

**Rapport sur l'avancement du développement de la  
capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande  
13 février 2015**

## CONTEXTE

Elia System Operator (« Elia ») a été informée le 18 juillet 2013 des décisions que le gouvernement fédéral précédent a prises, lors du cabinet ministériel restreint du 5 juillet 2013, en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique en Belgique. Le gouvernement fédéral a notamment décidé de demander à Elia de lui transmettre un rapport semestriel sur l'avancement du développement de la capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande.

Un premier rapport semestriel a été remis le 20 décembre 2013, un deuxième le 7 juillet 2014. Dans ce troisième rapport, Elia fait à nouveau le point sur la situation. Tous ces rapports sont par ailleurs mis à la disposition du public sur le site internet<sup>1</sup>. Elia continuera d'élaborer ces rapports à la demande du gouvernement précédent, toutefois à un rythme annuel.

Elia partage pleinement les inquiétudes exprimées quant à la sécurité d'approvisionnement et souligne à ce propos que le développement de la capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande sont essentiels et, dans une certaine mesure, peuvent apporter une contribution à la sécurité d'approvisionnement. Cependant, il est important de souligner que ces développements contribuent à un cadre beaucoup plus vaste, à savoir le bon fonctionnement du marché de l'électricité en général, grâce aux convergences de prix au-delà des frontières nationales, à une utilisation plus optimale des moyens disponibles, etc.

Au vu notamment des programmes de fermeture annoncés d'unités de production dans les pays voisins, qui mettent en question la disponibilité de l'énergie à importer en Belgique en période de pointe, il reste cependant essentiel pour la sécurité d'approvisionnement de disposer d'un parc de production national suffisamment étendu et fiable. Celui-ci doit être intégré dans un cadre européen au sein duquel les mesures des différents États membres sont harmonisées et exercent une influence négative minimale sur le fonctionnement du marché européen.

Elia souligne à ce propos qu'un rôle essentiel est dévolu aux acteurs de marché dans ce contexte, lesquels doivent veiller à entreprendre les actions de marché nécessaires à l'aide du réseau de transport qu'Elia met à leur disposition afin d'importer cette énergie en Belgique. Pour la gestion de la demande aussi, Elia souligne la nécessité d'envoyer les signaux de marché adéquats pour que les acteurs de marché créent, offrent et valorisent la flexibilité au maximum.

Quoi qu'il en soit, Elia est déjà très active sur les deux fronts, en levant les barrières et en mettant sur pied de nouvelles collaborations. Le présent rapport, qui est divisé en deux grands chapitres, donne un aperçu des évolutions récentes, dresse un état de la situation et donne des prévisions, dans la mesure du possible, de l'avancement futur. Le premier chapitre examine le développement de la capacité d'interconnexion au moyen d'un tableau informatif général et donne ensuite un résumé de chaque projet. Le deuxième chapitre commente les évolutions de la gestion de la demande, tant en ce qui concerne la participation de la demande au marché des services auxiliaires et au marché de l'énergie en général que dans le cadre des réserves stratégiques.

---

<sup>1</sup> <http://www.elia.be/en/about-elia/publications/Reports>

## TABLE DES MATIÈRES

1	Développements de la capacité d'interconnexion .....	4
1.1	Dynamic Line Rating sur les liaisons internationales .....	4
1.2	Tableau récapitulatif des projets .....	4
1.3	Frontière nord .....	6
1.3.1	BRABO phase 1 : conversion Doel-Zandvliet avec installation de PST supplémentaires.....	6
1.3.2	BRABO phase 2 & phase 3 : nouvelle liaison 380kV Zandvliet-Lillo-Mercator.....	7
1.4	STEVIN .....	7
1.5	NEMO.....	8
1.6	ALEGrO .....	9
1.7	Frontière sud : Avelin - Horta .....	9
1.8	Interconnexion avec le Luxembourg.....	10
1.8.1	Phase 1 : installation d'un PST par CREOS.....	10
1.8.2	Phase 2 : études supplémentaires.....	10
1.9	Capacité d'importation simultanée.....	11
1.9.1	Augmentation à 4500 MW après réalisation de la phase 1 du projet BRABO .....	11
1.9.2	Stabilité de l'importation de 4500 MW au-delà des limites AC.....	12
1.9.3	Augmentation jusqu'à 6500 MW après réalisation des projets NEMO et ALEGrO .....	12
1.10	Conclusion.....	12
2	Gestion de la demande.....	14
2.1	Introduction .....	14
2.2	Participation de la demande dans le marché de l'énergie.....	14
2.3	Participation de la demande aux services auxiliaires.....	15
2.3.1	Aperçu général .....	15
2.3.2	Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 load).....	16
2.3.3	Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (ICH).....	17
2.3.4	Réserve tertiaire fournie à partir des services d'ajustement de profil (R3DP).....	17
2.3.5	Puissance de réglage tertiaire non réservée - Offres libres à partir d'une unité de production agrégée	19
2.4	Participation de la demande à la réserve stratégique pour l'hiver 2014-2015 et évolutions prévues pour l'hiver 2015-2016.....	20
2.4.1	Introduction.....	20
2.4.2	Réserve stratégique à partir de la demande pour la période hivernale 2014-2015 .....	20
2.4.3	Volumes supplémentaires exceptionnels de réserve tertiaire (ICH et R3DP) .....	21
2.4.4	Réserve stratégique à partir de la demande pour la période hivernale 2015-2016 .....	22
2.5	Conclusions .....	23

# 1 DEVELOPPEMENTS DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION

## 1.1 Dynamic Line Rating sur les liaisons internationales

Elia collabore depuis plusieurs années avec l'entreprise Ampacimon pour le développement et l'application d'une technologie qui permet le suivi en temps réel du transport électrique par les lignes à haute tension et, le cas échéant, son optimisation en fonction des conditions climatiques observées (vitesse et direction du vent, température). En cas de conditions climatiques favorables, cette technologie peut conduire à une augmentation de la puissance admissible de 10 à 15 %.

Elia utilise déjà cette technologie sur plusieurs liaisons régionales spécifiques et est le premier gestionnaire de réseau de transport qui applique aussi cette technologie depuis peu sur les liaisons internationales. La décision de procéder à une mise en service accélérée et étendue de cette application aux liaisons internationales a été prise au printemps 2014, lors de l'annonce de l'indisponibilité éventuelle de Doel 3 et Tihange 2. À cette occasion, 36 appareils de mesure additionnels (« modules Ampacimon ») ont été commandés et installés à l'approche de l'hiver 2014-2015 sur les liaisons vers les Pays-Bas et la France.

Étant donné le caractère en temps réel de cette application, Elia souligne qu'une augmentation éventuelle de la capacité peut principalement être mise à la disposition du marché Intra-Day ou peut être utilisée pour des achats éventuels de courant de secours en temps réel, mais celle-ci ne conduira donc pas à une augmentation constante prévisible ex-ante de la capacité d'importation.

## 1.2 Tableau récapitulatif des projets

Le tableau ci-dessous fournit un aperçu de l'état actuel des projets qu'Elia est en train de développer en vue d'augmenter la capacité d'interconnexion. Les phases du projet doivent en l'occurrence être interprétées comme suit :

- étude : en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés des pays voisins, les solutions envisageables sont inventoriées afin de retenir la solution la plus appropriée d'un point de vue technique et économique pour la suite du développement ;
- développement : la solution retenue est élaborée de manière détaillée en vue de sa réalisation pratique et de la prise d'une décision finale d'investissement. Les procédures nécessaires d'autorisation et d'adjudication européenne sont lancées et, le cas échéant, le cadre réglementaire est défini ;
- réalisation : cette phase prend cours à la prise de la décision finale d'investissement et concerne donc la préparation et l'exécution des travaux sur le terrain qui, une fois terminés, permettent l'exploitation opérationnelle de la nouvelle infrastructure.

Le portefeuille du projet est le résultat de la collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés des pays voisins. Par le biais d'études bilatérales et coordonnées par ENTSO-E, les besoins et solutions envisageables sont en effet recensés et analysés d'un point de vue technique et économique.

L'analyse technique et économique est effectuée sur la base de la méthode « Cost-Benefit Analysis (CBA) » comme définie par ENTSO-E et évalue les opportunités d'échange des marchés (optimisation du mix énergétique, intégration de sources renouvelables à l'échelle CWE, etc.) qui sont offertes par ces projets.

Naturellement, le suivi ultérieur des hypothèses sous-jacentes justifiant chaque projet fait partie de cette phase d'étude et de développement afin de faciliter l'évaluation transparente jusqu'à la décision finale d'investissement. Par ailleurs, ce suivi peut donner lieu potentiellement à une rectification et à une optimisation du portefeuille de projets.

Tableau 1.1 : Tableau récapitulatif des projets d'interconnexion d'Elia

Interconnexion	Hausse de capacité visée <sup>2</sup>	Description	Planning	Avancement
Frontière nord	~1000 MW	<u>BRABO I</u> : upgrade Doel-Zandvliet avec installation d'un PST supplémentaire à Zandvliet	2016	Réalisation
		<u>BRABO II</u> : nouvelle liaison 380 kV, tronçon Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek	2019	Développement
		<u>BRABO III</u> : nouvelle liaison 380 kV, tronçon Liefkenshoek-Mercator	2023 (2020) <sup>3</sup>	Développement
Frontière sud	~ 1000 MW	<u>Avelin (FR) - Avelgem (BE) – Horta (BE)</u> : conversion à des conducteurs haute performance (HTLS)	2021	Développement
Belgique – Royaume-Uni	~ 1000 MW	<u>NEMO</u> : interconnexion 1 GW HVDC Gezelle(BE) - Richborough (UK)	2019	Développement
STEVIN	Nécessaire, entre autres pour NEMO	<u>Nouvelle liaison 380 kV Zomergem - Zeebruges</u>	2018	Réalisation
Belgique – Allemagne	~ 1000 MW	<u>ALEGrO</u> : interconnexion 1 GW HVDC Lixhe (BE)-Oberzier (DE)	2019	Développement
Belgique – Luxembourg	~ 300-400 MW <sup>4</sup>	<u>Phase I</u> : PST 220 kV à Schiffflange (LUX) par CREOS	2015	Réalisation
	~ 700 MW	<u>Phase II</u> : 2 câbles supplémentaires 220 kV (+ PST éventuels) Aubange(BE)–Bascharage (LU)	~2020	Étude
Capacité d'importation simultanée		Installation de moyens de réglage pour soutenir la tension : 2 batteries de condensateur 150 kV dans le Hainaut	2016	Développement
		Besoins complémentaires en moyens de réglage de la tension après réalisation de NEMO et ALEGrO	2019	Étude

<sup>2</sup> Les augmentations de la capacité sont indiquées en ordre de grandeur. Des précisions et la répartition en différents horizons temporels (année, mois, jour, intraday) seront effectuées en fonction des procédures opérationnelles futures.

<sup>3</sup> Si les quatre réacteurs nucléaires de Doel sont présents, le projet BRABO complet (les 3 phases) doit être mis en œuvre pour pouvoir réaliser l'augmentation de 1000 MW de la capacité d'importation à la frontière nord. Cela implique d'exécuter BRABO III plus rapidement, ce qui est possible au plus tôt à l'horizon 2020.

<sup>4</sup> La valeur de 300-400 MW représente le potentiel maximal qui peut être atteint à terme, compte tenu des renforcements internes nécessaires qui seront réalisés par CREOS d'ici à 2017 dans le réseau luxembourgeois. Cette augmentation de capacité dépendra des conditions de marché et du lieu de production de l'électricité. L'augmentation de la capacité sera en particulier possible dans des situations qui étaient autrefois limitées par les lignes 220 kV Aubange-Moulaine. Par ailleurs, il faut tenir compte du fait qu'une injection potentielle de l'unité de production Twinerg devrait déménager au plus tôt en 2018 de la zone de réglage d'Elia vers celle de Creos.

### 1.3 Frontière nord

Le renforcement de la frontière nord s'explique par plusieurs facteurs qui s'influencent mutuellement, à savoir l'évolution des flux d'énergie internationaux, le raccordement éventuel futur de nouvelles unités de production centralisées sur l'axe nord-sud anversoises et la consommation industrielle croissante dans la région du port d'Anvers, qui doit être assurée. Par ailleurs, il est prévu d'augmenter la capacité d'importation d'environ 1000 MW par un renforcement de la frontière nord.

Un scénario de référence pour renforcer la frontière nord en plusieurs phases a donc été défini, sous le dénominateur « BRABO » :

- la phase 1 de BRABO concerne l'upgrade de la liaison Doel-Zandvliet comprenant l'installation d'un PST supplémentaire à Zandvliet. Pour les scénarios avec une production maximale de 2 GW sur le site de Doel, la réalisation de la première phase de BRABO permettra de proposer une augmentation de capacité d'environ 1000 MW à la frontière nord dans le sens des Pays-Bas vers la Belgique dans la plupart des conditions d'exploitation du réseau, en fonction de la situation de production en Belgique et de la direction des flux d'énergie internationaux ;
- les phases 2 et 3 de BRABO concernent la réalisation d'une nouvelle liaison 380 kV Zandvliet–Lillo–Mercator : celle-ci doit pérenniser l'augmentation envisagée de la capacité d'importation à la frontière nord après la réalisation de la première phase BRABO (plus grande indépendance du scénario). Outre l'augmentation de la capacité d'importation, le projet BRABO a également pour but d'augmenter la sécurité de l'approvisionnement dans le port d'Anvers (surtout la phase 2) et de créer de la capacité d'accueil pour la production centralisée (surtout la phase 3).

Dans ce contexte, l'impact d'une prolongation possible de la durée de vie des unités nucléaires Doel 1 et Doel 2 (cf. le récent accord de gouvernement) doit être évoqué. Une prolongation pourrait potentiellement conduire à un scénario devant prendre en compte la capacité de toutes les unités nucléaires à Doel (Doel 1, Doel 2, Doel 3 et Doel 4). Un tel scénario nécessite la réalisation des deuxième et troisième phases du projet BRABO, en plus de la première phase, avant qu'une augmentation de la capacité d'importation du réseau belge de 1000 MW ne soit possible.

#### 1.3.1 BRABO phase 1 : upgrade Doel-Zandvliet avec installation d'un PST supplémentaire

Dans la première phase, un transformateur déphaseur supplémentaire sera installé à Zandvliet, ce qui portera à 4 le nombre total de transformateurs déphaseurs sur les liaisons avec les Pays-Bas (2 dans le poste Van Eyck, 2 dans le poste Zandvliet). L'intégration de ce transformateur déphaseur supplémentaire sera effectuée par le placement d'un couplage longitudinale temporaire au poste de Zandvliet, en attendant la réalisation du poste 380 kV à Rilland (aux Pays-Bas) par TenneT. En juin 2014, un protocole d'accord a été signé à cet effet entre Elia et le gestionnaire de réseau néerlandais TenneT.

Par ailleurs, un deuxième terne 380 kV sera installé entre les postes de Doel et Zandvliet. Pour ce faire, la liaison 150 kV actuelle sera upgradée, en réalisant aussi les adaptations nécessaires dans les postes de Zandvliet et de Doel, et un transformateur 380/150 kV sera installé pour assurer l'alimentation de Doel en 150 kV.

En 2014, le transformateur déphaseur a été commandé et les permis d'environnement et permis d'urbanisme nécessaires ont été obtenus. La finalisation du dossier relatif à l'alimentation de Doel est attendue début 2015 et la phase de réalisation du projet sera entamée. Elia prévoit de la finaliser dans le courant de 2016.

### 1.3.2 BRABO phase 2 & phase 3 : nouvelle liaison 380 kV Zandvliet–Lillo–Mercator

Les phases 2 et 3 de BRABO comprennent la création d'une liaison 380 kV supplémentaire à 2 ternes entre les postes de Zandvliet et Mercator (Kruibeke) sur l'axe nord-sud anversois. Le réseau 380 kV de la région d'Anvers subira pour ce faire une profonde adaptation, les principaux changements étant l'installation d'une liaison 380 kV supplémentaire entre les postes de Zandvliet et Mercator et la création d'un poste 380 kV à Lillo :

- la phase 2 de BRABO concerne le tronçon « Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek » et comprend l'aménagement d'une nouvelle liaison 380 kV partant du poste 380 kV existant à Zandvliet et la construction d'un nouveau poste 380 kV à Lillo, sur la rive droite de l'Escaut. Cette nouvelle liaison traversera l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek et sera temporairement raccordée à la liaison 380 kV existante voisine entre Doel et Mercator ;
- la phase 3 de BRABO concerne le tronçon « Liefkenshoek–Mercator » et comprend la conversion de la liaison 150 kV existante en liaison 380 kV ;

Le déroulement des procédures d'autorisation jouera ici aussi un rôle déterminant, et les démarches suivantes ont déjà été entreprises ou sont programmées :

- à la suite de l'annulation du GRUP par le Conseil d'État le 29 juin 2011, Elia a entamé une procédure de plan-MER en 2012 ;
- le 3 février 2014, Elia a reçu la confirmation, via des directives supplémentaires du service MER, des tracés alternatifs à reprendre dans le dossier de plan-MER ;
- ensuite, le plan-MER définitif a été déposé. Ses conclusions sont attendues pour la fin janvier 2015 ;
- parallèlement au plan-MER, un rapport de sécurité (RS) a également été entamé. Ses conclusions sont attendues pour mars 2015 ;
- sur la base des conclusions du plan-MER et du RS, les autorités flamandes lanceront une nouvelle procédure GRUP. Elia espère en obtenir la fixation définitive au printemps 2016 ;
- parallèlement à la procédure GRUP, Elia introduira le dossier de project-MER, qui développe et analyse en détail le tracé retenu en fonction des conclusions du plan-MER ;
- dans une dernière phase, les dossiers du permis d'urbanisme, de la permission de voirie fédérale et de la déclaration d'utilité publique seront introduits auprès des autorités compétentes.

Toutes les autorisations nécessaires sont attendues d'ici à 2017. En fonction du tracé finalement retenu, Elia compte concrétiser la deuxième phase du projet BRABO dans le courant de 2019.

Avec l'abandon de projets concrets de production centralisée dans le port d'Anvers, l'urgence pour la troisième phase du projet BRABO dépendra beaucoup du scénario de production à Doel :

- dans un scénario appliquant la sortie du nucléaire, comme le prévoit actuellement la loi, Elia avance 2023 comme date visée. Celle-ci devrait être actualisée au cours des prochaines années en fonction de l'évolution des flux d'énergie internationaux, de la consommation et du parc de production dans la région ;
- si une prolongation de Doel 1 et Doel 2 conduit à un scénario avec plus de 2 GW de production sur le site de Doel, le projet BRABO devra être réalisé dans sa totalité pour permettre une augmentation de 1000 MW de la capacité d'importation. La réalisation de la troisième phase du projet BRABO sera possible au plus tôt à l'horizon 2020.

## 1.4 STEVIN

Le projet Stevin a pour objectif de renforcer le réseau électrique 380 kV par l'installation d'une nouvelle double liaison à haute tension 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge ainsi que la

construction d'un nouveau poste à haute tension à Zeebruges. La liaison doit assurer une capacité de transport électrique entre les deux sites de 3000 MVA.

Bien que ce projet ne soit pas en soi une interconnexion, sa mise en œuvre constitue une condition essentielle à la réalisation de l'interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni (projet NEMO). Il est donc pertinent de le mentionner dans le cadre de ce rapport. En outre, le projet STEVIN répond à un certain nombre d'autres besoins.<sup>5</sup>

Pendant la procédure d'obtention des autorisations, différentes alternatives ont été étudiées, le gouvernement flamand ayant finalement décidé qu'environ 10 km des 47 km de la liaison 380 kV seront aménagés en souterrain entre le parc industriel de Spie et Vivenkapelle.

Le lancement du projet, initialement prévu en 2014, a été retardé en raison des recours introduits contre le GRUP auprès du Conseil d'État et, dans la foulée, contre le permis d'urbanisme auprès du Raad voor Vergunningsbetwistingen (conseil flamand pour les contestations des autorisations). Entre-temps, Elia a trouvé des accords avec les différentes parties concernées. Les communes et particuliers ont par conséquent renoncé à leurs actions dans les procédures pendantes devant le Conseil d'État et le Raad voor Vergunningsbetwistingen. Les deux conseils en ont pris acte dans leurs arrêts. Par conséquent, il n'y a plus de procédures en cours.

Par ailleurs, étant donné que le permis d'urbanisme et les permis d'environnement nécessaires ont été obtenus, Elia prévoit le début des travaux pour la nouvelle liaison 380 kV au printemps 2015. Compte tenu d'un délai de réalisation d'environ trois ans, Elia compte avoir mis en service cette nouvelle liaison 380 kV pour 2018.

## 1.5 NEMO

Le projet NEMO concerne la réalisation d'une liaison de 1000 MW en courant continu par câble sous-marin bidirectionnel, Elia collaborant avec National Grid, le gestionnaire de réseau de transport au Royaume-Uni. La liaison sera établie entre Richborough au Royaume-Uni et le poste de « Gezelle » (Bruges) créé dans le cadre du projet Stevin.

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

Ce projet se trouve actuellement dans la phase préliminaire pour l'évaluation de la décision finale d'investissement qui est attendue au printemps 2015 dans l'hypothèse où la solution de référence pour l'implantation de la station de conversion HVDC (en tant qu'élément de l'interconnexion) et son raccordement au poste de « Gezelle » est ratifiée.

Après la décision d'investissement finale et l'attribution des contrats aux fournisseurs, Elia envisage le lancement des procédures d'obtention des permis pour la partie onshore du câble, des permis d'urbanisme pour les câbles et la station de conversion, du permis d'environnement pour les stations de conversion, de la déclaration d'utilité publique et de la permission de voirie.

---

<sup>5</sup> Le projet STEVIN permettra de transporter l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer vers la côte et ensuite à l'intérieur du pays. D'autre part, il permettra le raccordement d'unités de production décentralisées supplémentaires (énergie éolienne, photovoltaïque et autres sources d'énergie renouvelable) dans la région côtière. Enfin, il entraînera, par l'extension du réseau 380 kV, une amélioration considérable de l'approvisionnement électrique de la Flandre occidentale, permettant ainsi le développement économique du pôle de croissance stratégique que constitue la périphérie du port de Zeebruges.

Elle prévoit ensuite d'entamer les travaux en 2016 pour parvenir à une réception technique fin 2018 et une exploitation commerciale à partir de 2019. La réalisation du projet STEVIN est une condition nécessaire à l'intégration de NEMO et est en phase avec le planning du projet NEMO.

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

## **1.6 ALEGrO**

Le projet ALEGrO concerne la réalisation d'un câble souterrain bidirectionnel d'environ 1000 MW en courant continu qu'Elia développe en collaboration avec Amprion, le gestionnaire du réseau de transport allemand dans la région frontalière avec la Belgique. La liaison sera établie entre Oberzier en Allemagne et le nouveau poste 380 kV qui sera créé à Lixhe.

Le 20 novembre 2013, ce projet a été porté sur la liste des « projets d'intérêt commun » de la Commission européenne, soulignant son importance pour la communauté dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Elia a lancé en 2013 une procédure de révision partielle du plan de secteur en vue de l'intégration d'un périmètre de réservation pour la liaison en courant continu. L'étude des incidences sur l'environnement qui doit être réalisée dans le cadre de cette procédure a été soumise récemment au gouvernement wallon. Après publication de l'arrêté que ce dernier rendra à ce sujet, l'enquête publique pourra être entamée. Une adaptation définitive de la révision partielle du plan de secteur est attendue dans le courant de 2015. Les procédures d'adjudication européennes pour l'ingénierie et la réalisation du projet sont également en cours.

La fin de la phase de développement et l'évaluation correspondante avant le début de la phase de réalisation sont prévues actuellement pour fin 2015. Dans la suite du planning, Elia prévoit également de lancer en 2016 les procédures en vue de l'obtention du permis unique, des permissions de voirie et des déclarations d'utilité publique.

Compte tenu des autorisations à obtenir exposées ci-dessus, Elia compte pouvoir entreprendre les travaux en 2017 afin de parvenir à une exploitation commerciale début 2019

## **1.7 Frontière sud : Avelin - Horta**

En collaboration avec le gestionnaire de réseau de transport français RTE, Elia a conduit une étude bilatérale afin de définir la stratégie la plus indiquée pour renforcer la frontière sud. Ses résultats ont été validés au moyen d'études menées au niveau d'ENTSO-E dans le cadre du plan de développement de réseau européen le plus récent (TYNDP2014) et démontrent qu'un renforcement du goulet d'étranglement Avelin/Mastaing (FR) – Avelgem – Horta (Zotergem) du côté ouest constitue le fondement de cette stratégie dans le cadre des scénarios étudiés.

La solution la plus intéressante, d'un point de vue économique et technique, pour le renforcement de cet axe, consiste à remplacer les conducteurs existants par des conducteurs dits « à haute performance », qui seraient tirés jusqu'au nouveau poste Horta 380 kV, à proximité de Zomergem. Cela permettrait une augmentation de capacité à la frontière sud d'environ 1000 MW.

Elia a l'intention de conclure début 2015 un protocole d'accord avec RTE qui encadrera le planning du développement ultérieur de ce projet. Ce planning prévoit une évaluation du lancement de la phase de réalisation en 2017, avec une réalisation possible pour 2021.

Compte tenu de l'impact des facteurs de risque (les permis, le fait que l'exécution des travaux ait un impact sur les capacités) connus à l'heure actuelle, Elia se contente d'avancer la date de 2021 comme délai le plus favorable à ce stade du projet.

## **1.8 Interconnexion avec le Luxembourg**

Depuis 2009 et en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés du Luxembourg (CREOS), de la France (RTE) et de l'Allemagne (Amprion), Elia travaille à l'établissement d'une vision commune et aux études correspondantes en vue de renforcer l'intégration du réseau luxembourgeois avec celui des gestionnaires de réseau de transport voisins. Ces études ont démontré que le développement d'une interconnexion de 220 kV entre la Belgique et le Luxembourg était le scénario le plus approprié. Le 20 novembre 2013, ce projet a également été porté sur la liste des « projets d'intérêt commun » de la Commission européenne conformément au règlement n° 347/2013 du 17 avril 2013.

Ce scénario a été officialisé dans un protocole d'accord entre Elia et CREOS, qui a été signé par les parties le 25 juin 2013 et proposé aux deux régulateurs nationaux et aux deux ministres respectifs en charge de l'énergie. Le dernier accord nécessaire de Sotel Réseau et Cie et Sotel SC visant à mettre une partie de leurs assets à la disposition de CREOS dans le cadre de ce protocole d'accord a récemment été obtenu.

### *1.8.1 Phase 1 : installation d'un PST par CREOS*

Pour la fin 2015, un transformateur déphaseur (PST) sera installé par Creos dans le réseau luxembourgeois à hauteur du poste de Schiffflange (LU). Ce transformateur déphaseur demeurera néanmoins dans la zone de réglage belge jusqu'au 31 décembre 2020 au moins et sera géré par Elia.

Le transformateur déphaseur permet de contrôler les flux de transit entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne et d'exploiter ainsi une première interconnexion entre la Belgique (poste d'Aubange) et le Luxembourg (poste de Schiffflange) avec une capacité d'interconnexion visée de 300 à 400 MW maximum. Cette augmentation de la capacité dépendra des conditions du marché et du lieu de production de l'électricité. Cela sera en particulier possible dans les situations où le 220 kV entre Aubange et Moulaine représentait avant une limitation (par exemple, production d'électricité à partir du sud de l'Europe). Pour pouvoir utiliser aussi cette capacité dans la direction du Luxembourg vers la Belgique, les renforcements internes nécessaires doivent d'abord être réalisés dans le réseau luxembourgeois par Creos (prévus pour 2017).

Ce projet se situe dans sa phase de réalisation, Elia apportant pour sa part les adaptations nécessaires au poste d'Aubange afin de faciliter l'intégration du PST. La préparation de la commercialisation de la capacité d'interconnexion disponible entre les différents gestionnaires de réseaux de transport concernés est en cours.

### *1.8.2 Phase 2 : études supplémentaires*

Des études préliminaires ont démontré qu'une augmentation supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg n'était possible à terme que par la réalisation d'une liaison supplémentaire. La solution de référence actuelle prévoit en l'occurrence l'installation de deux câbles 220 kV entre les postes d'Aubange (BE) et de Bascharage (LU), avec l'installation éventuelle de transformateurs déphaseurs pour contrôler le flux total. De cette manière, la capacité d'interconnexion pourrait augmenter jusqu'à 700 MW. Ce scénario doit encore être confirmé par des études en cours.

En parallèle, Elia, Sotel Réseau et Cie et Creos étudient les synergies possibles, au sein de l'infrastructure existante, pour renforcer l'interconnexion 220 kV entre la France (Moulaine) et la Belgique (Aubange) via le Luxembourg.

## 1.9 Capacité d'importation simultanée

Tout comme les autres gestionnaires de réseau de transport, Elia tient compte d'une capacité d'importation simultanée, soit la capacité minimale qui peut être mise à la disposition du marché depuis le réseau belge en cas de conditions d'exploitation normale, c'est-à-dire aucune indisponibilité planifiée ou imprévue de l'infrastructure réseau (à la fois en Belgique et dans les pays voisins), et sans connaissance préalable des flux d'énergie. La capacité d'importation effectivement mise à disposition tient compte des connaissances des flux d'énergie et peut donc être supérieure à cette valeur minimum.

À l'heure actuelle, la capacité d'importation du réseau belge s'élève à 3500 MW en hiver et 3000 MW en été<sup>6</sup>. Les interconnexions planifiées permettront d'augmenter sensiblement les possibilités d'importation depuis les pays voisins avec un quasi-doublement de la capacité d'importation jusqu'à 6500 MW (quand le marché utilise les interconnexions dans la direction "importations vers la Belgique") entre aujourd'hui et 2019. Une plus grande capacité d'importation du réseau belge contribue à faciliter l'intégration du marché et l'augmentation correspondante de la convergence des prix de l'électricité sur les marchés spot, l'intégration de l'énergie renouvelable et la sécurité de l'approvisionnement.

Il faut toutefois souligner que l'utilisation complète d'un réseau qui permet aujourd'hui d'importer 3500 MW et jusqu'à 6500 MW d'énergie dans le futur implique que l'énergie correspondante soit disponible à l'étranger et que les flux d'énergie internationaux qui en résultent soient compatibles avec le réseau CWE. Plus spécifiquement :

- l'énergie doit être effectivement disponible à l'étranger et achetée par les acteurs du marché responsables afin de l'importer en Belgique. Elia ne peut bien entendu offrir aucune garantie en la matière et constate qu'il existe également des programmes de fermeture d'unités de production dans les pays limitrophes ;
- aucune congestion ne peut être engendrée dans les réseaux des pays voisins. Le risque de congestion se présente essentiellement pendant les pointes hivernales. Ces pointes hivernales vont en effet de pair avec des flux nord-sud en forte croissance au niveau CWE, qui peuvent être tels que des réductions coordonnées doivent être appliquées sur la capacité d'échange commercial entre les pays CWE afin d'éviter toute surcharge inadmissible sur certains éléments réseau. Dans la pratique, il s'agira d'une considération opérationnelle.

Les paragraphes suivants abordent plus en détail l'évolution de la capacité d'importation en fonction du développement des différentes interconnexions. En complément, des investissements ciblés dans des équipements de réglage sont nécessaires. L'utilisation d'une capacité d'importation supérieure par le marché implique en effet moins de production depuis des unités de production classique sur le réseau belge et, par conséquent, la nécessité de satisfaire à des critères en matière de tension et de stabilité du réseau via un autre moyen, à savoir des investissements ciblés dans des équipements de réglage.

### 1.9.1 Augmentation à 4500 MW après réalisation de la phase 1 du projet BRABO

Pour les scénarios étudiés avec une production maximale de 2 GW sur le site de Doel, la réalisation de la phase 1 du projet BRABO permet de faire passer la capacité d'importation du réseau belge à

---

<sup>6</sup> Ces valeurs de référence ex-ante correspondent à une limitation à la frontière nord belge étant donné que le merit order en Europe implique que la production intervient surtout au nord de la Belgique.

4500 MW en condition de répartition favorable des flux internationaux et moyennant une disponibilité complète du réseau belge.

Une étude interne a en outre indiqué qu'une capacité d'importation jusqu'à 4500 MW requiert un investissement dans des équipements de réglage spécifique afin de soutenir la tension (sinon trop faible) dans les régions de Bruxelles et du Hainaut. Ce soutien de la tension est concrétisé au moyen de l'installation de deux batteries de condensateurs de 75 Mvar dans les postes 150 kV de La Croyère (La Louvière) et de Chièvres.

Tant que les moyens de réglage nécessaires ne sont pas installés, les moyens de production nécessaires doivent être disponibles en Belgique pour pouvoir être appelés en soutien de la tension (« must runs » sur les unités centralisées classiques).

### *1.9.2 Robustesse de l'importation de 4500 MW via les interconnexions transfrontalières en CA*

La mesure dans laquelle l'on peut utiliser au mieux les possibilités d'importation sur des interconnexions transfrontalières en AC dépend notamment de l'orientation des flux d'énergie internationaux. Des renforcements des interconnexions transfrontalières en AC, notamment le renforcement de la frontière sud et le développement de l'interconnexion avec le Luxembourg, permettent de rendre plus robuste la capacité d'importation de 4500 MW par rapport à l'orientation de ces flux.

### *1.9.3 Augmentation jusqu'à 6500 MW après réalisation des projets NEMO et ALEGrO*

En plus des 4500 MW de capacité d'importation via les interconnexions transfrontalières en AC, NEMO et ALEGrO permettent de réaliser une capacité d'importation supplémentaire de 2000 MW quand le marché utilise ces interconnexions dans la direction importations vers la Belgique.

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

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

## **1.10 Conclusion**

La poursuite du développement du réseau de transport, en particulier des interconnexions avec les pays voisins, revêt une importance essentielle pour répondre aux défis énergétiques et Elia entend jouer un rôle proactif dans leur réalisation, comme l'atteste l'initiative qu'Elia a prise en 2014 d'introduire le Dynamic Line Rating sur les liaisons transfrontalières.

Les différentes interconnexions prévues feront augmenter considérablement les possibilités d'importation depuis les pays voisins, doublant pratiquement la capacité d'importation pour atteindre 6500 MW d'ici à 2019.

La justification des différentes interconnexions sur le plan technique et économique s'appuie sur la méthode « Cost-Benefit Analysis (CBA) » définie par ENTSO-E. L'ensemble des projets donne accès en l'occurrence à l'énergie la plus avantageuse sur le plan économique par le mécanisme de couplage de marché (optimisation du mix énergétique, intégration de sources d'énergie renouvelable à l'échelle de la région CWE, etc.).

L'horizon temporel de chaque projet est différent et les défis à relever sont également spécifiques. Les longues et pénibles procédures d'autorisation et de recours que subissent (ou risquent de subir)

les grands projets d'infrastructure constituent cependant une constante récurrente. En dépit de l'intérêt sociétal manifeste et de la désignation par la Commission européenne de certains projets comme étant des « projets d'intérêt commun » (PIC), leur mise en œuvre dépend de l'acceptation du public, de la rapidité de délivrance des permis et d'éventuelles procédures judiciaires entamées par les pouvoirs publics ou des citoyens. Elia estime que la réalisation de ces projets en temps opportun dépend en très grande partie de l'attention et du soutien que leur porteront les autorités concernées.

La possibilité d'augmenter à court terme, donc après la réalisation de la première phase du projet BRABO, la capacité d'importation de 3500 MW à 4500 MW dépend de la situation de production à Doel. Dans le cas où une prolongation de Doel 1 et Doel 2 conduirait à un scénario avec une production de plus de 2 GW sur le site de Doel, le projet BRABO devra être exécuté dans sa totalité (au plus tôt à l'horizon 2020) afin de permettre cette augmentation. Du point de vue du développement du réseau, une prolongation de Doel 1 & 2 a donc un impact potentiel sur l'urgence de la troisième phase du projet BRABO. Elia attend des acteurs concernés qu'ils apportent le plus vite possible des clarifications à propos de la situation de production future de Doel, afin qu'Elia puisse en tenir compte de manière optimale dans ses plans.

Enfin, il est important de constater que des programmes de fermeture d'unités de production sont également annoncés dans les pays voisins. L'hypothèse selon laquelle les acteurs de marché puissent importer aujourd'hui 3500 MW et à l'avenir jusqu'à 6500 MW d'énergie dans des configurations spécifiques depuis les pays voisins lors des pointes de consommation déterminantes pour la sécurité d'approvisionnement doit donc être validée au moyen d'une analyse du parc de production au niveau CWE. À cet égard, il faut opérer une distinction entre la contribution des interconnexions au fonctionnement général du marché et à la sécurité d'approvisionnement. D'une part, les acteurs de marché ont en permanence un accès plus vaste à d'autres marchés grâce à la grande interconnectivité du réseau belge à haute tension, ce qui contribue en permanence à une harmonisation et une convergence des prix européens de l'électricité et à l'unification du marché européen. D'autre part, en termes de sécurité d'approvisionnement, l'interconnectivité élevée implique que les acteurs de marché ont effectivement à disposition un réseau pour les importations renforcées vers la Belgique, mais les importations permanentes attendues ex-ante doivent être plutôt nuancées compte tenu des programmes de fermeture évoqués précédemment dans les pays voisins. Tout cela est déjà illustré dans les calculs des réserves stratégiques pour l'hiver 2015-2016 et les suivants, qui se fondent sur l'hypothèse d'importations ex-ante attendues de 2700 MW.

Bien que le marché de l'électricité revête une dimension européenne, cette situation illustre le manque de coordination au niveau européen en ce qui concerne l'évolution du parc de production. En effet, les États membres ont toujours la liberté de déterminer eux-mêmes leur mix énergétique et d'assurer leur propre sécurité d'approvisionnement. Dans le contexte du développement d'une capacité d'importation supplémentaire, le défi consiste donc à garantir une sécurité d'approvisionnement européenne, où les mesures des différents États membres sont harmonisées et ont le moins d'influence négative possible sur le fonctionnement du marché européen. Entre-temps, Elia confronte régulièrement l'hypothèse évoquée précédemment à la capacité d'importation qu'offre le réseau belge et en tient compte pour les analyses relatives à la sécurité d'approvisionnement, comme le dimensionnement des réserves stratégiques.

## 2 GESTION DE LA DEMANDE

### 2.1 Introduction

La gestion de la demande<sup>7</sup> joue un rôle de plus en plus important dans la réponse aux différents défis auxquels fait face depuis quelques années la gestion du système électrique.

Le nombre d'unités de productions décentralisées, souvent d'origine renouvelable comme le vent ou le soleil, a considérablement augmenté ces dernières années et continuera d'augmenter dans les années à venir. Ces productions sont généralement raccordées dans le réseau de distribution mais affectent également les réseaux de transport, que ce soit en termes de planification de réseau ou gestion opérationnelle :

- L'énergie produite, dépendante des conditions météorologiques, est non prévisible et présente une grande variabilité. Compte tenu que les possibilités de modulation de la puissance produite par ces unités sont limitées ou inexistantes, celles-ci contribuent, en combinaison avec une part importante de production peu flexible<sup>8</sup> installée en Belgique, à une augmentation des besoins de flexibilité (à la hausse et à la baisse) de la zone de réglage belge;
- En présence d'énergie d'origine renouvelable, le besoin en énergie provenant des centrales de production classiques au gaz diminue. La diminution croissante des heures d'utilisation de ces centrales qui en résulte, diminue la rentabilité de ces dernières, menant à une augmentation de leurs fermetures temporaires ou définitives et mettant ainsi en péril la sécurité d'approvisionnement du pays.

En vue de pallier les déséquilibres de la zone de réglage, Elia travaille depuis quelques années sur plusieurs axes tels que l'amélioration des incitants à l'équilibre et la recherche de nouvelles sources de flexibilité dont notamment la demande.

En outre, pour pallier le risque lié à la pénurie d'électricité, suite à la mise en place début 2014 par le Ministre de l'énergie d'un cadre légal instaurant la réserve stratégique, et conformément à l'article 7quater de la loi électricité, Elia a reçu l'instruction via les arrêtés Ministériels du 3 avril 2014 du 16 juillet 2014 ainsi que l'arrêté ministériel du 15 janvier 2015 de constituer une réserve stratégique pour les Périodes Hivernales 2014-15, 2015-16 ainsi que 2016-17.

Le présent chapitre se subdivise en deux parties :

- La première partie présente les produits via lesquels la demande peut participer aux services de soutien au réseau ou « services auxiliaires ». Les principales évolutions de produit prévues y sont décrites ainsi que les volumes contractés pour l'année 2015.
- La seconde partie concerne la participation de la demande à la réserve stratégique. Les volumes contractés pour la période hivernale 2014-2015 ainsi que les principales évolutions du produit consacré à la participation de la demande pour la période hivernale 2015-2016 y sont renseignés.

### 2.2 Participation de la demande dans le marché de l'énergie

Bien que non directement observable, la participation de la demande au marché de l'énergie se développe :

- via un accès direct au marché de gros d'industriels devenus BRP et qui y participent dès lors à ce titre ;

---

<sup>7</sup> La notion de demande englobe la consommation et la production décentralisée non coordonnée.

<sup>8</sup> Les centrales nucléaires par exemple

- via un accès indirect : grâce à des contrats commerciaux conclus entre les fournisseurs et leurs clients, directement ou par l'intermédiaire d'une tierce partie (l'agrégateur) qui offre de manière agréée de la flexibilité à des fins d'optimisation du portefeuille du BRP associé.

Ces collaborations entre acteurs de marché et leurs clients sont d'une importance majeure pour assurer la participation de la demande au marché de l'énergie et de l'équilibrage. Le volume que représentent ces contrats ne peut toutefois pas être estimé directement par Elia étant donné leur caractère commercial et confidentiel.

Il est primordial de promouvoir et soutenir ces collaborations qui constituent des moyens efficaces de participation de la demande au marché de l'énergie et de l'équilibrage, en particulier pour les ressources décentralisées. Elia encourage ce développement en adoptant pour le balancing une approche (appelée le balancing réactif) fondée sur les signaux de prix et la réaction du marché<sup>9</sup>, veillant ainsi à garder à un niveau raisonnable les réserves<sup>10</sup>.

Le 4 février 2014, la bourse Belge de l'électricité a introduit le concept de « produits intelligents » qui permettront aux acteurs de marché d'introduire des ordres qui ne seront exécutés qu'ensemble. Cette innovation permet de prendre en compte dans les marchés SPOT des contraintes techniques des acteurs (producteurs comme consommateurs) et offrent ainsi de nouvelles opportunités à la demande. Un industriel flexible peut par exemple grâce à ce système décider que si les prix dépassent un certain seuil, il est prêt à revendre l'électricité dont il dispose via ses contrats de fourniture et qu'il prévoyait de consommer en arrêtant ses installations pendant quelques heures consécutives.

## 2.3 Participation de la demande aux services auxiliaires

### 2.3.1 Aperçu général

Ces dernières années, Elia a fait évoluer ses produits de services auxiliaires afin de diversifier les ressources qui les fournissent. En particulier, de nouveaux produits spécifiquement destinés à faciliter la participation de la demande ont été créés en collaboration avec les acteurs concernés. La part de réserves contractées via ces produits a ainsi sensiblement augmenté depuis 2012.

Le tableau qui suit renseigne l'évolution de la répartition des volumes de services auxiliaires contractés à partir de produits spécifiques pour la demande entre 2011 et 2014.

Services auxiliaires					
Volumes contractés [MW]	2011	2012	2013	2014	2015
○ total	903	896	892	883	884
○ issu de la demande <sup>11</sup>	261	261	276.25	324.5	between 321 and 342 MW

<sup>9</sup> Via un tarif de déséquilibre de type single marginal pricing (depuis 2012) qui incite les acteurs à s'équilibrer et à aider à l'équilibrage global de la zone en temps réel.

<sup>10</sup> Réserves qui sont, par essence, des capacités « retirées » du marché de l'énergie.

<sup>11</sup> Symmetrical equivalent volume

Il est important de distinguer :

- les volumes de réserve nécessaires, déterminés selon une méthode proposée par Elia et approuvée par la CREG conformément à l'article 233 du Règlement Technique fédéral
- les volumes offerts par les candidats fournisseurs de service de flexibilité, soumis à une pré-qualification
- les volumes sélectionnés (et contractés) correspondant à un optimum technico-économique issu d'une mise en concurrence de certains produits de demande et/ou production.

Ainsi, pour 2015, les besoins en volumes de services auxiliaires établis par Elia et approuvés par la CREG correspondent à :

- pour la réserve primaire : 83 MW (participation de la demande via le produit R1 load - voir § 2.3.2)
- pour la réserve secondaire : 140 MW
- pour la réserve tertiaire : 661 MW dont un volume de 400 MW constitué d'une combinaison de maximum 400 MW via des unités de production (R3 prod) et de maximum 100 MW via de la demande (produit R3DP – voir §2.3.4) et dont un volume de 261 MW via clients interruptibles (produit ICH - voir § 2.3.3).

Les volumes offerts et sélectionnés correspondants sont présentés dans les sections qui suivent.

### 2.3.2 Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 load)

Les déséquilibres instantanés entre production et consommation impactent le niveau de la fréquence (égale à 50 Hz en l'absence de déséquilibre). Pour éviter que le réseau ne devienne instable, un réglage permanent de la fréquence doit être réalisé. Le réglage primaire, activé de manière automatique, répond à ce besoin et permet de maintenir la fréquence dans la fourchette requise par ENTSO-E.

En 2013, Elia a mis en place un produit R1 taillé sur mesure (R1 load) pour des sites industriels désireux de fournir de la réserve primaire sur une période de un an. L'activation de la réserve R1 load -qui correspond à une diminution de la puissance prélevée- ne survient qu'à partir d'une chute de fréquence supérieure à 100 mHz<sup>12</sup>. Pour couvrir toute la gamme de déviations de fréquence prévue par la Policy 1 d'ENTSO-E c.-à-d. [-200 mHz, +200 mHz], ce produit R1 load s'accompagne dès lors d'une série d'autres produits R1 complémentaires<sup>13</sup>.

En 2014, l'appel d'offres de réserve primaire prévoyait un volume maximum de R1 load pouvant atteindre jusqu'à 50% du volume de réglage à la hausse (R1 up). L'optimum technico-économique de cet appel d'offres a mené à une contractualisation d'un volume R1 load correspondant à environ 30% du volume total R1 up.

Volume [MW]	2014	2015
- R1 total nécessaire	82	83
- R1 load offert	85	Enchère mensuelle
- R1 load contracté	27	

<sup>12</sup> L'activation de R1 load est totale lorsque la déviation de fréquence atteint -200 mHz et varie linéairement sur l'intervalle [-200 mHz, -100 mHz].

<sup>13</sup> Il s'agit d'un produit R1 symétrique (R1 sym 100mHz) fourni à partir de centrales de production thermiques pour une fréquence située entre 49,9 Hz et 50,1 Hz ainsi qu'un R1 asymétrique (R1 down) pour les augmentations de fréquence supérieures à 50,1 Hz fourni par exemple à partir d'unités de production nucléaire.

En 2014, Elia a commencé, avec le support de la CREG, à contracter une partie du volume de réserve primaire R1 symétrique (R1sym 100mHz) sur base mensuelle. En concertation avec les stakeholders concernés<sup>14</sup> et avec l'accord de la CREG, il a été décidé d'acheter la totalité des produits R1 (& R2) à court terme, y compris le produit R1 load. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, Elia achète donc les volumes R1 load mensuellement via la plateforme STAR (Short-Term Auctioning of Reserves).

Cette évolution a pour but d'augmenter la liquidité de ce marché : en particulier, elle permet aux industriels fournissant de la réserve R1 load de s'engager sur une période plus courte (mensuelle versus annuelle), fonction de leurs contraintes industrielles.

### 2.3.3 Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (ICH)

Le produit d'Interruptibilité est caractérisé par une capacité moyenne disponible sur l'année; un nombre d'activations limité (4 ou 8 par an) et une durée de maximum 8h par activation. Lorsqu'il est activé, le fournisseur d'Interruptibilité doit diminuer sa consommation en-dessous d'un seuil contractuellement fixé -endéans un délai de 3 minutes. De par ses spécificités, ce produit est surtout indiqué pour pallier de grands déséquilibres (déficit de production) dans la zone de réglage Elia.

Lors d'une activation, l'impact de cette dernière sur le périmètre d'équilibre du BRP ainsi que sur la rémunération du fournisseur est neutralisé à travers une adaptation des données de comptage pendant la durée de l'activation. Cette particularité en fait produit exclusivement destiné aux utilisateurs de réseau Elia.

La réserve tertiaire à partir de charges industrielles interruptibles (ICH) existe depuis plusieurs années et couvre environ 260 MW sur un total de 660 MW de réserve tertiaire (R3). Aucune modification n'a été apportée à ce produit pour la période contractuelle 2015.

Volume [MW]	2014	2015
- R3 total nécessaire	661	661
- R3 ICH offert	331	359
- R3 ICH contracté	261	261

Le produit d'Interruptibilité est relativement stable : la mise en place d'enchères mensuelles pour R1 load d'une part et de la réserve stratégique (produit SDR - voir §2.4) d'autre part n'a pas conduit à une diminution des volumes offerts pour l'année 2015.

Compte tenu du recouvrement des périodes contractuelles allant du 1/1 au 31/12 pour le produit ICH et du 1/11 au 31/3 de l'année qui suit pour le produit SDR d'une part et des volumes offerts d'autre part, un volume supplémentaire de réserve ICH a été contracté. On se référera au §2.4.3 pour plus d'informations.

### 2.3.4 Réserve tertiaire fournie à partir des services d'ajustement de profil (R3DP)

Né des réflexions menées avec le support de la CREG à partir de 2012 et d'un travail de concertation avec les acteurs concernés en 2013, le produit R3 Dynamic Profile (R3DP) a été introduit par Elia en 2014 pour capter le potentiel flexible situé dans les réseaux de distribution.

<sup>14</sup> Consultations de mars et avril 2014.

Ce produit permet autant aux utilisateurs raccordés au réseau de transport qu'aux sources d'énergie décentralisées<sup>15</sup> raccordées au réseau de distribution de participer aux services auxiliaires, par l'intermédiaire d'un tiers qui agrège plusieurs utilisateurs du réseau (l'agrégateur) ou directement au titre d'utilisateur du réseau.

Le produit R3DP est caractérisé par une disponibilité de 100%, un nombre maximum de 40 activations par an et une durée maximum de 2 heures par activation. Lorsqu'il est activé, le fournisseur du produit R3DP doit diminuer sa consommation d'une valeur contractuellement fixée - en-dehors d'un délai de 15 minutes suivant le démarrage de l'activation.

Lors d'une activation, le périmètre d'équilibre du BRP n'est pas corrigé avec l'énergie effectivement activée (i.e. effacée). L'énergie non consommée (et dès lors non payée) par le consommateur effacé, mais malgré tout produite pour assurer l'équilibre du système, est automatiquement réglée au BRP au prix marginal temps réel de l'électricité (via le tarif de déséquilibre). Ce système permet de répondre de façon simple et pragmatique aux questions complexes que soulèvent :

- d'une part, l'impact d'une activation sur le périmètre du/des responsable(s) d'équilibre en l'absence de nominations et
- d'autre part, la rémunération de l'énergie délivrée par le(s) fournisseur(s) des utilisateurs de réseau impliqués.

Ce système est acceptable à certaines conditions telles qu'une durée d'activation courte, un volume limité par rapport aux autres moyens d'équilibrage et enfin, une activation en fin de merit order.

La participation des points d'accès connectés au réseau de distribution dépend de prérequis contractuels et techniques fixés par le gestionnaire de réseau de distribution. En pratique, les points d'accès concernés sont soumis à une procédure de pré-qualification. Le volume total pré-qualifié par les gestionnaires de réseau de distribution pour une participation en 2015 correspond à un volume d'environ 360 MW.

Pour rappel, le volume de réserve tertiaire nécessaire (hors ICH) correspond à un volume de 400 MW constitué d'une combinaison de maximum 400 MW via des unités de production (R3 prod) et d'un volume maximum via de la demande (R3DP). Suite aux tests d'activation réalisés en février 2014<sup>16</sup> avec l'accord de la CREG et aux discussions avec les acteurs concernés qui ont suivis, il a été décidé d'augmenter la part maximum de réserve tertiaire pouvant être contractée en 2015 au départ de R3DP (anciennement de 50MW) à 100 MW.

Pour 2015, la sélection optimale du point de vue économique a conduit à retenir un volume respectif de 60 MW pour R3DP et 340 MW pour R3Prod.

Volume [MW]	2014	2015
- R3 total nécessaire (hors ICH)	400	400
- R3DP maximum	50	100
- R3DP offert	112	155
- R3DP contracté	50	60

<sup>15</sup> Par sources d'énergie décentralisées, il faut comprendre les unités de production, du stockage et de la demande raccordées au réseau de distribution.

<sup>16</sup> Plus précisément le 13 février 2014 de 11h30 à 12h et le 25 février 2014 de 18h15 à 18h45

On remarque que le produit R3DP est relativement stable : la mise en place d'enchères mensuelles pour R1 load d'une part et de la réserve stratégique (produit SDR - voir §2.4) d'autre part n'a pas affecté les volumes offerts pour l'année 2015.

Compte tenu du recouvrement des périodes contractuelles allant du 1/1 au 31/12 pour le produit R3DP et du 1/11 au 31/3 de l'année qui suit pour le produit SDR d'une part et des volumes offerts d'autre part, un volume supplémentaire de réserve R3DP a été contracté. On se référera au §2.4.3. pour plus d'informations.

En 2015, les évolutions relatives au produit R3DP prévues concernent principalement :

- la mise en place d'une communication d'information plus précise vers les BRPs dont le portefeuille est impacté par une activation, dans les 15 minutes suivant celle-ci ;
- une harmonisation du processus de pré-qualification des points d'accès localisés dans les réseaux de distribution.

En 2016, les évolutions complémentaires suivantes sont par ailleurs envisagées :

- la possibilité d'acheter des volumes R3DP sur base mensuelle, permettant aux acteurs de marché concernés de s'engager sur une période plus courte et dès lors de fournir un volume R3DP variable en fonction du moment de l'année ; cette évolution est en cours d'analyse et de discussion avec le marché ;
- la procédure de pré-qualification (évoquée au §2.3.1) des points d'accès connectés au réseau de distribution est améliorée. Cette amélioration consiste en une subdivision de la procédure en deux parties distinctes : (1) un contrôle de la conformité des installations sur base du contrat de raccordement de l'utilisateur de réseau (Connection Contract Check), prérequis nécessaire à (2) une analyse (Net Flex Study) ayant pour but de vérifier l'impact potentiel sur l'exploitation du réseau d'une activation simultanée de plusieurs charges.

Ces évolutions ont fait l'objet de consultation avec la CREG et les stakeholders concernés dès 2014.

### *2.3.5 Puissance de réglage tertiaire non réservée - Offres libres à partir d'une unité de production agrégée*

Conformément aux règlements en vigueur, les BRP responsables du suivi de l'injection des unités de production couvertes par un contrat CIPU<sup>17</sup> offrent quotidiennement les volumes disponibles à la hausse et à la baisse de leurs unités de production.

En 2012, Elia a introduit le concept d'unité de production agrégée, permettant aux BRP signataires d'un contrat CIPU d'offrir la puissance de réglage disponible sur un ensemble agrégé d'unités de production décentralisées ou de charges de leur portefeuille sous forme d'une unité de production fictive appelé « Aggregated Power Plant ».

Depuis l'été 2012, environ 100 MW de production éolienne répartie en réseau de distribution sont agrégés et régulièrement offerts par leur BRP à Elia.

En avril 2014, un second acteur a créé une APP avec un volume plus réduit (4.5 MW) afin de gagner en expérience et offrir en 2015 un volume plus important de puissance produite aussi bien à partir d'éoliennes que d'unités de cogénération situées en réseau de distribution. Les discussions ayant eu cours en 2014 avec d'autres parties concernant des puissances plus conséquentes n'ont pas donné lieu à de volumes supplémentaires pour diverses raisons (tant administratives que techniques). Un nouvel acteur s'est toutefois manifesté et pourrait offrir en 2015 un volume de l'ordre de 200 MW de production éolienne.

---

<sup>17</sup> Contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production

## 2.4 Participation de la demande à la réserve stratégique pour l'hiver 2014-2015 et évolutions prévues pour l'hiver 2015-2016

### 2.4.1 Introduction

La Loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été modifiée par la loi du 26 mars 2014 par l'introduction d'un mécanisme de « réserve stratégique » visant à assurer un niveau déterminé de sécurité d'approvisionnement pendant les Périodes Hivernales<sup>18</sup>.

Cette réserve s'inscrit dans le plan du gouvernement lancé en 2013 pour accompagner les fermetures des centrales et garantir la sécurité d'approvisionnement électrique de la zone de réglage belge à court, moyen et long terme.

Cette réserve est activée dans le cas où un risque non négligeable de «Déficit Structurel de la Zone» est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d'utilisateurs de réseau. Il s'agit par ailleurs de préserver les Réserves de Balancing (ou Services Auxiliaires) constituées pour pallier des déséquilibres quart-horaires soudains ou résiduels de la zone de réglage, et dès lors principalement différentes de la réserve stratégique.

Dans ce contexte, Elia s'est vue confier une nouvelle mission consistant entre autres à définir la procédure de constitution de la réserve stratégique ainsi que les règles de fonctionnement de celle-ci. La loi précise que la demande<sup>19</sup> (hors moyen de production) peut également participer à la réserve stratégique.

Dans le cadre de l'élaboration des règles de fonctionnement de la réserve stratégique et après approbation par la CREG, Elia a établi, en cas de pénurie avérée, des niveaux tarifaires visant à inciter les acteurs de marché (i.e. les BRP) à tout mettre en œuvre pour éviter que ces situations ne se produisent et notamment recourir à la flexibilité provenant de la demande située dans leur portefeuille. Elia n'est toutefois pas en mesure d'évaluer les éventuelles actions auxquelles cet incitant a donné lieu, compte tenu de la nature confidentielle des contrats éventuels correspondants d'une part et du fait que les situations visées par ces incitants ne se sont pas produites d'autre part.

### 2.4.2 Réserve stratégique à partir de la demande pour la période hivernale 2014-2015

Afin de permettre la participation de la demande à la réserve stratégique, Elia a développé le produit spécifique appelé « Strategic Demand Reserve ou SDR ». Les modalités de la procédure conduisant à l'attribution d'un contrat ainsi que les spécificités du produit SDR ont été établies après consultation des acteurs du marché. Le but poursuivi est de maximiser les volumes de flexibilité offerts, tout en tenant compte des contraintes techniques des potentiels fournisseurs et du laps de temps extrêmement court pour l'implémentation effective du service aussi bien pour Elia que pour les potentiels fournisseurs de ce dernier.

Les caractéristiques principales du produit SDR sont les suivantes :

- La SDR est mise à disposition d'Elia à partir de prélèvements dont le point d'accès est connecté au réseau Elia, par l'intermédiaire d'un tiers qui agrège plusieurs utilisateurs du réseau (l'agrégateur) ou directement au titre d'utilisateur du réseau.
- Bien que dénommée « réserve », la SDR ne consiste pas à mettre à disposition d'Elia un volume de puissance constant garanti. Cela reviendrait à inciter le fournisseur de SDR à maintenir un haut niveau de consommation, et donc potentiellement à aggraver le risque lié à la sécurité d'approvisionnement. En revanche, le fournisseur de SDR doit, à la demande d'Elia, diminuer le niveau global de sa consommation (agrégée ou non) sous un seuil fixé contractuellement.

---

<sup>18</sup> Périodes définies dans la loi comme période allant du 1er novembre au 31 mars inclus.

<sup>19</sup> L'article 7 quinquies §2,1° « tout utilisateur de réseau de transport ou de distribution, individuellement ou manière agrégée »

Dans cet esprit, aucune pénalité n'est appliquée si le contrôle de disponibilité du produit renseigne un niveau de consommation inférieur à la puissance contractuellement définie. Dès lors, pour assurer l'efficacité du produit c.-à-d. contribuer à réduire le risque de sécurité d'approvisionnement, une procédure de certification a été mise en place : il s'agit de vérifier, sur base des données historiques, que la consommation globale (agrégée ou non) est caractérisée par une probabilité de consommation élevée pendant l'hiver et particulièrement pendant les périodes critiques.

- Deux variantes du produit (SDR\_4 et SDR\_12) existent et présentent les différences suivantes :
  - le nombre maximum d'activations par période hivernale (respectivement 40 et 20) ;
  - la durée maximum par activation (respectivement 4h et 12h) ;
  - la durée minimum entre deux activations successives (respectivement 4h et 12h) ;
  - la durée cumulée totale de l'ensemble des activations d'une période hivernale ne dépassant pas 130 heures.
- Afin de capter le maximum de volume flexible, la participation d'un même point d'accès à différents produits dédiés à la demande a été autorisée en accord avec la CREG. Cette combinaison est toutefois soumise à une série de conditions qui visent à éviter qu'une même capacité (un même MW) ne soit réservée pour deux finalités différentes.

En vue de stimuler la participation de la demande, la procédure de constitution de la réserve stratégique a fixé un volume minimum de SDR pour la période hivernale 2014-15 de 50MW<sup>20</sup>. Le tableau ci-après renseigne le volume offert et contracté pour la période hivernale 2014-2015.

Volume [MW]	2014-2015
- SDR min. nécessaire	50
- SDR offert	97
- SDR contracté	97

Pour ne pas limiter la participation de la SDR à une partie du volume fixé par le Ministre, un système de pondération pour tout le volume de réserve stratégique devant être contracté a été élaboré pour une mise en concurrence des volumes SDR et SGR (« Strategic Generation Reserve »).

#### 2.4.3 Volumes supplémentaires exceptionnels de réserve tertiaire (ICH et R3DP)

Compte tenu des volumes offerts pour les produits ICH et R3DP pour l'année 2015 et du contexte de possible pénurie d'électricité pendant l'hiver 2014-2015 aggravé par l'absence des groupes nucléaires Doel 3 et Tihange 2, Elia a informé le Ministre et la CREG de la possibilité de contracter un volume supplémentaire de services auxiliaires (ICH et R3DP).

La fourniture de services auxiliaires via les produits de demande R3DP et ICH sont contractés annuellement, pour une période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015 tandis que la fourniture de réserve stratégique (SDR) couvre quant à elle la période hivernale s'étendant du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 mars 2015.

- A la demande du Ministre, Elia a dès lors demandé aux différents fournisseurs la possibilité
- d'une part, d'offrir pour la période allant du 1/1 au 31/3/2015 les volumes R3DP et ICH non sélectionnés pour 2015 et
  - d'autre part, d'avancer au 1/11/2014 les volumes R3DP et ICH sélectionnés pour l'année 2015

<sup>20</sup> 50 MW ou le maximum du volume total de SDR offert si ce dernier est inférieur à 50 MW

en vue de contracter -à titre exceptionnel- un volume additionnel aussi grand que possible, sachant que le coût des offres correspondantes reste soumis à l'évaluation et approbation de la CREG.

Volumes supplémentaires [MW]	nov - dec 2014	jan-mars 2015
ICH	63.9 (peak)	78.6 (peak)
	120 (offpeak)	141.9 (offpeak)
	112.6 (weekend)	134.6 (weekend)
R3DP <sup>21</sup>	68.9 (peak)	95.4 (peak)
	68.9 (offpeak)	102.4 (offpeak)

#### 2.4.4 Réserve stratégique à partir de la demande pour la période hivernale 2015-2016

En 2014, Elia a mené une large consultation auprès de ses stakeholders par l'intermédiaire de Task Force et de réunions bilatérales pour recueillir le retour d'expérience des acteurs de marché et faire évoluer le produit SDR de manière la plus adéquate possible pour la période hivernale 2015-2016.

Les principales évolutions prévues pour l'hiver 2015-2016 sont résumées ci-après. Elles viennent en sus des caractéristiques énoncées ci-dessus.

- Afin de capter le potentiel de flexibilité situé dans les réseaux de distribution, la SDR peut également être mise à disposition d'Elia à partir de prélèvements dont le point d'accès est connecté au réseau de distribution, par l'intermédiaire d'un tiers qui agrège plusieurs utilisateurs du réseau (l'agrégateur) ou directement au titre d'utilisateur du réseau.
- Pour répondre aux différentes contraintes techniques rencontrées par les utilisateurs du réseau, les modalités d'effacement ont évolué afin de proposer deux types de produit pour la SDR offerte à partir d'un point d'accès connecté au réseau Elia :
  - SDR DROP BY : le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire sa consommation d'un volume contractuellement fixé ;
  - SDR DROP TO : le fournisseur SDR s'engage, en cas d'activation, à réduire sa consommation jusqu'à un niveau contractuellement fixé.

Pour la SDR offerte à partir d'un point d'accès connecté au réseau de distribution, seul le produit SDR DROP BY est possible dans la mesure où les stakeholders concernés n'ont pas exprimé d'intérêt pour le mode d'effacement de type DROP TO.

- Aux caractéristiques des produits SDR\_4 et SDR\_12 s'ajoute le cap mensuel suivant :
  - une durée cumulée des activations de maximum 60 heures sur une fenêtre glissante de 30 jours.
- Enfin, afin de permettre à un utilisateur de réseau d'offrir de la réserve SDR de manière isolée sur un de ses processus, Elia met en place des solutions de sous-comptage (ou submetering). Le sous-comptage fait référence aux comptages situés dans les installations de l'utilisateur de réseau, au-delà du (des) compteur(s) de tête qui permet(tent) la mesure du prélèvement de puissance 1/4h en un point d'accès. Ce développement fait suite à une demande de l'ensemble des stakeholders, et doit permettre de dégager des volumes de flexibilité supplémentaires et inexploités jusqu'ici.

<sup>21</sup> Volume dépendant de l'implémentation technique

Les solutions de sous-comptage s'appliquent dans un premier temps exclusivement aux points d'accès connectés au réseau Elia (incluant les Réseaux Fermés de distribution directement raccordés au réseau Elia). Les gestionnaires de réseaux de distribution examinent en parallèle les possibilités de sous-comptage propres à leurs réseaux pour la période hivernale suivante.

L'activation de SDR directement fournie au départ de points d'accès connectés au réseau Elia fait l'objet d'une neutralisation du périmètre du BRP (comme dans le cas du produit ICH). En l'absence de nominations et pour des raisons pragmatiques d'implémentation, l'activation de SDR fournie au départ de points d'accès connectés au réseau de distribution ou au départ de sous-comptage ne donne lieu à aucune correction du périmètre d'équilibre du BRP (comme dans le cas du produit R3DP).

## 2.5 Conclusions

La participation de la demande dans les produits de services auxiliaires, mais également dans les marchés de l'énergie et de balancing, continue à augmenter grâce à des évolutions de design de marché, au développement permanent de nouveaux produits et l'émergence de nouveaux acteurs.

Concrètement, parmi les évolutions qui ont eu lieu en 2014 ou sont prévues à partir de 2015/2016 dans le but de faciliter et développer le segment spécifique lié à la demande, on peut citer :

- L'introduction par Belpex de produits intelligents permettant de tenir en compte des contraintes techniques des industriels ;
- L'introduction du mécanisme de réserve stratégique et en particulier de produits spécifiques à la demande :
  - différents types de produits SDR (DROP BY et DROP TO) décliné chacun en deux variantes (SDR\_4 et SDR\_12) permettant de couvrir en partie les contraintes industrielles ;
  - un produit SDR DSO permettant la participation de la demande située en réseau de distribution ;
  - la possibilité de combiner, à certaines conditions, la participation à la réserve stratégique et aux services auxiliaires ;
  - l'instauration d'un volume minimum de réserve stratégique réservé à la demande ;
  - la mise en concurrence via un système de pondération des volumes SDR et SGR pour tout le volume de réserve stratégique devant être contracté ;
  - le développement de solutions de sous-comptage permettant à un industriel d'offrir de la réserve SDR de manière isolée sur un de ses processus.
- Le passage à une contractualisation court terme de la réserve primaire/secondaire permettant un engagement des industriels limité à une période d'un mois ;
- Une amélioration et harmonisation des processus opérationnels pour le produit R3DP permettant une plus grande transparence ;
- L'augmentation du volume de services auxiliaires (et en particulier R3DP) pouvant être couvert par la demande.

Notons que les volumes offerts pour les services auxiliaires à partir de la demande (ICH et R3DP) n'ont pas été à ce jour affectés par l'introduction d'un produit de réserve stratégique destiné à la demande. Les volumes offerts pour la SDR en 14-15 semblent donc effectivement provenir de nouvelle flexibilité non exploitée jusque-là.

Rappelons également que de bons incitants tarifaires constituent un moyen simple et puissant pour mobiliser une grande partie de la flexibilité, notamment à travers les contrats de fourniture. Il semble notamment que le risque d'atteindre un prix de déséquilibre 4500€/MWh sur les heures d'activation de la réserve stratégique a encouragé le développement de contrats de flexibilité entre consommateurs et fournisseurs/ ARPs pour l'hiver 14-15 (dans des proportions qu'il est difficile de chiffrer).

Les questions que soulève l'intégration de la demande dans le marché sont complexes et diverses. Elles concernent autant le volet principal qu'opérationnel. Parmi les challenges et points de discussion actuels, on peut citer :

- comment encourager la demande à participer au marché de gros sans mécanisme spécifique de réservation de capacité – et comment estimer cette participation ?
- le besoin de clarification des rôles de marché et des interactions entre acteurs de marché (l'agrégateur qui rassemble sous une même offre différents moyens de flexibilité dispersés, représente typiquement un nouvel acteur de marché par exemple) ;
- la gestion adéquate de l'impact sur le périmètre d'un BRP lors d'une activation d'un produit de flexibilité ainsi que la rémunération de l'énergie délivré par le(s) fournisseur(s) et ce, selon le segment de flexibilité visé ;
- le besoin d'un accord sur le contenu de l'information à échanger ainsi que le moment où cette information est nécessaire pour effectuer les transactions de flexibilité (il s'agit d'éviter qu'un BRP prenne action pour contrer un déséquilibre dans son périmètre alors que celui-ci est la conséquence d'une activation d'Elia par exemple) ;
- la complexité d'implémentation liée à la multitude d'acteurs concernés, en ce y compris les problèmes d'adéquation entre les besoins d'une part et les solutions possibles (contraintes techniques individuelles) d'autre part ;
- la gestion de l'impact sur l'exploitation des réseaux d'un appel à la flexibilité.

Un développement pragmatique et progressif basé sur le retour d'expérience et la consultation du marché est indispensable, non seulement pour traiter correctement les différentes questions complexes relevées ci-dessus, mais également pour permettre aux utilisateurs de réseau d'une part de comprendre et évaluer le bénéfice de leur participation au marché de l'énergie et nouveaux produits et d'autre part de s'adapter (contractuellement et opérationnellement) aux évolutions proposées.