau de tension 380 kV.

Les projets envisagés dans la suite de ce chapitre peuvent soulager ces contraintes.

8.3 Potentiel de raccordement au réseau actuel en 150 kV

Les possibilités de raccordement d'unités de 400 MW sont limitées dans le réseau 150 kV. Les meilleurs choix sont les nœuds de Villeroix, Merksem, Ruien, Wortegem et Sint-Baafs-Vijve.

Ainsi, la Flandre occidentale est propice au raccordement d'une unité de 400 MW. Par contre, les réseaux de la province du Hainaut et de la région liégeoise sont particulièrement défavorables à de tels raccordements. Les provinces d'Anvers et de Luxembourg offrent des possibilités limitées.

Le potentiel de raccordement d'unités de 400 MW est limité. Par ailleurs, on notera que le réseau 150 kV actuel ne peut supporter le raccordement d'une unité plus grande que 400 MW. En effet, ce réseau a été développé historiquement pour des injections de puissance jusqu'à 300 MW, en cohérence avec le gabarit des machines disponibles à l'époque. Le raccordement de machines de plus grande taille donne en général lieu :

- au niveau local, à la saturation des lignes directement voisines de ces machines ;
- au niveau national, à un important excédent local de production qui doit être évacué vers les zones voisines. Ce transport sur de longues distances donne naissance à la saturation du réseau reliant les zones 150 kV du pays ainsi qu'à un niveau parfois prohibitif de pertes ;
- à des dépassements des niveaux de puissance de court-circuit admissibles dans les postes 150 kV ;
- dans des cas particuliers, à des problèmes d'instabilité et de qualité de la tension.

Toutes ces contraintes pourraient être levées par des adaptations et renforcements du réseau 150 kV. Toutefois, le raccordement direct au réseau 380 kV de machines d'une telle taille s'avèrera très souvent plus attractif, en termes techniques et économiques.

Il est important de noter que les résultats restent dépendants du parc de production en service. Le démantèlement d'unités existantes actuellement raccordées en 150 kV pourrait offrir de nouvelles possibilités qui devraient, le cas échéant, être analysées de manière approfondie, au cas par cas.

Le tableau 8.2 ci-après présente la synthèse des meilleures localisations au niveau de tension 150 kV.

8.4 Représentation des sites favorables pour le raccordement d'unités de production 400-800 MW sur le réseau existant

Les tableaux 8.1 et 8.2 ci-après décrivent les possibilités de raccordement d'unités de 400 ou 800 MW sur le réseau tel qu'il existe aujourd'hui.

Ces possibilités de raccordement ne sont pas cumulatives : si un raccordement devait être accordé à un candidat-producteur, les disponibilités pour des raccordements sur d'autres nœuds du réseau s'en verraient affectées. Dès lors, tous les projets de nouvelles unités de production centralisée devront systématiquement faire l'objet d'études complémentaires, au cas par cas, en vue de confirmer et circonstancier les analyses présentées dans ce chapitre.

Le tableau 8.2 ci-après présente la synthèse des meilleures localisations au niveau de tension 220/150 kV.



Tableau 8.1: localisation favorable pour un raccordement au réseau 380 kV actuel.

Situation favorable en 380 kV	Raccordement d'une unité de 400 MW	Raccordement d'une unité de 800 MW
Achène		X
Aubange	X	
Avelgem		X
Courcelles (2 nœuds)		X ¹³⁷
Doel		X ¹³⁸
Gramme		X ¹³⁹
Lixhe		X ¹⁴⁰
Meerhout	X	

Tableau 8.2: localisation favorable pour un raccordement sur le réseau 220/150 kV actuel.

Situation favorable en 220/150 kV	Raccordement d'une unité de 400 MW
Villeroux	X
Merksem	X
Ruien	X
Sint-Baafs-Vijve	X
Izegem	X

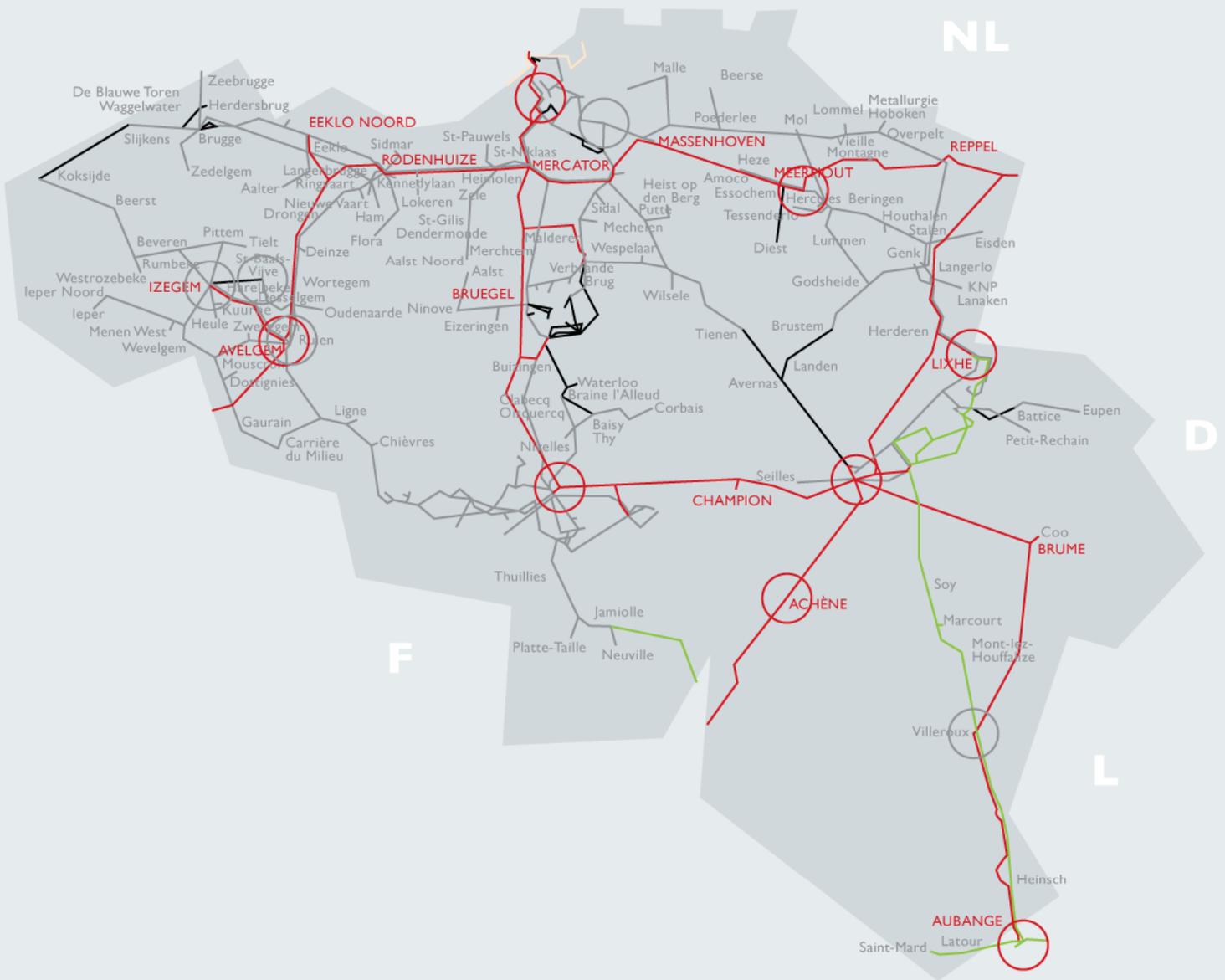
La figure 8.3 ci-après localise les sites favorables pour le raccordement d'unités de production 400-800 MW.

137 A ce jour, un contrat a déjà été signé par Elia pour le raccordement d'un tel projet correspondant à une partie de ce potentiel d'accueil, projet pour lequel une autorisation individuelle de production a également été délivrée.

138 Après la mise hors service du plus ancien réacteur nucléaire à Doel.

139 Après la mise hors service du plus ancien réacteur nucléaire à Gramme (Tihange).

140 A ce jour, un contrat a déjà été signé par Elia pour le raccordement d'un tel projet, pour lequel une autorisation individuelle de production a également été délivrée.



LEGENDE

- | | | | |
|---|---------------------------|---|-------------------------------|
|  | 380 kV LIGNES |  | CAPACITE D'ACCUEIL 380 KV |
|  | 220 kV LIGNES |  | CAPACITE D'ACCUEIL 220/150 KV |
|  | 150 kV LIGNES | | |
|  | 150 kV CABLES SOUTERRAINS | | |

Figure 8.3 :
Capacité d'accueil avec le réseau actuel (2010)



8.5 La région d'Anvers – le projet BRABO

Comme expliqué de façon détaillée à la section 9.2.1, le réseau 380 kV de la région anversoise doit être modifié en profondeur.

La croissance de l'activité économique dans la zone portuaire conduit à une saturation des infrastructures de transport d'électricité existantes dans cette région. Le soutien au potentiel économique de la région et le maintien de la fiabilité d'alimentation mène le gestionnaire du réseau de transport à renforcer le réseau de la région anversoise. Ces renforcements consistent en :

- le passage en 380 kV du terne existant entre Doel et Zandvliet, aujourd'hui exploité en 150 kV ;
- la construction d'une nouvelle ligne 380 kV à deux ternes entre Zandvliet, Lillo et Mercator, en transformant dans la mesure du possible des lignes 150 kV vers le gabarit 380 kV ;
- l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Lillo.

Vu les investissements complémentaires qui seraient nécessaires en 150kV, la nouvelle ligne à 2 ternes entre Lillo et Mercator sera, dans l'horizon de ce plan, exploitée avec un terne en 380kV et un terne en 150kV. Cela permet de disposer d'une capacité d'accueil supplémentaire de l'ordre de 1100 MW. Un contrat de raccordement a déjà été signé et une autorisation individuelle de production a déjà été délivrée pour cette capacité d'accueil.

8.6 La province du Limbourg et le nord de la province de Liège

Les caractéristiques structurelles du réseau 150 kV actuel du Limbourg et du nord de la province de Liège ne permettent pas le raccordement de nouvelles unités de production de grande taille (supérieure à 400 MW) dans la région. En outre, ce type de raccordement en 150 kV provoquerait la saturation des lignes directement dans leur voisinage. Il entraînerait également une forte augmentation du transport de l'énergie produite sur de longues distances, avec pour conséquence la surcharge des lignes reliant les zones 150 kV limbourgeoise, liégeoise et/ou anversoise.

Différentes pistes de développement du réseau ont été mises en évidence afin d'accueillir plusieurs nouvelles unités de production dans la région.

D'une part, concernant le nord de la province de Liège, le nœud Lixhe 380 kV est privilégié à ce jour dans les études relatives au développement d'une interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne (voir section 6.4). Le Plan de Développement 2005-2012 présentait aussi le poste Lixhe 380 kV comme favorable pour un raccordement d'une unité de production.

Dans une logique de maximisation de l'utilisation des infrastructures existantes, le poste Lixhe 380 kV peut être étendu et la ligne entre Herderen et Lixhe peut être équipée d'un second terne à 380 kV. Ces développements permettront le raccordement de quelque 920 MW au poste de Lixhe et cadreront dans l'option de développer une nouvelle interconnexion avec l'Allemagne, de façon efficace et en limitant au minimum les incidences du réseau de transport sur l'environnement.

A ce jour, un contrat de raccordement a déjà été signé avec un candidat-producteur pour lequel la capacité est réservée.

D'autre part, dans une logique comparable d'efficacité et de limitation des incidences du réseau de transport d'électricité, le potentiel de raccordement de nouvelles unités peut être augmenté dans la province du Limbourg.

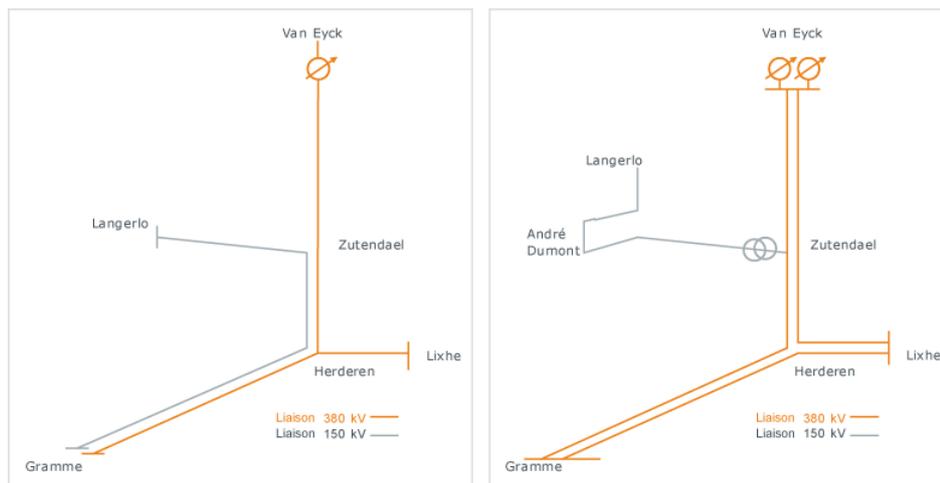
En effet, l'installation d'un transformateur 380/150 kV près de Genk, qui était considérée à Zutendaal comme une piste d'extension du réseau à long terme dans le Plan de Développement 2005-2012 et vise l'indépendance du réseau vis-à-vis du parc de production limbourgeois, peut être avantageusement combinée au renforcement de l'infrastructure linéaire de transport d'électricité en 380 kV entre Gramme et Van Eyck pour augmenter les possibilités de raccordement dans la zone.

Selon cette approche, les investissements qui sont prévus dans le réseau sont :

- la création d'un poste 380 kV sur le site existant de Van Eyck [Kinrooi] ;
- l'installation d'un transformateur 380/150 kV en repiquage sur le site Zutendaal, qui serait directement raccordé à un terne 150 kV en direction du poste Langerlo 150 kV ;
- l'exploitation en 380 kV du terne Gramme-Zutendaal, aujourd'hui utilisé en 150 kV ;
- le tirage d'un nouveau terne 380 kV entre Zutendaal et Van Eyck ;
- l'ouverture d'un ou de plusieurs postes sur des nouveaux sites à proximité d'installations de production planifiées.

Ce dernier point a fait l'objet d'une comparaison technico-économique entre le raccordement direct à un site existant et l'ouverture d'un nouveau site. Un nouveau site a ainsi fait l'objet d'une évaluation positive par le producteur concerné. Il s'agit d'un site à Dilsen-Stockem. A ce jour, un contrat de raccordement a déjà été signé par Elia pour le raccordement d'un tel projet (920 MW). Par ailleurs, ce projet a obtenu une autorisation individuelle de production.

Figure 8.4: situations actuelle et future minimale (fonction de la localisation effective des nouvelles centrales) dans la province du Limbourg et le nord de la province de Liège, conditionnées par la décision finale des candidats-producteurs.



Cet ensemble de projets est également proposé dans le chapitre 6 concernant le développement des interconnexions (section 6.2).



Enfin, il est utile de rappeler que la réalisation simultanée de tous les projets de production de cette région nécessiterait la mise en œuvre de démarches complémentaires afin de pouvoir soulager l'axe Mercator-Avelgem (voir section 8.9).

Tableau 8.5: investissements préconisés pour l'accueil de production conventionnelle.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Planning
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison			
	Liège	Lixhe-Herderen	Tirage du second terre	380 kV	(*)
		Lixhe	Extension du poste existant	380 kV	(*)
	Limbourg	Zutendaal	Nouveau transformateur sur un nouveau site	380/150 kV	2014
		Dilsen-Stockem	Nouveau poste	380 kV	(*)
		Zutendaal-Van Eyck	Tirage du second terre	380 kV	2014
		Van Eyck	Nouveau poste sur un site existant	380 kV	2014
	Anvers	Massenhoven-Meerhout	Utilisation en 380 kV du 2 ^{ème} terre aujourd'hui exploité en 150 kV	380 kV	(*)
		Massenhoven	Installation d'un couplage	380 kV	(*)
		Meerhout	Extension du poste à deux jeux de barres et installation d'un couplage	380 kV	(*)
		Heze	Nouveau poste ou mise en repiquage du poste Amoco	150 kV	(*)
	Flandre orientale	Baekeland-Horta	Renforcement des conducteurs	380 kV	(*)
		Baekeland	Nouveau poste	380 kV	(*)
		Baekeland-Mercator	Renforcement des conducteurs	380 kV	2016-2020 (**)
		Baekeland-Doel	Renforcement des conducteurs	380 kV	2016-2020 (**)

(*) Conditionné par la réalisation des projets d'unités de production concernés.

(**) Planning réévalué dans le cadre des prochaines études d'ENTSO-E et dans le cadre des prochains plans de développement.

8.7 Raccordement à Baekeland

Une comparaison technique, économique et environnementale entre un raccordement direct à un site existant et l'ouverture d'un nouveau site a été menée dans le port de Gand. L'ouverture d'un nouveau site a fait l'objet d'une évaluation positive par Elia et le producteur concerné. Il s'agit du site Baekeland sur lequel un poste 380 kV pourra être érigé pour raccorder quelque 920 MW.

Ce raccordement devra être combiné au renforcement de l'axe 380 kV Baekeland-Horta. En effet, sans renforcement, des surcharges importantes apparaissent sur les lignes 380 kV entre ces deux postes même en l'absence de flux de transit importants et si le projet d'interconnexion NEMO n'est pas encore réalisé.

Ce renforcement pourra être opéré par le remplacement des conducteurs 380 kV de la ligne Baekeland-Horta par des conducteurs à haute performance. Cette solution s'inscrit

dans la stratégie de maximisation de l'utilisation de l'infrastructure existante et présente des délais de réalisation compatibles avec le planning du promoteur que n'offrirait pas la construction d'une nouvelle liaison.

Tout comme mentionné à la section 8.6, la réalisation conjointe de tous les projets de production ayant une influence électrique sur l'axe Mercator-Avelgem ne peut pas être envisagée sans prendre des mesures supplémentaires pour soulager cet axe (voir section 8.9)

8.8 Raccordement à Meerhout

Une capacité d'accueil pourrait aussi être développée dans le poste existant de Meerhout dans la province du Limbourg. Une capacité de l'ordre de 1000MW peut être développée moyennant les investissements suivants :

- utilisation du 2^{ème} terne Massenhoven-Meerhout en 380 kV ;
- extension du poste de Meerhout 380 kV à deux jeux de barres avec installation d'un couplage ;
- installation d'un poste 150 kV sur le site du poste Heze existant ou mise en repiquage du poste Amoco 150 kV.

Tout comme mentionné à la section 8.6, la réalisation conjointe de tous les projets de production ayant une influence électrique sur l'axe Mercator-Avelgem ne peut pas être envisagée sans mesure supplémentaire pour soulager cet axe (voir section 8.9).

8.9 Combinaison de raccordements en 380 kV

Il est nécessaire de renforcer le tronçon 380 kV Baekeland-Horta suite à l'arrivée d'une unité de production (920 MW) raccordée au futur poste Baekeland 380 kV.

En parallèle, un renforcement complet de la ligne Doel/Mercator-Horta 380 kV est nécessaire pour des raisons tant de transit de flux internationaux que d'accueil d'unités de production dans le réseau d'Elia.

En effet, lorsque le projet NEMO sera réalisé, l'axe Doel/Mercator-Horta 380 kV sera particulièrement sollicité comme l'illustrent deux situations extrêmes mises en évidence dans les études ENTSO-E (voir section 6.1) :

- d'une part, l'énergie qui sera importée depuis le Royaume-Uni grâce au projet NEMO viendra se combiner sur cet axe 380 kV à de forts flux de transit depuis le nord de la France vers les Pays-Bas puis l'Allemagne ;
- d'autre part, dans des situations d'export vers le Royaume-Uni, les transits d'énergie depuis les Pays-Bas et l'Allemagne s'additionneront à la production des unités raccordées en 380 kV à Anvers ainsi que dans les provinces du Limbourg et de Liège. Ils satureront l'axe Doel/Mercator-Horta 380 kV.

Dans un contexte d'évolution significative des flux internationaux d'énergie, les scénarios envisagés mettent en évidence que le renforcement complet de l'axe Doel/Mercator-Horta 380 kV sera nécessaire dès que plus de deux nouvelles unités (de 460 MW) seront raccordées dans le Limbourg et/ou en région liégeoise. Ce renforcement pourra être réalisé par l'emploi de conducteurs à haute performance, après validation technologique de la solution.



8.10 Indépendance du parc de production centralisé du réseau 150 kV

Dans certaines zones du réseau, le gestionnaire du réseau de transport doit pouvoir compter sur la présence d'unités de production injectant en 150 kV pour assurer la sécurité d'alimentation. Les moyens de production disponibles à cette fin pourraient éventuellement diminuer dans le contexte escompté de transformation du parc de production.

D'une part, les sections qui précèdent mettent en lumière que la plus grande partie des possibilités de nouveaux raccordements d'unités centralisées d'un gabarit de 400 MW ou 800 MW se situe dans le réseau 380 kV.

Par contre, de nombreuses unités existantes raccordées en 150 kV arrivent progressivement en fin de vie et pourraient être démantelées (voir section 4.5.2).

La combinaison des deux tendances donnera probablement naissance à la diminution des capacités de production centralisée dans le réseau 150 kV au profit de nouvelles unités raccordées en 380 kV.

D'autre part, à combustible égal, les nouvelles machines raccordées en 380 kV présenteront souvent une plus grande efficacité économique que les machines raccordées en 150 kV.

Ces dernières sont majoritairement :

- plus petites et ne bénéficient donc pas des mêmes possibilités d'économies d'échelle ;
- moins récentes et ne présentent donc pas le même rendement énergétique et environnemental que des unités de nouvelle génération.

Cette situation devrait globalement impliquer un alignement économique moins fréquent des machines du réseau 150 kV au profit des nouvelles machines raccordées en 380 kV.

Cette double réalité mène le gestionnaire du réseau de transport à considérer les investissements permettant :

- de faire face au démantèlement d'unités raccordées en 150 kV dont la présence est indispensable à la sécurité d'approvisionnement de la zone où elles sont localisées;
- d'éviter les coûts qu'il serait amené à payer (dans le cadre des contrats CIPU) pour démarrer des unités non alignées économiquement et, de la sorte, maintenir la sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, le gestionnaire de réseau est attentif à l'évolution de trois parties du réseau.

8.10.1 Les zones de Flandre occidentale, Flandre orientale et d'Anvers

Les unités existantes dans ces zones seront, à terme, soit définitivement démantelées, soit de moins en moins utilisées pour des raisons économiques.

Les réseaux 150 kV entre Mercator (Anvers), Heimolen (Flandre orientale), Rodenhuisse (Flandre orientale), Nieuwe Vaart (Flandre orientale), Wortegem (Flandre occidentale) et Ruien (Flandre occidentale) seront de plus en plus sollicités et arrivent à saturation :

- par le transit entre les zones électriques 150 kV, par le jeu d'excédents et/ou déficits

- de production raccordées en 150 kV ; et
- en conséquence, par des flux importants sur les lignes 380 kV qui relient ces zones et qui se reportent sur ces réseaux 150 kV.

Pour lever ces sollicitations, Elia planifie « d'ouvrir » les réseaux 150 kV entre ces trois zones de manière à empêcher les transits entre celles-ci. Concrètement, cette approche se traduirait par :

- l'ouverture du réseau à Nieuwe Vaart combinée au raccordement des deux ternes 150 kV existants Ruien-Nieuwe Vaart dans ce poste (cette ouverture pourrait aussi avoir lieu à Wortegem 150 kV) ;
- l'ouverture du réseau à Heimolen 150 kV, en adaptant les raccordements des lignes 150 kV voisines du poste ;
- l'installation d'une bobine 150 kV en série avec le câble 150 kV Koksijde-Slijkens ;
- l'ajout d'un transformateur 380/150 kV (555 MVA) à Rodenhuize.

Ces investissements sont planifiés dans la période 2016-2020. Toutefois, dans la mesure où ces renforcements résultent en partie de l'évolution des transits internationaux d'énergie, leur planning de mise en œuvre sera réévalué dans les prochaines études d'ENTSO-E et dans le cadre des prochains plans de développement.

L'ajout d'un transformateur 380/150 kV pourrait également être prévu à Izegem, Avelgem ou Wortegem. Son besoin n'est toutefois mis en lumière dans aucun jeu d'hypothèses envisagé à ce jour.

8.10.2 Zone du Hainaut

La fiabilité de la zone 150 kV du Hainaut est fonction de l'alignement ou non des unités dans ce réseau. La sécurité de l'alimentation dans la zone pourrait donc être dépendante de démarrages d'unités à la demande du gestionnaire du réseau, dont les coûts seraient supportés in fine par la communauté. L'intérêt de l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Gouy devra donc être analysé dans les prochaines années, en fonction du comportement effectif des producteurs pour aligner leurs unités dans la zone.

8.10.3 Zone du Limbourg

Dans la zone 150 kV du Limbourg, le degré de dépendance au parc de production en place augmente.

D'une part, les mises hors service des unités de Mol a déjà conduit le gestionnaire du réseau de transport à investir dans le renforcement de l'axe Beringen-Mol en 150 kV.

D'autre part, le taux d'utilisation des plus anciennes machines de la zone (c'est-à-dire les unités de Langerlo) pourrait diminuer à terme. Cela combiné avec la volonté de ne pas dépendre de nouvelles unités raccordées en 380 kV pour assurer la sécurité du réseau, confirme l'intérêt d'installer un transformateur 380/150 kV dans la zone (voir section 8.6)

Toutefois, des études devront encore confirmer si un deuxième transformateur 380/150 kV ne devrait pas être installé dans la zone (à Reppel, Zutendaal ou Langerlo, par exemple) en fonction des raccordements effectifs d'unités de production en 380 kV et de l'évolution des transits 380 kV dans la zone.



Tableau 8.6: investissements pour l'indépendance du parc de production.

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcé	Poste ou extrémités de la liaison				
Indépendance du parc de production conventionnel	Flandre orientale	Rodenhuize	Installation d'un nouveau transformateur de 555 MVA	380/150 kV	Planifié	2016-2020
		Heimolen	Reconfiguration du poste	150 kV	Planifié	2016-2020
		Nieuwe Vaart	Reconfiguration du poste	150 kV	Planifié	2016-2020
		Koksijde-Slijkens	Installation d'une bobine	150 kV	Planifié	2016-2020
	Limbourg	Beringen-Mol	Renforcement par l'utilisation de conducteurs à haute performance	150 kV	Réalisé	2009
	Brabant flamand	Bruegel	Installation d'une bobine de 75 Mvar au tertiaire d'un transformateur 380/150 kV du poste	36 kV	Planifié	2014
	Liège	Avernas	Installation d'une bobine de 75 Mvar	150 kV	Planifié	2014

8.10.4 Le réglage de la tension

Le transport d'électricité ne peut se faire sans le soutien du plan de tension, principalement par la gestion de la puissance réactive. Selon les accords internationaux en la matière et la réalité technique les soutenant, cette puissance réactive ne peut être importée ou exportée. Elle doit être produite et consommée localement de manière à atteindre l'équilibre de la zone de réglage belge.

A cette fin, le gestionnaire de réseau doit disposer des moyens de gestion de la puissance réactive de manière à équilibrer les besoins liés :

- à la consommation réactive (étroitement liée à la consommation active) ;
- aux pertes réactives (liées à l'exploitation du réseau, topologie, transits, ...) ;
- au soutien de la tension en incident.

Elia conclut donc des contrats avec les producteurs de manière à utiliser les possibilités de fourniture de puissance réactive de leurs unités de production. Elia mène également un programme d'investissements dans des batteries de condensateurs (voir chapitre 5) fournissant la puissance réactive nécessaire lorsqu'un nombre insuffisant d'unités de production est aligné économiquement en Belgique en période de forte importation d'énergie active.

Lorsque la recherche de l'équilibre met en évidence un excès de puissance réactive en Belgique, ces mêmes contrats offrent au gestionnaire de réseau la possibilité de demander

aux unités de production d'absorber cet excédent.

L'évaluation économique de cette méthode d'absorption a mis en évidence l'intérêt d'équiper le réseau de transport d'un nombre limité de bobines, dispositifs permettant l'absorption de puissance réactive indépendamment des unités de production. Le présent Plan de Développement propose donc d'installer à l'horizon 2014 :

- une bobine de 75 Mvar dans le poste d'Avernas 150 kV;
- une bobine de 75 Mvar au tertiaire 36 kV d'un transformateur 380/150 kV du poste Bruegel.



9 Renforcements liés à l'évolution de la consommation

Plan de développement
fédéral

2010-2020



9.1 Introduction

Ce chapitre s'attache à décrire les investissements destinés à faire face à l'augmentation de la consommation d'électricité sur le territoire national.

L'évolution de celle-ci est extrêmement délicate à anticiper tant les incertitudes qui la conditionne sont fortes. Elles ont principalement trait à :

- la dispersion géographique de l'évolution de la consommation ;
- l'évolution de la croissance démographique et économique et son impact sur la demande en électricité ;
- l'évolution du comportement des consommateurs, notamment suite aux mesures visant à une meilleure gestion de la demande en électricité, dans le cadre des objectifs européens en termes d'efficacité énergétique ;
- l'évolution des prix des combustibles, pouvant influencer la croissance de la demande d'électricité, tant à court qu'à long terme.

Dans le cadre du présent Plan de Développement, ces incertitudes ont été appréhendées en définissant deux variantes contrastées de trajectoire pour la demande d'électricité : une variante haute et une variante basse. Celles-ci sont déduites des hypothèses de l'étude prospective électricité. De la sorte, on envisage un éventail large et représentatif des possibilités, permettant de construire le développement du réseau de manière robuste, c'est-à-dire de manière à répondre aux besoins d'alimentation dans tous les cas de figure.

Deux horizons

Etant donné les incertitudes relatives à l'évolution de la consommation, il convient d'envisager une large gamme de solutions permettant de répondre à l'ensemble des besoins futurs, afin de pouvoir mettre en œuvre les solutions dans le cas où les hypothèses qui les sous-tendent 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 (2010-2014) ;
- et une deuxième phase couvrant un horizon à plus long terme (2015-2020).

Dans la première phase, les investissements annoncés sont engagés et les études avancées d'engineering ont démarré. Ces renforcements à court terme doivent s'intégrer de manière cohérente dans le développement à long terme des réseaux concernés.

La seconde phase couvre un horizon plus lointain pour lequel il n'est pas opportun de faire des choix fermes, 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 les incertitudes se lèvent lorsque l'horizon se raccourcit. Tout comme les investissements programmés à court terme doivent s'intégrer dans une vision à long terme du développement du réseau, les pistes de renforcement à long terme sont envisagées en tenant compte des investissements prévus dans l'horizon court.

L'ensemble des pistes indicatives retenues pour la seconde phase sera ainsi réévalué lors de l'élaboration des futurs Plans de Développement, sur base des nouvelles informations disponibles. Cette nouvelle analyse conduira à son tour à des décisions précises et fermes.

Le souci de l'optimum économique

On soulignera que bon nombre des projets de renforcement du réseau présentés dans ce chapitre intègrent également des considérations relatives au renouvellement des équipements. Le renouvellement des ouvrages assure le maintien en bonne condition opérationnelle du réseau dans le respect des objectifs de fiabilité et de sécurité qu'Elia s'est fixés. La prise en compte des considérations de renouvellement dans la mise en œuvre des renforcements permet d'exploiter au mieux les synergies potentielles entre les deux types d'intervention et de définir la solution la plus efficace en termes technico-économiques.

De manière générale, les projets d'augmentation de capacité sont construits dans le souci de garantir l'optimum technico-économique pour la communauté, tout en veillant au caractère durable des modifications apportées au réseau.

Des tendances générales

Les préoccupations de fiabilité, d'efficacité et de durabilité des solutions retenues impliquent un recours croissant aux liaisons câblées en 150 kV, couplé à l'emploi de la transformation 150 kV vers le niveau de moyenne tension des gestionnaires de réseau de distribution. Sur cette base, l'emploi des technologies de câbles et de matériel de manœuvre en 150 kV est très souvent préféré à l'utilisation des mêmes équipements pour le 70 ou le 36 kV, si bien qu'une très grande partie des investissements consentis porte sur le niveau de tension 150 kV. Cette tendance n'enlève rien à l'importance accordée par Elia aux réseaux 70 et 36 kV.

Dans d'autres cas, il arrive également que des besoins de remplacement d'équipements en 70 kV conduisent au développement d'infrastructures en 150 kV. Par exemple, les postes Zurenborg, Wilrijk, Schelle Dorp et Hoboken, aujourd'hui équipés en 70 et 6 kV, doivent être rénovés. La mise en œuvre des investissements proposés dans ces postes dans le cadre du Plan impliquera des développements en 150 kV.

Dans d'autres zones, où les réseaux ont été développés sur d'autres bases historiques, ces mêmes préoccupations de fiabilité, d'efficacité et de durabilité mèneront 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 380 kV et 70 kV, correspond à ce cas de figure.

En général, les nouvelles liaisons aux tensions inférieures ou égales au 220 kV sont envisagées en souterrain. Dans des cas spécifiques où des infrastructures de lignes existantes peuvent être suivies sur une distance suffisante, le gestionnaire de réseau de transport peut proposer des solutions basées sur des lignes aériennes, en évitant au maximum le surplomb de zones habitées.

Elia constate que l'emploi de câbles souterrains en 150 kV ne mène pas à un octroi plus facile ou plus rapide des permis et autorisations nécessaires à la réalisation des travaux. Les trois régions du pays disposent de réglementations spécifiques en la matière. En comparaison avec les pays voisins et la Région Bruxelles-Capitale, où les câbles entre 110 et 220 kV sont couramment posés pour le déploiement du réseau d'alimentation en électricité, aussi en milieu urbain, la réglementation dans les deux autres régions peut mener à des difficultés. Citons à titre d'exemple les retards encourus suite aux incertitudes



qui ont entouré¹⁴¹ le besoin d'inscription au plan de secteur dans le cadre du renforcement de l'alimentation d'Eupen (projet de câble 150 kV entre Lixhe et Battice) et pour le développement de l'industrie pharmaceutique dans le nord de Wavre (projet de câble 150 kV entre Corbais et Wavre). Ce dernier exemple a même obligé Elia à mettre un œuvre une solution provisoire en 36 kV, sous-optimale en termes techniques, économiques et de durabilité.

9.2 Renforcements à l'horizon 2014

9.2.1 Renforcement et restructuration du réseau de la région anversoise – le projet BRABO

Le Plan de Développement 2003-2010 avait déjà mis en évidence le besoin de développer le réseau de la région d'Anvers pour alimenter la consommation croissante du port d'Anvers. Le Plan de Développement 2005-2012 préconisait aussi une structure adéquate pour répondre à la consommation croissante de l'industrie chimique raccordée au poste de Lillo.

Depuis lors, de nombreux projets industriels ont vu le jour dans le port d'Anvers si bien que la nouvelle liaison 150 kV Lillo-Zandvliet proposée dans le Plan de Développement 2005-2012 n'est plus la solution la mieux adaptée.

Ce nouveau contexte met en lumière le besoin de renforcer en profondeur le réseau 380 kV de la région anversoise.

En premier lieu, le développement significatif des activités économiques dans la zone portuaire depuis les années nonante a conduit à une saturation des infrastructures de transport d'électricité existantes. Dans une optique de soutien au potentiel économique de la région et de maintien de la fiabilité d'alimentation dans une zone aux industries particulièrement sensibles aux interruptions de courant, les renforcements envisagés pour le réseau 380 kV devront permettre les accroissements actuels et futurs de la consommation industrielle, aussi bien sur la rive gauche que sur la rive droite de l'Escaut.

En second lieu, la nouvelle structure nécessaire pour le développement de la consommation industrielle permettra le raccordement de nouvelles unités de production aux postes de Doel, Lillo, Mercator et Zandvliet.

La répartition géographique de la consommation dans la région et la localisation des projets d'unités de production mènent aux trois conclusions suivantes :

- l'axe 380 kV existant entre les postes Zandvliet 380 kV (au nord du port d'Anvers), Doel et Mercator (près de l'E17 sur le territoire de la commune de Kruibeke) doit être renforcé ;
- le poste Zandvliet 380 kV doit être doté d'une nouvelle alimentation 380 kV indépendante des infrastructures existantes ; et
- le nord du port d'Anvers doit être équipé d'une injection 380/150 kV complémentaire pour faire face aux accroissements de la consommation dans la zone.

141 Aujourd'hui précisé par l'Arrêté du Gouvernement wallon du 14 juillet 2011 définissant le réseau des principales infrastructures de transport d'énergies au sens de l'article 23, alinéa 2, du Code wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie.

La ligne existante entre Zandvliet et Doel est aujourd'hui dimensionnée en 380 kV mais un des ternes est exploité en 150 kV entre ces deux postes. Une réponse peut être partiellement apportée en exploitant ce terna en 380 kV. Cette option maximise l'emploi des infrastructures existantes et minimise les incidences additionnelles pour l'environnement.

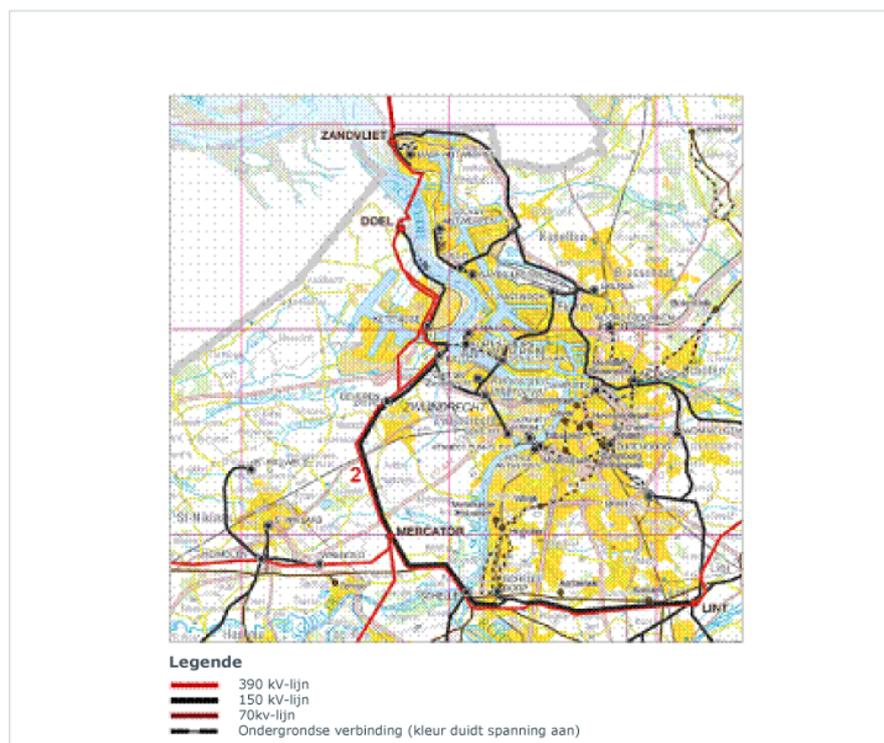
Ensuite, une deuxième alimentation indépendante du poste Zandvliet peut être envisagée selon deux options :

- une nouvelle liaison 380 kV entre les postes de Zandvliet, Lillo (près du Liefkenshoektunnel) et Mercator;
- une nouvelle liaison 380 kV entre Zandvliet et Massenhoven.

Ces variantes ont fait l'objet d'une analyse technique, économique et environnementale.

La construction d'une nouvelle ligne aérienne 380 kV entre Massenhoven et Zandvliet présente un caractère robuste marqué pour le futur. Toutefois, cette solution serait contraignante en termes d'aménagement du territoire dans la mesure où elle impliquerait la traversée de zones résidentielles densément peuplées. Elle serait par ailleurs plus coûteuse à mettre en œuvre et dans des délais incompatibles avec l'évolution de la consommation dans la zone (pas avant 2020).

Figure 9.1: représentation géographique des variantes de structure envisageables.



Par contre, une nouvelle liaison à deux ternes 380 kV peut être construite entre le poste Zandvliet (nord du port d'Anvers) et le poste Mercator de manière efficace et en minimisant les incidences pour l'environnement.

Pour ce faire, les tronçons Zandvliet-Lillo et Lillo-Kallo de cette nouvelle ligne peuvent être érigés dans des zones industrielles sur les rives droite et gauche de l'Escaut. De plus, dans



un souci de minimiser l'impact visuel de la réalisation de la ligne entre Lillo et Mercator, les corridors des lignes aériennes existantes seraient exploités de façon optimale. Ainsi, ce nouveau tronçon Lillo (près du Liefkenshoektunnel) - Mercator 380 kV serait mis en œuvre en lieu et place de la liaison 150 kV actuelle entre ces deux postes, à l'exception de la traversée de l'Escaut à la hauteur du Liefkenshoektunnel.

Une fois la nouvelle liaison 380 kV entre Lillo et Zandvliet réalisée, un transformateur 380/150 kV pourra avantageusement être installé dans le poste de Lillo de manière à répondre de façon fiable à l'augmentation de la demande en électricité des entreprises voisines.

Un terme de cette nouvelle ligne Lillo-Mercator serait exploité en 380 kV, l'autre en 150 kV de manière à assurer l'alimentation en 150 kV de Kallo, Beveren Waas et Doel. Cette structure, combinée à un câble 150 kV Lillo-Liefkenshoektunnel-Ketenisse-Kallo, à la création d'un poste à deux jeux de barres à Ketenisse, ainsi qu'au passage en 380 kV du second terme existant de la liaison Doel-Zandvliet, aujourd'hui exploité en 150 kV, rendra possible, outre le maintien de la fiabilité d'alimentation dans la zone portuaire, le raccordement d'unités de production pour 1100 MW, pour lesquelles un producteur a déjà signé un contrat de raccordement avec Elia et obtenu un permis de production auprès des autorités.

A plus long terme, les deux termes de cette ligne Lillo-Mercator pourraient être exploités en 380 kV. Une liaison 150 kV Lillo-Kallo supplémentaire et deux câbles 150 kV Kallo-Beveren devraient alors être posés pour assurer l'alimentation de Kallo et Beveren 150 kV.

Elia a démarré dès 2007 la procédure d'obtention des autorisations pour le tronçon Zandvliet-Lillo. Aujourd'hui, le Conseil d'Etat a annulé l'Arrêté du 2 octobre 2009 du Gouvernement flamand concernant la fixation définitive du plan de secteur¹⁴² dans lequel le tracé de la ligne Lillo-Zandvliet 380 kV est déterminé.

Elia examine avec l'administration flamande et les consommateurs industriels dans cette zone comment régulariser au plus vite cette situation. Elia lancera les demandes relatives aux tronçons Lillo-Kallo-Mercator dans le courant de 2011 (« Nota Publieke Consultatie »).

Ces éléments de procédure causant des retards dans le renforcement nécessaire de Lillo 150 kV, Elia planifie la pose accélérée des 2 câbles 150 kV entre Kallo et Lillo, pour renforcer ce dernier poste dès 2013. Ces câbles étaient initialement prévus quelques années plus tard, dans le cadre la construction de la ligne Lillo-Kallo-Mercator 380 kV.

9.2.2 Restructuration du réseau 30 kV autour de Dampremy et renforcement de la transformation 150 kV/10 kV du poste Gosselies

Le poste 150 kV de Dampremy doit être rénové. Deux transformateurs 150/30 kV alimentant le réseau 30 kV voisin sont raccordés dans ce poste. Plusieurs clients industriels et une cabine à moyenne tension sont raccordés sur cette poche 30 kV.

L'examen du renouvellement de ce poste 150 kV met en lumière que le renouvellement de la transformation 150/30 kV de Dampremy n'est pas optimal, d'un point de vue technico-économique puisque, d'une part, le réseau 30 kV devrait être rénové à terme et, d'autre

¹⁴² Definitieve vastelling van het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (G.R.U.P).

part, la consommation raccordée en 30 kV devrait diminuer dans le futur.

De ce point de vue, il est préférable de :

- supprimer le réseau 30 kV qui n'est plus nécessaire ainsi que la transformation 150/30 kV de Dampremy;
- raccorder les clients industriels soit au réseau de transport, indépendamment du réseau 30 kV 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, ce qui nécessitera dès lors une augmentation de leur capacité de transformation vers la moyenne tension.

Actuellement, la charge du poste de Gosselies (10 kV) est secourue via le réseau de distribution par le poste de Jumet. Le transfert de consommation du réseau 30 kV de Dampremy vers Jumet (10 kV) rend la puissance de transformation de ce poste insuffisante si le secours depuis Jumet est maintenu.

La solution la plus prometteuse pour lever cette saturation consiste à installer un transformateur 150/10 kV de 40 MVA à Gosselies dont le secondaire serait raccordé par un câble 10 kV (+/- 2.5 km) à la cabine 10 kV de Gosselies. Cette solution a été retenue et est aujourd'hui réalisée. Elle permet :

- de ne plus utiliser le secours du poste de Gosselies par le poste de Jumet en s'appuyant sur le réseau de distribution ;
- par là-même, de libérer de la capacité à Jumet pour accueillir la consommation transférée depuis le réseau 30 kV voisin;
- de fournir à Gosselies un secours supportant les augmentations de consommation annoncées dans ce poste (parc industriel proche de l'aéroport de Charleroi).

La combinaison de ces développements - suppression du réseau 30 kV autour de Dampremy et renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Gosselies - présente un optimum technico-économique global pour la communauté.

9.2.3 Renforcement de la transformation 150 kV/10 kV à Montignies

Le poste de Montignies-sur-Sambre fera l'objet de restructurations à l'horizon 2013.

D'une part, ce poste 150 kV sera rénové et le transformateur 150/70/10 kV de 40 MVA existant sera remplacé par un transformateur 150/10 kV de 40 MVA. D'autre part, le transformateur 150/10 kV de 40 MVA équipant aujourd'hui ce poste sera remplacé.

Enfin, le renforcement du poste par l'apport d'un troisième transformateur 150/10 kV de 40 MVA est reporté en accord avec le plan industriel du client qui était à l'origine de ce besoin de renforcement. Cette piste d'investissement pourrait être de nouveau envisagée à très long terme, si la capacité de transformation vers la moyenne tension du poste Montignies devait être renforcée.

9.2.4 Restructuration de l'alimentation du poste Obourg

Les perspectives d'évolution de la consommation locale combinées au besoin de remplacement d'équipements à fiabilité réduite dans ce poste offrent l'opportunité de repenser globalement la structure des installations qui y sont présentes.



La solution optimale retenue à ce jour s'articule en trois phases.

Dans un premier temps, la capacité de transformation vers la moyenne tension sera renforcée par l'installation d'un transformateur 150/10 kV (40 MVA).

Dans un deuxième temps, à plus long terme, les installations du poste pourraient être rationalisées comme suit :

- suppression du poste 70 kV ;
- alimentation des clients aujourd'hui raccordés en 6 kV par des transformateurs 150/6 kV (raccordements), dont le nombre déterminera la création ou non d'un poste 150 kV sur le site ;
- réutilisation d'un transformateur 70/10 kV existant, raccordé en repiquage sur la ligne existante.

Dans une troisième phase, le poste Ville s/Haine 70 kV arrivera en fin de vie et pourra être supprimé. Pour ce faire, un transformateur 150/10 kV (40 MVA) devra être installé à Obourg en remplacement du transformateur 70/10 kV présent dans ce poste. Par ailleurs, le poste 70 kV exploité en 70 kV entre Ville s/Haine et Obourg devra être passé en 150 kV. Enfin, le transformateur 150/70 kV d'Obourg devra être remis en service.

9.2.5 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension au centre de Bruxelles (Pentagone)

Dans le centre de Bruxelles, dans les poches 36 kV Hélicoptère-Molenbeek et Relegem-Schaerbeek, la consommation croissante implique à terme une saturation des réseaux 36 kV et de la transformation vers la moyenne tension qui y est raccordée.

Elia a réalisé, en concertation avec le gestionnaire de distribution concerné, une étude visant à déterminer le développement optimal de ces poches à long terme. Cette étude a considéré un horizon de 15 ans et s'est inscrite dans une perspective d'optimisation technico-économique des investissements nécessaires pour rencontrer les besoins liés à l'augmentation de la consommation mais aussi les besoins de remplacement d'équipements.

Sur base des conclusions de cette étude, un renforcement progressif du réseau, en cohérence avec l'évolution de la consommation dans la zone, a été retenu.

Dans un premier temps, l'installation d'un transformateur 36/11 kV et d'un transformateur 150/11 kV dans le poste existant Hélicoptère a été mise en œuvre. Cet investissement est couplé au transfert d'une partie de la charge des réseaux à moyenne tension du centre de Bruxelles (postes Monnaie et Botanique) vers le poste de transformation Hélicoptère.

Ce renforcement permet de soulager le réseau 36 kV tout en offrant des possibilités d'augmentation ultérieures de la consommation dans le centre de Bruxelles.

Dans un second temps, le poste Pachéco sera équipé d'un transformateur 150/11 kV. Celui-ci serait alimenté par un câble 150 kV à poser depuis le nouveau poste Charles-Quint (voir section 9.2.7). Ce développement d'une nouvelle injection 150/11 kV est actuellement la solution retenue pour minimiser les investissements 36 kV dans les poches Hélicoptère-Molenbeek et Relegem-Schaerbeek.

Le poste Pachéco semble être le plus adéquat, en termes de position dans le réseau et de proximité de la consommation, pour absorber les augmentations de la consommation

prévues dans cette zone.

Ce renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Pachéco est un développement majeur de l'infrastructure qui devra notamment s'intégrer dans les projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pachéco. Les études de faisabilité menées à ce jour par Elia en tant que gestionnaire du réseau de transport régional ont mis en évidence la nécessité de déplacer physiquement les installations existantes du poste Pachéco. Dans ce contexte, la mise en œuvre technique détaillée et le planning de réalisation de ce renforcement ne seront confirmés qu'après accord concernant les modalités de ce déplacement avec les propriétaires d'espaces disponibles à proximité du poste ainsi que l'approbation du projet immobilier par les autorités compétentes.

9.2.6 Restructuration du réseau câblé 150 kV de Bruxelles

Une étude à long terme du réseau 150 kV de la région de Bruxelles-Capitale a été réalisée en 2008. Elle s'est particulièrement intéressée aux poches 150 kV Drogenbos-Ixelles-Wiertz-Dhanis et Verbrande Brug-Schaerbeek-Ixelles-Woluwé-Machelen.

Cette étude avait pour objectif de déterminer le développement de réseau global optimal à long terme, en vue de solutionner les surcharges qui apparaissent à moyen terme sur les réseaux 150kV, 36kV et au niveau de la capacité de transformation, tout en intégrant le besoin en remplacement d'équipements dans la région (câbles et transformateurs de puissance). Cette étude intégrait également les investissements à consentir dans le centre de Bruxelles pour faire face à l'évolution de la consommation dans cette zone (voir section 9.2.5).

Concernant le réseau Ouest, entre Drogenbos et Ixelles, l'étude a mis en évidence qu'un câble entre Drogenbos et Ixelles 150kV devait être conservé pour le futur. La pose d'un nouveau câble 150 kV entre Drogenbos et Ixelles s'avère donc nécessaire, en remplacement du câble existant entre ces postes. Ce nouveau câble présentera une capacité supérieure à la liaison existante : il permettra donc d'absorber l'augmentation future de la consommation dans le sud-ouest de Bruxelles.

Au niveau du réseau plus à l'est, les développements nécessaires s'organisent en différentes phases.

D'abord, le poste 150kV de Schaerbeek sera rénové selon un schéma classique impliquant deux jeux de barres et un couplage 150 kV. A cette occasion, deux transformateurs 150 kV/11 kV devront être installés dans le poste. Ils assureront l'alimentation de consommation aujourd'hui assurée depuis le réseau 36 kV. Ce transfert permettra de soulager le réseau 36 kV aujourd'hui saturé entre Schaerbeek, Centenaire et Relegem.

Ensuite, une fois cette rénovation réalisée, un câble 150 kV devra être posé entre les postes Schaerbeek et Charles-Quint (en antenne vers Pachéco, voir section 9.2.5), d'une part, et entre les postes Charles-Quint et Woluwé-St-Lambert, d'autre part. Ce nouvel axe 150 kV entre Schaerbeek et Woluwé-St-Lambert reprendra la fonctionnalité des câbles existants Schaerbeek-Ixelles et Ixelles-Woluwé-St-Lambert qui ne présenteront plus, à terme, toutes les garanties de fiabilité. De plus, le gabarit des nouveaux câbles entre Schaerbeek et Woluwé-St-Lambert sera choisi de manière à augmenter la capacité de transport entre ces deux postes.

Enfin, à long terme, un câble 150 kV devra être posé entre Schaerbeek et Machelen en réponse à l'évolution de la consommation dans ces zones. De plus, le câble 150 kV



existant entre Verbrande Brug et Harenheid devra être raccordé en entrée-sortie à Machelen. Pour ce faire, la rénovation du poste Machelen 150 kV sera mise à profit pour réorganiser ce site en deux sous-postes indépendants et limiter de la sorte le niveau de puissance de court-circuit du réseau.

9.2.7 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Charles-Quint

Un nouveau transformateur 150/11 kV (50 MVA) devrait être installé dans un poste 150 kV à construire sur le site de Charles-Quint. Ce nouveau poste 150 kV serait alimenté par des câbles 150 kV depuis Schaerbeek et Woluwé-St-Lambert (voir section 9.2.6).

Ces développements offriront une solution à la saturation à long terme du réseau 36 kV de Schaerbeek jusqu'au centre de Bruxelles (postes Voltaire 36 kV, Charles-Quint 36 kV et Scailquin 36 kV). Une alimentation du 11 kV depuis le 150 kV déchargerait le réseau 36 kV et libérerait une marge sensible pour les augmentations futures de la consommation dans cette zone.

9.2.8 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Machelen

La capacité de transformation vers la moyenne tension dans le poste 36 kV Vilvoorde Park n'est pas suffisante pour faire face à l'évolution de la consommation escomptée à long terme dans ce poste. De plus, les installations du poste arrivent en fin de vie. Le réseau 36 kV entre Buda et Vilvoorde Park arrivera aussi à saturation à long terme.

Le poste Machelen 150 kV sera rénové et équipé de deux transformateurs 150 kV/11 kV. Cette nouvelle capacité de transformation permettra de reprendre la charge du poste Vilvoorde Park 36 kV qui sera abandonné.

9.2.9 Renforcement du réseau alimentant la zone de Louvain

La plus grande partie de la consommation de la région de Louvain est aujourd'hui alimentée depuis le poste Wilsele 150-70 kV. Ce poste est à son tour alimenté par une ligne 150 kV depuis Verbrande Brug et par une ligne 150 kV depuis Avenas. Une ligne 70 kV depuis Tienen assure également en partie l'alimentation de cette région.

Dans un contexte de progression constante de la consommation dans la zone, la transformation vers la moyenne tension devient insuffisante dans le poste de Wilsele. Par ailleurs, les liaisons 150 kV et 70 kV atteindront, à terme, la saturation pour la desserte de la zone et devront donc être renforcées.

Les renforcements à mettre en œuvre dans la zone s'articulent en deux phases.

D'une part, un transformateur 150 kV/10 kV a été installé à Wilsele. Initialement, l'ouverture d'un nouveau poste de transformation était envisagée à Wijgmaal. Cette réalisation a été reportée suite aux aléas des procédures d'obtention des permis.

Suite à ce contretemps, la répartition optimale des consommations raccordées aux postes Wilsele, Wespelaar et Tienen a été revue en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Aujourd'hui, le renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Wilsele a été retenu et a été réalisé.

D'autre part, la solution qui sera mise en œuvre pour renforcer les réseaux 150 et 70 kV en amont inclura :

- la construction d'un nouveau poste 150 kV à Wijgmaal ;
- la pose d'un câble 150 kV entre Wijgmaal et Gasthuisberg ;
- l'installation d'un transformateur 150/70 kV à Gasthuisberg, raccordé sur le nouveau câble posé.

Cette solution a été retenue en préférence au renforcement des lignes existantes desservant le poste Wilslele ou l'augmentation de la capacité de transformation 150/70 kV dans ce même poste. Elle présente l'intérêt de diversifier les alimentations 150/70 kV dans la région de Louvain et d'absorber l'évolution de la consommation tout en augmentant la fiabilité du réseau de la zone.

9.2.10 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Gasthuisberg

Le réseau de distribution est alimenté dans le poste Gasthuisberg par deux transformateurs 70 kV/10 kV.

Cette transformation pourrait s'avérer insuffisante à terme si la consommation évolue fortement dans la zone comme escompté.

Pour lever cette contrainte, un transformateur 150 kV/10 kV pourra être installé dans ce poste. Il sera directement raccordé au nouveau câble à poser entre Gasthuisberg et Wijgmaal (voir section 9.2.9).

9.2.11 Utilisation de la ligne au gabarit 150 kV entre Gramme et Rimièrè dans le réseau de transport local 70 kV

Le réseau 70 kV 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 150/70 kV 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 150 kV entre les postes Gramme et Rimièrè va être utilisée dans le réseau de transport local 70 kV en combinaison avec la ligne 70 kV existante entre Abée-Scry et Ampsin.

Cette association permettra la création de deux axes 70 kV : entre Abée-Scry et Rimièrè, d'une part, entre Ampsin et Rimièrè, d'autre part.

9.2.12 Ouverture d'un poste de transformation vers la moyenne tension aux Isnes

Le Plan d'Adaptation 2009-2016 a mentionné l'ouverture d'un nouveau poste 70 kV permettant de renforcer l'alimentation du zoning industriel et scientifique des Isnes. Ce zoning présente en effet un potentiel de développement tel que l'actuelle alimentation, assurée par le gestionnaire de réseau de distribution, deviendra insuffisante, à terme.

Elia et le gestionnaire du réseau de distribution concerné par ce zoning ont mené une étude conjointe afin de déterminer la solution la plus favorable du point de vue technico-



économique.

La piste actuellement privilégiée prévoit, dans une première phase, l'installation d'un transformateur 70/12 kV, raccordé en repiquage sur un tronçon de la ligne 150 kV Auvelais-Waret à rénover et exploité en 70kV. Cette première phase sera mise en œuvre sous réserve de confirmation de l'augmentation de la consommation dans ce poste.

La seconde phase prévoit, si l'évolution de la consommation se confirme, l'ajout d'un second transformateur 70/12 kV à raccorder sur un poste complet 70 kV.

9.2.13 Installation de transformateurs 150 kV/10 kV dans les postes Ruien et Zwevegem et restructuration du réseau 70 kV dans la zone

Les postes Ruien et Zwevegem 70 kV sont tous deux équipés d'une transformation 150/70 kV pour alimenter le réseau 70 kV de la région.

A Zwevegem, un transformateur 150/70 kV est raccordé en repiquage sur la ligne Ruien-Mouscron 150 kV. A Ruien, le transformateur 150/70 kV est raccordé au poste 150 kV sur le même site. Les postes Ruien et Zwevegem 70 kV sont reliés par une double liaison 70 kV.

L'évolution de la consommation dans la région indique qu'il devient opportun d'envisager des transferts vers le réseau 150 kV de charges alimentées depuis le 70 kV, de manière à soulager ce niveau de tension. Par ailleurs, les équipements 70 kV des postes Ruien et Zwevegem n'apporteront plus, à terme, toutes les garanties de fiabilité : ils devront être remplacés.

Dans ce contexte, étant donné les variantes possibles d'évolution du réseau à Zwevegem et Ruien, l'option retenue tend à l'optimum en termes techniques et économiques. Elle est organisée en trois phases.

D'abord, un transformateur 150 kV/10 kV a été installé à Zwevegem, soulageant le réseau 70 kV autour de Zwevegem en déplaçant la consommation vers le 150 kV. De plus, cet investissement apporte une réponse directe au besoin de remplacement d'un transformateur 70 kV/10 kV à Zwevegem.

Ensuite, les équipements 70 kV à Ruien seront rénovés et le poste sera équipé d'un transformateur 150 kV/10 kV, donnant de la sorte une deuxième impulsion à l'allègement des contraintes sur le réseau 70 kV de la zone.

Enfin, un deuxième transformateur 150 kV/10 kV est raccordé à Zwevegem. Cet investissement augmente définitivement la capacité de transformation dans le poste. A ce stade, les équipements du poste Zwevegem 70 kV deviennent par ailleurs superflus et peuvent être démantelés. A Zwevegem, les lignes sont reconnectées entre elles de manière à créer :

- une ligne Courtrai-Mouscron 70 kV ;
- une ligne Courtrai-Ruien 70 kV ;
- une ligne Ruien-Desselgem 70 kV.

9.2.14 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Bruges

La consommation de la région de Bruges est assurée par des postes de transformation 36 kV/11 kV reliés entre eux par un réseau de câbles 36 kV. Ce réseau 36 kV est alimenté par

deux transformateurs 150/36 kV dans le poste Brugge Waggelwater.

L'évolution de la consommation dans la région conduit à une saturation des transformations vers la moyenne tension, des transformateurs 150/36 kV ainsi que du réseau de câbles 36 kV de la zone.

L'installation d'un transformateur 150 kV/11 kV dans le poste Brugge Waggelwater, accompagnée d'un transfert de charge des postes voisins vers ce dernier, lève ces différentes contraintes.

9.2.15 Renforcement de l'alimentation de Zeebrugge

L'intensification de l'activité économique dans le port de Zeebrugge engendrera une augmentation de la consommation globale dans cette zone.

Pour y faire face, deux investissements de renforcement doivent impérativement être mis en œuvre pour maintenir la fiabilité des alimentations dans la zone.

Le projet STEVIN (décrit à la section 7.5.1), qui implique le déploiement du réseau 380 kV jusqu'à Zeebrugge, permettra l'ouverture de transformations 380/220/150 kV à Zeebrugge.

Grâce à ces développements, le réseau à Zeebrugge pourra absorber l'évolution de la consommation dans la région.

En parallèle, un transformateur 150/36 kV a été installé à Zeebrugge pour renforcer la capacité de transformation vers ce niveau de tension dans ce poste.

9.2.16 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Ham (Gand)

L'installation d'un transformateur 150 kV/12 kV à Ham a été réalisée pour lever les contraintes escomptées dans ce poste.

D'une part, ce transformateur permet une augmentation de la capacité de transformation vers la moyenne tension dans le poste.

D'autre part, l'installation de ce type de transformateur implique le transfert de consommation depuis le 36 kV vers le 150 kV. La transformation 150/36 kV à Ham en est donc soulagée.

Ce transformateur est alimenté par un terme 150 kV tiré sur des pylônes existants depuis Ringvaart.

9.2.17 Restructuration du réseau 150/36 kV entre Ham et Nieuwe Vaart (Gent)

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 réside dans le transfert d'une partie de la charge du 36 kV vers le 150 kV, combiné à l'ajout d'un transformateur 150/36 kV à Ham.

Celui-ci remplacera un des transformateurs 150/36 kV à Nieuwe Vaart, qui arrive en fin de



vie. L'injection 150/36 kV supplémentaire à Ham permet que cette injection se rapproche du point central de la charge et du centre de Gand. Le soulagement du réseau 36 kV est obtenu par l'installation d'un transformateur 150/12 kV à Nieuwe Vaart. Le transfert de la charge vers du 150 kV à Ham a déjà été réalisé en 2009.

9.2.18 Restructuration du réseau 150-70 kV dans la région Zurenborg-Wilrijk-Hoboken-Schelle Dorp

La stratégie suivie par le gestionnaire de réseau de distribution dans la région anversoise depuis 20 ans vise à supprimer le niveau de tension 6 kV au profit du niveau 15 kV. Dans ce cadre, Elia a développé la transformation 150 kV/15 kV dans les postes Merksem, Damplein, Zurenborg et Petrol.

Ces développements aujourd'hui mis en œuvre, les quatre transformateurs 70/6 kV des postes Zurenborg et Merksem 70 kV ne sont plus nécessaires. Il en va de même des postes de transformations 70/6 kV de Belliardstraat, Hovenierstraat, Oever et Moonstraat ainsi que des liaisons 70 kV entre Zurenborg, Merksem et Wilrijk.

Cette restructuration rend donc possible la simplification des installations des postes Wilrijk 70 kV et Zurenborg 150-70 kV.

Entre toutes les options envisagées, la solution optimale en termes techniques et économiques consiste à :

- déplacer un transformateur 150/70 kV de Zurenborg vers Schelle Dorp, limitant de la sorte les remplacements nécessaires en travées 150 kV et 70 kV dans le poste de Zurenborg ;
- déjumeler la ligne 150 kV alimentant aujourd'hui Schelle Dorp pour alimenter le transformateur 150/70 kV à installer dans ce poste ;
- poser un câble 70 kV entre Schelle-Dorp et Wilrijk.

Cette structure permet de minimiser les remplacements d'équipements 70 kV dans les postes Wilrijk et Zurenborg.

9.2.19 Ouverture d'un poste de transformation vers la moyenne tension à Schoondale (Waregem)

La capacité de transformation vers la moyenne tension dans le poste de Sint-Baafs-Vijve est très utilisée et a déjà été très développée. Ce point d'injection vers la moyenne tension ne pourra plus être étendu ou renforcé si la consommation du poste venait à augmenter au-delà de sa capacité actuelle.

Dans ce cas de figure, une analyse concertée avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné a mis en évidence l'intérêt d'ouvrir un nouveau poste de transformation vers la moyenne tension à Schoondale (Waregem). Une partie de la charge aujourd'hui alimentée par Sint-Baafs-Vijve serait alors transférée vers ce poste.

9.2.20 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Lixhe

Les prévisions d'évolution de la consommation en 15 kV à Lixhe indiquent la saturation à moyen terme de la capacité de transformation vers cette tension dans le poste.

Une étude conjointe entre les gestionnaires de réseau de distribution concernés et Elia a

identifié la structure de poste la plus favorable d'un point de vue technico-économique. La transformation 220/15 kV dans ce poste sera renforcée par l'installation d'un nouveau transformateur 220/15 kV (50 MVA). Par ailleurs, le poste Lixhe 220 kV sera équipé de deux jeux de barres.

9.2.21 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Ligne

Le poste Ligne a pour rôle la transformation 150/70/15 kV vers la moyenne tension et 150/70 kV vers le réseau 70 kV Ligne - Deux-Acren – Ath – Lens – Baudour.

Il est constitué d'un repiquage 150 kV sur la ligne Baudour-Chièvres alimentant un transformateur 150/70/15 kV et d'un transformateur 70/15 kV.

En réponse aux prévisions d'évolution de la consommation autour des postes Ligne, Lens et Quevaucamps, une étude technico-économique a été réalisée en 2004 en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné pour déterminer la solution optimale de renforcement de la capacité de transformation vers la moyenne tension dans la zone.

Plutôt que l'ouverture d'une nouvelle injection vers le réseau de distribution à Chièvres, cette étude a défini deux renforcements à mettre en œuvre dans la région, selon un planning à établir en fonction de la vitesse de croissance de la consommation dans la région :

- le remplacement d'un transformateur 70/15 kV de 20 MVA par un transformateur 70/15 kV de 50 MVA à Lens, aujourd'hui réalisé ;
- l'installation d'un transformateur 150/15 kV de 50 MVA à Ligne, alimenté par le second terme à tirer entre Wattines et Ligne.

La deuxième phase pourrait être mise en œuvre en 2013, en fonction de l'évolution de la consommation à Ligne dans les prochaines années.

9.2.22 Installation d'une transformation 150/36 kV à Ypres et déploiement d'un réseau 36 kV vers Poperinge

L'évolution de la consommation dans la zone située entre Koksijde et Ypres pourrait donner naissance à terme à des dépassements de capacité de l'infrastructure de transport de la région. Par ailleurs, cette évolution pourrait donner lieu à une perte de la qualité de la tension.

Si cette situation devait se présenter, la solution retenue à ce jour consiste à :

- ouvrir d'une double injection 150/36 kV à Ypres ;
- poser des câbles 36 kV entre Ypres et Poperinge ;
- ouvrir un poste de transformation 36 kV/MT à Poperinge.

A très long terme, ces développements pourraient être étendus de Poperinge vers Koksijde de manière à créer un réseau 36 kV complet dans la zone entre ces deux localités.

Cette option devra encore être confirmée par des études approfondies en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné.



9.2.23 Ouverture d'un poste 220 kV sur le site Berneau

Elia a érigé un nouveau poste 220 kV sur le site Berneau. Ce nouveau poste rend possible le raccordement des installations d'un acteur industriel présent sur ce site. Cette approche a été retenue après comparaison technico-économique entre le raccordement direct à un site existant d'Elia et l'ouverture d'un nouveau site.

9.2.24 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Antoing

Les perspectives d'évolution de la consommation locale laissent présager une saturation à court terme de la capacité de transformation vers la moyenne tension dans ce poste.

Pour lever cette contrainte, Elia planifie l'installation de deux transformateurs 150/15 kV (50 MVA) dans le poste, ainsi que la rénovation des équipements 150 kV de ce dernier.

Le cas échéant, l'installation de transformateurs 15/6 kV par le gestionnaire de réseau de distribution concerné maintiendra les possibilités d'alimentation depuis la tension 6 kV qui a été développée historiquement dans ce poste.

9.2.25 Remplacement du transformateur 150/30 kV à Tertre

Le transformateur 150/30 kV (60 MVA) du poste de Tertre arrive en fin de vie. Son remplacement par un transformateur 150/30 kV (110 MVA) augmentera la capacité de transformation dans le poste.

9.2.26 Renforcement du réseau alimentant la région de Wavre

Le réseau 36 kV dans la zone Ottignies-Louvain-la-Neuve-Wavre est géographiquement très étendu pour ce niveau de tension. Cette poche 36 kV connaît une évolution croissante de la charge, principalement autour de Louvain-la-Neuve et de Wavre. Les dernières prévisions de consommation dans la zone indiquent que les câbles 36 kV de la poche vont arriver à saturation.

Le renforcement le plus adéquat en termes techniques et économiques pour lever ces saturations consiste à créer une nouvelle injection 150/36 kV (125 MVA) à Basse-Wavre. Ce transformateur sera alimenté à partir du poste 150 kV de Baisy-Thy via le terna 150 kV existant Baisy-Thy-Corbais mis en série avec un nouveau câble 150 kV à poser entre Basse-Wavre et Corbais.

Cependant, l'incertitude qui concernait l'obligation d'inscription au plan de secteur du câble 150 kV¹⁴³ à poser dans le cadre de cette solution laissait penser que cette liaison ne pourrait être posée avant 2013.

Etant donné le caractère imminent de la saturation du réseau local, la pose d'un câble 36 kV entre les postes de Basse-Wavre et Louvain-la-Neuve a été programmée à l'horizon 2011. Cette solution doit être considérée comme transitoire pour faire face aux accroissements de la consommation prévus à court terme dans cette région, dans l'attente de la réalisation de la solution 150/36 kV décrite ci-avant.

¹⁴³ Aujourd'hui précisé par l'Arrêté du Gouvernement wallon du 14 juillet 2011 définissant le réseau des principales infrastructures de transport d'énergies au sens de l'article 23, alinéa 2, du Code wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie.

Cet investissement ne remet pas en question le besoin et le bien-fondé technico-économique de la solution 150/36 kV décrite ci-dessus. Au vu des prévisions d'évolution de la consommation dans la zone, celle-ci devra d'ailleurs être mise en œuvre dès que les permis et autorisations nécessaires à sa réalisation auront été délivrés.



9.3 Tableau de synthèse et planning de mise en œuvre des renforcements envisagés avant 2014

Le tableau 9.2 synthétise les renforcements du réseau prévu à l'horizon 2014. Il détaille par ailleurs les plannings de mise en œuvre envisagés pour ces investissements.

Tableau 9.2: projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Evolution de la consommation	Anvers	Zandvliet	Passage du poste à quatre jeux de barres et installation de trois coupages	380 kV	Réalisé	2010
		Noordland	Nouveau poste 150 kV	150 kV	Réalisé	2010
		Lillo-Zandvliet	Nouvelle ligne à double terre	380 kV	Planifié	2014
		Lillo	Transformateur 380/150 kV de 555 MVA dans un nouveau poste 380 kV	380/150 kV	Planifié	2014
		Ketenisse	Nouveau poste 150 kV	150 kV	Planifié	2013
		Lillo-Liefkenshoek-tunnel- Kallo via Ketenisse	Deux nouveaux câbles	150 kV	Planifié	2013
		Doel-Zandvliet	Passage en 380 kV d'une ligne aujourd'hui utilisée en 150 kV	380 kV	Planifié	2016
		Lillo-Kallo	Nouvelle ligne à double terre	380 kV	Planifié	2015
		Kallo-Mercator	Nouvelle ligne à double terre (upgrade 150 kV)	380 kV	Planifié	2015
		Zurenborg	Restructuration du poste	150/70 kV	Planifié	2013
		Schelle Dorp	Utilisation du transformateur 150/70 kV venant de Zurenborg	150/70 kV	Planifié	2013
		Schelle-Dorp	Utilisation en deux liaisons séparées des ternes aujourd'hui jumelés	150 kV	Planifié	2013
	Brabant flamand	Wilsele	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Réalisé	2009
		Wijgmaal	Nouveau poste	150 kV	Planifié	2012
		Wijgmaal-Gasthuisberg	Nouveau câble	150 kV	Planifié	2012
		Gasthuisberg	Nouveau transformateur de 145 MVA	150/70 kV	Planifié	2012
		Gasthuisberg	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2013
		Machelen	Rénovation et installation de deux transformateurs de 50 MVA	150/11 kV	Planifié	2013

Tableau 9.2 (suite): projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
Evolution de la consommation	Flandre occidentale	Brugge Waggelwater Zwevegem	Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/11 kV	Réalisé	2010
			Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Réalisé	2010
		Ruien	Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2012
		Zwevegem	Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2013
		Waregem-Schoondale	Deux nouveaux transformateurs de 40 MVA dans un nouveau poste 150 kV	150/10 kV	Planifié	2014
		Izegem-St-Baafs-Vijve	Entrée-Sortie de la liaison pour alimenter le nouveau poste de Waregem-Schoondale	150 kV	Planifié	2014
		Ieper	Deux nouveaux transformateurs de 65 MVA	150/36 kV	Planifié	2014
		Zeebruges	Installation d'un transformateur de 125 MVA	150/36 kV	Réalisé	2009
	Flandre orientale	Ham	Nouveau transformateur de 50 MVA	150/12 kV	Réalisé	2009
		Ham-Ringvaart	Deuxième terne	150 kV	Réalisé	2009
		Ham	Nouveau transformateur de 125 MVA	150/36 kV	Planifié	2013
		Nieuwe Vaart	Nouveau transformateur de 50 MVA	150/12 kV	Planifié	2015
	Hainaut	Gosselies	Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Réalisé	2010
		Montignies	Remplacement du transformateur 150/70/10 kV par un transformateur 150/10 kV de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2013
		Montignies	Remplacement du transformateur par un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2013
		Obourg	Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2012
		Obourg	Installation d'un transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2016
		La Croÿère	Equipped du poste 150 kV et trois transformateurs de 50 MVA	150/10 kV	Planifié	2013
		Fontaine-l'Évêque Ligne	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV	Planifié	2012
			Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/15 kV	Planifié	2013
		Ligne-Wattines	Tirage du second terne	150 kV	Planifié	2013
		Antoing	Nouveaux transformateurs de 50 MVA	150/15 kV	Planifié	2014
		Tertre	Remplacement d'un transformateur de 60 MVA par un nouveau transformateur de 110 MVA	150/30 kV	Planifié	2013



Tableau 9.3 (suite): projets de renforcements du réseau programmés à l'horizon 2014 et faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension	Statut	Horizon prévisionnel de mise en service
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison				
	Liège	Gramme-Rimière	Exploitation de la ligne existante en 70 kV	150 kV	Planifié	2012
		Lixhe	Nouveau transformateur de 50 MVA	220/15 kV	Planifié	2013
		Berneau	Nouveau poste	220 kV	Réalisé	2011
	Namur	Auvelais-Waret	Mise à niveau de la ligne 150 kV et exploitation en 70 kV pour alimenter le poste Les Isnes	150 kV	Planifié	2013 ¹⁴⁴
	Brabant wallon	Corbais - Basse-Wavre	Pose d'un nouveau câble	150 kV	Planifié	2014
		Corbais-Baisy-Thy	Déjumelage des deux ternes existants	150 kV	Planifié	2014
	Région de Bruxelles-Capitale	Héliport	Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/11 kV	Réalisé	2009
		Pacheco	Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/11 kV	Planifié	2014
		Charles-Quint-Pachéco	Pose d'un câble entre les postes Charles-Quint et Pachéco	150 kV	Planifié	2014
		Charles-Quint	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un nouveau poste 150 kV	150/11 kV	Planifié	2014
		Schaerbeek-Charles-Quint	Pose d'un câble	150 kV	Planifié	2013
		Schaerbeek	Remplacement de quatre transformateurs 36/11 kV de 35 MVA par deux transformateurs 150/11 kV de 50 MVA	150/11 kV	Planifié	2012
		Drogenbos-Ixelles	Pose d'un câble	150 kV	Planifié	2012
		Charles-Quint-Woluwé-St-Lambert	Pose d'un câble	150 kV	Planifié	2014

144 Sous réserve de la confirmation des projets impliquant une augmentation de la consommation dans ce poste.

9.4 Pistes indicatives à plus long terme

L'ensemble des pistes de renforcement décrites dans cette section doit être considéré comme indicatif. Il sera réévalué lors de l'élaboration des futurs Plans de Développement sur base des informations qui seront disponibles à ce moment-là. Cette nouvelle analyse conduira alors à son tour à des décisions précises et fermes.

9.4.1 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

La capacité de transformation vers la moyenne tension des postes Fontaine-l'Évêque 70 kV/10 kV et La Louvière 70 kV sera saturée à terme si les annonces d'augmentation de la consommation dans ces postes se matérialisent dans le futur.

Ces postes sont alimentés par les lignes géographiquement très proches:

- les lignes 70 kV Monceau – Fontaine-l'Évêque – Piétons – Bascoup et Monceau - La Louvière – Ville-sur-Haine ;
- la ligne Monceau – Bascoup - Ville-Sur-Haine 150 kV.

La ligne 70 kV devra être rénovée à terme entre Bascoup et Fontaine-l'Évêque. En outre, elle ne présente pas une capacité de transport d'électricité suffisante en 70 kV pour faire face aux augmentations de la consommation à long terme dans les postes qu'elle dessert. Il convient dès lors de tirer profit au maximum de la ligne 150 kV disponible à proximité pour développer la capacité de transformation vers la moyenne tension dans la région.

A terme, le développement optimum du réseau d'un point de vue technique, économique et d'aménagement du territoire consiste à :

- supprimer la ligne 70 kV entre Ville-Sur-Haine, La Louvière et Fontaine-l'Évêque et ainsi qu'entre Ville/Haine, Bascoup, Fontaine-l'Évêque et Monceau ;
- supprimer le poste La Louvière 70 kV/10 kV et reprendre les consommations de ce poste par un poste de transformation à ouvrir à La Croyère (via l'installation de trois transformateurs 150/10 kV dans ce poste);
- passer le second terme de la ligne existante entre Bascoup et Ville-sur-Haine en 150 kV, à très long terme ;
- déjumeler de la ligne existante 150 kV entre Monceau et Beauregard ;
- installer deux transformateurs 150 kV/10 kV à Fontaine-l'Évêque. Le premier est planifié à court terme en remplacement d'un transformateur 70/10 kV 20 MVA, 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 70 kV du poste ;
- installer un transformateur 150 kV/10 kV à Bascoup et supprimer le poste 70 kV ;
- installer un transformateur 150/10 kV à Ville-Sur-Haine et abandonner les installations 70 kV dans ce poste ;
- supprimer le poste 70 kV à Bascoup au profit d'installations en 150 kV.

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 devra encore être formellement établi à cet effet.



9.4.2 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo

Le poste Waterloo 36 kV ne permettrait plus à long terme de faire face qualitativement et quantitativement à la consommation qui y est raccordée. Une étude à long terme a évalué la meilleure façon de renforcer la capacité de transformation dans ce poste.

La structure cible à long terme envisagée à ce jour consiste à installer un transformateur 150/11 kV à Waterloo. Ce nouveau transformateur serait alimenté par un câble 150 kV à poser à partir du poste de Braine-l'Alleud. Etant donné les délais d'obtention des permis et autorisations pour ce type d'infrastructure, une phase intermédiaire du renforcement de la transformation vers la moyenne tension au poste de Waterloo s'appuiera sur le réseau 36 kV (installation d'un transformateur 36/11 kV).

9.4.3 Renforcement du réseau alimentant Eupen et de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Battice

L'évolution continue de la consommation dans la région d'Eupen mène à une saturation du réseau 70 kV qui l'alimente.

Pour lever cette contrainte, Elia a défini la solution optimale à mettre en œuvre pour renforcer le réseau dans la zone. Elle consiste à :

- poser un câble 150 kV entre Lixhe et Battice (avec réutilisation d'un terre 220 kV existant de la ligne Jupille-Lixhe pour traverser la Meuse) ;
- installer un transformateur 150 kV/15 kV en repiquage à Battice ;
- passer en 150 kV la ligne Battice-Eupen aujourd'hui exploitée en 70 kV.

La pose du nouveau câble subit des retards occasionnés par la procédure d'autorisation. Ces retards sont partiellement compensés par la diminution des prévisions de consommation, en conséquence de la crise économique.

Le transformateur 150 kV/70 kV/15 kV d'Eupen est aujourd'hui installé. Il est utilisé comme transformateur 70 kV/15 kV.

9.4.4 Renforcement du réseau 70 kV du nord de la ville de Liège par le déploiement du réseau 220 kV dans cette zone

La ville de Liège est pratiquement entourée par un réseau de tension 220 kV qui cohabite avec un réseau 150 kV. La topologie du réseau actuel est telle que le sud et l'est de la ville de Liège sont alimentés en 220 kV via des postes tels que Rimière, Seraing, Le Val, Jupille, etc. Au nord-ouest de la ville, la ligne Awirs-Lixhe alimente le poste Bressoux 70 kV. Cette situation a pour résultat de créer deux types de courants en 70 kV qui sont légèrement déphasés : celui issu d'une transformation 220/70 kV et celui issu d'une transformation 150/70 kV.

Bien que située à proximité de ce réseau 150 kV, Ans est alimentée par le poste 220 kV de Jupille, 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 70 kV.

Si le nord de la ville présentait une importante évolution de la consommation à long terme, ce transport d'énergie en 70 kV s'avèrerait trop important pour les infrastructures

existantes. Une injection 220/70 kV devrait alors être installée dans le nord ; celle-ci soulagerait les autres injecteurs 220/70 kV et les liaisons 70 kV de la région liégeoise.

Dans ce cas de figure, la solution optimale à long terme pour le réseau consisterait à installer un injecteur 220/70 kV à Vottem en combinaison avec le passage en 220 kV du terne 150 kV Awirs–Lixhe.

A cette occasion, une cabine à moyenne tension pourrait être ouverte sur le site Vottem. Celle-ci serait alimentée par deux transformateurs 220/15 kV (50 MVA) à installer.

9.4.5 Renforcement du réseau 70 kV en province du Luxembourg par le renforcement des transformations 220 kV/70 kV des postes Marcourt et Saint-Mard

Le réseau 70 kV de la province de Luxembourg est aujourd'hui alimenté par des transformateurs 220/70 kV dans les postes Villeroux, Marcourt, Heinsch et Aubange.

Si la consommation dans la province devait croître selon une tendance prononcée sur le long terme, cette transformation 220/70 kV pourrait être renforcée par :

- le remplacement du transformateur 220/70 kV existant à Marcourt par un nouveau transformateur de gabarit plus important ;
- le réemploi de ce transformateur pour l'ouverture d'une nouvelle injection 220/70 kV à Saint-Mard.

9.4.6 Installation d'un transformateur 220 kV/15 kV à Aubange

L'installation d'un second transformateur 220/15 kV (50 MVA) dans le poste Aubange soulagera le réseau 70 kV voisin et permettra de rationaliser en profondeur les installations 70 kV à Aubange.

9.4.7 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Koksijde

La transformation vers la moyenne tension dans le poste Koksijde est assurée par des transformateurs 150 kV/11 kV et 70 kV/11 kV ainsi que par les tertiaires d'un transformateur 150/70/11 kV.

Si la capacité de transformation vers la moyenne tension dans ce poste s'avérait insuffisante au vu de la consommation qu'il alimente, un transformateur 150 kV/11 kV pourrait être installé.

9.4.8 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Rumbeke

Deux transformateurs 150 kV/15 kV raccordés en repiquage sur les lignes 150 kV entre Izegem et Beveren alimentent la moyenne tension dans le poste Rumbeke.

Si la capacité de transformation vers la moyenne tension doit être renforcée dans ce poste, deux transformateurs 150 kV/15 kV supplémentaires seront installés.



9.4.9 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Wevelgem et augmentation de la capacité de transport entre Izegem, Wevelgem et Mouscron

Pour faire face à la croissance de la consommation à Wevelgem, un transformateur 150 kV/15 kV devra être installé à long terme dans ce poste.

En outre, l'utilisation des deux ternes existants entre Pekke et Wevelgem permettent de transformer l'axe 150 kV Izegem-Ieper (Noord) en deux circuits Izegem-Wevelgem et Wevelgem-Ieper (Noord).

Cette restructuration permet d'augmenter considérablement la capacité de transport depuis Izegem vers Wevelgem puis en direction de Mouscron. Cet investissement pourrait aussi être éventuellement anticipé si la capacité de production était développée sur l'axe Izegem-Koksijde.

9.4.10 Installation d'un transformateur 150/36 kV à Rechteroever (Gand)

Les équipements 150 kV et 36 kV du poste Sadacem arrivent en fin de vie technique : ils devront être remplacés à terme. La transformation 150/36 kV existante dans ce poste n'est pas idéalement située au regard de la localisation des sites de consommation à desservir dans la zone. Par ailleurs, les câbles souterrains 36 kV en place entre les postes Rechteroever Gent et Langerbrugge devront être mis hors service par suite de travaux de drainage dans le canal Gent-Terneuzen.

Ce besoin de remplacement d'équipement sera donc mis à profit pour restructurer avantageusement la répartition des transformations 150/36 kV dans cette zone.

Ainsi, la consommation raccordée en 36 kV à Rechteroever (Gand) est alimentée par des câbles 36 kV depuis Kennedylaan. En cas d'indisponibilité d'un transformateur 150/36 kV à Kennedylaan, la consommation de Rechteroever est alimentée depuis Langerbrugge grâce à des câbles 36 kV qui relient les deux postes.

Cette alimentation en cas d'indisponibilité sera insuffisante à terme, si les prévisions d'évolution de la consommation à Rechteroever se concrétisent.

Pour lever cette contrainte, la meilleure solution en termes techniques et économiques implique le déplacement du transformateur 150/36 kV de Sadacem à Rechteroever. Cette solution permet :

- d'éviter le transport d'énergie en 36 kV entre Langerbrugge et Rechteroever en cas d'indisponibilité d'un transformateur 150/36 kV de Kennedylaan ;
- de soulager globalement la transformation 150/36 kV à Langerbrugge et Kennedylaan ;
- d'éviter la rénovation des installations 150/36 kV du poste de Sadacem rendu inutile.

9.4.11 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Beerse

Deux transformateurs 150 kV/15 kV raccordés en repiquage sur les lignes 150 kV entre Mol et Massenhoven alimentent la moyenne tension dans le poste Beerse.

A court terme, l'optimisation de la répartition de la consommation sur les deux cabines 15 kV du site permet de maximiser l'utilisation de la transformation vers ce niveau de tension dans ce poste.

Toutefois, si la capacité de transformation vers la moyenne tension s'avérait dépassée à long terme, deux transformateurs 150 kV/15 kV supplémentaires pourront être installés.

9.4.12 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans le poste Petrol (Antwerpen Zuid)

La stratégie du gestionnaire de réseau de distribution dans la région anversoise vise à supprimer le niveau de tension 6 kV au profit du niveau 15 kV. Dans ce cadre, Elia a développé la transformation 150 kV/15 kV dans les postes Merksem, Damplein, Zurenborg et Petrol.

Dans ce contexte, le poste de transformation Petrol 150/15 kV joue un rôle central dans la transformation vers le réseau de distribution dans le sud de la ville d'Anvers.

Pour faire face à l'évolution future de la consommation dans le sud de la ville, la capacité de ce poste pourra être augmentée par l'installation d'un transformateur 150/15 kV complémentaire.

9.4.13 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Heze

Si la consommation devait augmenter à terme à Heze, un poste 150 kV devrait y être érigé pour permettre l'installation d'un transformateur 150/15 kV sur ce site. Cette solution permettrait par ailleurs de libérer le terne 150 kV entre Heze et Massenhoven pour une utilisation en 380 kV, si nécessaire.

9.4.14 Eisden

Les transformateurs 150/70 kV (40 MVA) du poste Eisden arrivent en fin de vie. Ils seront remplacés par un transformateur 150/70 (110 MVA), augmentant à cette occasion la capacité de transformation vers le 70 kV dans ce poste.

9.4.15 Beveren-Waas

Les deux transformateurs 150/15 kV (20 MVA) de ce poste doivent être remplacés par un transformateur 150/15 kV (50 MVA). Ce remplacement est nécessaire car ces transformateurs arrivent en fin de vie et à cause du dépassement imminent de la capacité de transformation vers du 15 kV.

9.4.16 Extension du poste Heinsch à deux jeux de barres

Le poste Heinsch est actuellement équipé d'un seul jeu de barres 220 kV.

Ce poste sera porté à deux jeux de barres de manière à fiabiliser :

- le raccordement annoncé d'un utilisateur de réseau sur ce poste ;
- le raccordement potentiel futur d'un transformateur 220/15 kV sur ce poste.

Par ailleurs, cette mise à niveau sera opérée au gabarit 380 kV pour faciliter l'intégration future de ce poste dans le réseau 380 kV voisin.



9.5 Tableau de synthèse des renforcements envisagés à plus long terme

Le tableau 9.3 synthétise les renforcements du réseau prévu à plus long terme.

Tableau 9.3: pistes indicatives de renforcements du réseau faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison		
Evolution de la consommation	Anvers	Antwerpen Zuid (Petrol)	Nouveau transformateur de 50 MVA	150/15 kV
		Beerse	Deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	150/15 kV
		Beveren Waas	Remplacement de deux transformateurs de 20 MVA par un transformateur de 50 MVA	150/15 kV
		Eisden	Remplacement d'un transformateur de 40 MVA par un transformateur de 110 MVA	150/70 kV
		Heze	Nouveau transformateur de 50 MVA dans un nouveau poste	150/15 kV
	Brabant wallon	Waterloo	Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/11 kV
		Waterloo-Braine-l'Alleud	Nouveau câble	150 kV
	Flandre orientale	Koksijde	Nouveau transformateur de 50 MVA	150/11 kV
		Rumbeke	Deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	150/15 kV
		Wevelgem	Nouveau transformateur de 50 MVA	150/15 kV
		Pekke-Wevelgem	Utilisation des deux ternes existants et connexion au poste de Wevelgem	150 kV
		Recheroever Gent	Nouveau transformateur de 125 MVA	150/36 kV
		Langerbrugge-Recheroever Gent	Upgrade de la ligne 70 kV vers le 150 kV	150 kV
	Hainaut	Bascoup	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV
		Monceau - Fontaine-l'Évêque - Beaugard	Déjumelage d'une ligne existante	150 kV
		Bascoup- Ville-Sur-Haine	Passage en 150 kV du terne aujourd'hui exploité en 70 kV	150 kV
		Fontaine-l'Évêque	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV
		Ville/Haine	Nouveau transformateur de 40 MVA	150/10 kV

Tableau 9.3 (suite): pistes indicatives de renforcements du réseau faisant suite à l'évolution de la consommation (tension ≥ 150 kV).

Moteur de l'investissement	Localisation		Description du renforcement	Niveau de tension
	Zone renforcée	Poste ou extrémités de la liaison		
Evolution de la consommation	Liège	Lixhe-Battice	Nouveau câble	150 kV
		Battice-Eupen	Passage en 150 kV de la ligne aujourd'hui exploitée en 70 kV	150 kV
		Battice	Installation d'un transformateur de 50 MVA	150/15 kV
		Awirs-Lixhe	Passage en 220 kV de la ligne 150 kV existante	220 kV
	Luxembourg	Vottem	Nouveau transformateur de 2 x 80 MVA dans un nouveau poste	220/70 kV
		Vottem	Deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	220/15 kV
		Marcourt	Remplacement d'un transformateur de 85 MVA existant par un transformateur de 90 MVA	220/70 kV
		Aubange	Installation d'un transformateur de 50 MVA	220/15 kV
		Saint-Mard	Installation du transformateur de 85 MVA équipant aujourd'hui le poste Marcourt	220/70 kV
		Heinsch	Extension du poste à deux jeux de barres (exploitation en 220 kV)	380 kV
	Région de Bruxelles-Capitale	Schaerbeek-Machelen	Nouveau câble	150 kV
		Machelen	Entrée-Sortie du câble existant entre Verbrande Brug et Harenheid	150 kV