

**Rapport sur l'avancement du développement de la  
capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande  
4 juillet 2014**

## CONTEXTE

Elia System Operator (« Elia ») a été informée le 18 juillet 2013 des décisions que le gouvernement fédéral a prises, lors du cabinet ministériel restreint du 5 juillet 2013, en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique en Belgique. Le gouvernement 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. Dans ce deuxième rapport, Elia souhaite donner un nouvel état de la situation.

Elia partage pleinement les inquiétudes exprimées quant à la sécurité d'approvisionnement, en particulier à la suite des annonces de fermeture partielle ou définitive d'unités de production classiques (énergies fossile et nucléaire) en Belgique. Il reste donc d'une importance primordiale de disposer d'un parc de production national suffisamment étendu et fiable. À cet égard, les développements de la gestion de la demande et de la capacité d'interconnexion doivent être considérés comme des éléments clés d'un marché de l'électricité performant plutôt que comme un complément ou un substitut à une capacité de production ancrée au niveau national.

Pour la prochaine période hivernale 2014-2015, Elia travaille, en concertation avec les autorités publiques, à un programme ambitieux intitulé « Be.Ready ». Il a pour objectif d'étudier toutes les initiatives possibles d'Elia ou d'acteurs externes afin d'assurer au maximum la sécurité d'approvisionnement. Il va de soi que le développement de la capacité d'interconnexion et l'intégration de la gestion de la demande sont étroitement liés à ce programme.

Quoi qu'il en soit, Elia est déjà très active sur les deux fronts, des barrières sont levées et de nouvelles collaborations engagées. 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.

## TABLE DES MATIÈRES

1	Développements de la capacité d'interconnexion .....	4
1.1	Tableau récapitulatif .....	4
1.2	Frontière nord .....	5
1.2.1	PST 4 + 2 <sup>e</sup> liaison 380 kV Doel – Zandvliet .....	5
1.2.2	BRABO .....	6
1.3	STEVIN .....	6
1.4	NEMO .....	7
1.5	ALEGrO .....	8
1.6	Frontière sud : Avelin - Horta .....	8
1.7	Interconnexion avec le Luxembourg .....	9
1.8	Capacité d'importation simultanée maximale .....	9
1.9	Conclusion .....	10
2	l'état d'avancement de la gestion de la demande .....	12
2.1	Introduction .....	12
2.2	Rappels sur les caractéristiques et prérequis principaux liés à la participation directe de la demande .....	13
2.3	Participation de la demande au marché de l'énergie .....	13
2.4	Participation de la demande aux services auxiliaires ; évolutions prévues par Elia pour l'année 2015 .....	14
2.4.1	Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 Load) .....	15
2.4.2	Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (Interruptibilité ou ICH) .....	15
2.4.3	Réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3 Dynamic Profile ou R3 DP) .....	16
2.4.4	Puissance de réglage tertiaire non réservée - Offres libres à partir d'une unité de production agrégée .....	17
2.5	Réserve Stratégique à partir de la Demande .....	17
2.6	Conclusions .....	18

# 1 DÉVELOPPEMENTS DE LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION

## 1.1 Tableau récapitulatif

Un tableau récapitulatif de l'état actuel des projets qu'Elia est en train de développer en vue d'augmenter la capacité d'interconnexion est présenté à titre d'aperçu général. Chaque projet est ensuite commenté.

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

Projet	Hausse de capacité d'interconnexion visée [MW] <sup>1</sup>	Phase de projet actuelle <sup>4</sup>	Réalisation prévue : estimation actuelle	Réalisation prévue : estimation précédente <sup>6</sup>	Estimation budgétaire <sup>7</sup> [M€]
Frontière nord : PST 4 + Doel-Zandvliet	1.000 <sup>2</sup>	Développement du projet	2016	2016	120 - 160
Frontière nord : BRABO		Développement du projet	2018	2018	
STEVIN	Nécessaire pour NEMO	Développement du projet	2016 – 2020 <sup>5</sup>	2016	200 - 250
BE-UK : NEMO	1.000	Développement du projet	2019	2018	250 - 300
BE-DE : ALEGrO	+ - 1.000	Développement du projet	2019	2019	200 - 250
Frontière sud : Avelin/Mastaing - Horta	1.000	Développement du projet	2023	2020	80 - 120
Nouvelle interconnexion avec le Luxembourg : PST	400 <sup>3</sup>	Développement du projet	2015	2015	20 – 30
Renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg : deux circuits 220 kV supplémentaires	700	Étude	2020	2020	

<sup>1</sup>Les hausses de capacité déterminent le niveau individuel de l'interconnexion (pour certains projets, les hausses de capacité doivent encore être reconfirmées officiellement avec les gestionnaires de réseau concernés des pays voisins).

<sup>2</sup>Valeur figurant dans le plan de développement fédéral 2010-2020, point 6.2.

<sup>3</sup>La valeur de 400 MW est une première estimation effectuée durant la phase d'étude. Elle tient compte des renforcements internes nécessaires qui seront réalisés d'ici 2017 dans le réseau luxembourgeois et du déplacement probable de l'injection de l'unité de production Twinerg de la zone de réglage d'Elia vers celle de CREOS. En tout cas, la centrale de Twinerg continuera de faire partie de la zone de réglage d'Elia au moins jusque fin 2017. En outre, cette valeur devra être validée lors de l'élaboration des futures procédures opérationnelles qui s'appliqueront à la nouvelle interconnexion avec le Luxembourg.

<sup>4</sup>Les phases de projet sont définies comme suit :

- Étude préliminaire : la nécessité d'un renforcement est valorisée en collaboration avec le GRT voisin impliqué et les différentes solutions envisageables sont inventoriées.
- Étude : les solutions envisageables issues de l'étude préliminaire sont analysées plus en profondeur, de manière à retenir la solution la plus appropriée d'un point de vue technique et économique.

- Développement du projet : la solution retenue est élaborée de manière détaillée en vue de sa réalisation pratique. Les procédures d'adjudication européennes et les procédures d'autorisation nécessaires sont lancées et, le cas échéant, le cadre réglementaire est établi.
- Réalisation : il s'agit de l'exécution concrète des travaux sur le terrain qui, une fois terminés, permettent l'exploitation opérationnelle de la nouvelle infrastructure.

<sup>5</sup>Le calendrier du projet Stevin dépend de l'arrêt que le Conseil d'État rendra sur les recours en annulation du GRUP.

<sup>6</sup>La situation telle que signalée dans le premier rapport du 20 décembre 2013 sert d'estimation précédente.

<sup>7</sup>Ces budgets concernent uniquement les investissements (CAPEX) dans le réseau de transport relevant du périmètre d'Elia. Le budget prévu par les GRT des pays voisins concernés pour la réalisation du projet en collaboration avec Elia n'est donc pas pris en considération.

## 1.2 Frontière nord

Le renforcement de la frontière nord de la Belgique s'explique par plusieurs facteurs qui s'influencent mutuellement, à savoir l'évolution des flux d'énergie internationaux, le raccordement éventuel de nouvelles unités de production centralisées sur l'axe nord-sud anversois et la consommation industrielle croissante dans la région du port d'Anvers, qui doit être assurée.

Dès lors, une partie de la hausse de capacité à la frontière nord devrait être obtenue à court terme grâce à l'installation du quatrième PST et de la deuxième liaison 380 kV entre Doel et Zandvliet, et à long terme, par le projet BRABO.

### 1.2.1 PST 4 + 2<sup>e</sup> liaison 380 kV Doel – Zandvliet

D'une part, 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) et, d'autre part, un deuxième terne 380 kV sera installé entre les postes de Doel et Zandvliet par la conversion de la liaison 150 kV actuelle. Dans certaines circonstances d'exploitation, en fonction de la situation de production en Belgique et de la direction des flux d'énergie internationaux, ce projet pourra générer une hausse de capacité d'environ 1.000 MW à la frontière nord.

Le transformateur déphaseur a été commandé et un protocole d'accord a été signé en juin 2014 entre Elia et le gestionnaire de réseau néerlandais TenneT, qui encadre la solution technique et le planning.

Ce projet se situe à présent dans sa phase de développement, et les dossiers d'autorisation suivants ont été introduits auprès des autorités flamandes :

- avril 2014 : le dossier du permis d'urbanisme pour le transformateur déphaseur et les adaptations du permis d'environnement pour le poste de Zandvliet ;
- juin 2014 : le dossier du permis d'urbanisme et les adaptations du permis d'environnement pour le poste de Doel.

Moyennant l'obtention des permis nécessaires susmentionnés, Elia prévoit finaliser ce projet dans le courant de 2016. À brève échéance, il s'agit donc du premier projet qui conduirait à une augmentation concrète et significative de la capacité d'interconnexion (voir infra au point 1.8).

### 1.2.2 BRABO

Le projet BRABO constitue une méthode plus sûre pour réaliser la hausse visée de capacité d'importation à la frontière nord (scénario moins dépendant d'autres facteurs que celui du projet PST 4 précité) et obtenir le renforcement nécessaire pour le raccordement de nouvelles unités de production et la consommation industrielle dans la région portuaire d'Anvers.

Le réseau 380 kV de la région d'Anvers subira 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.

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 9 décembre 2013, Elia a reçu la confirmation, via des directives du service MER, des tracés alternatifs à reprendre dans le dossier de plan-MER ;
- actuellement, Elia collabore avec le service MER afin de pouvoir introduire le plan-MER définitif d'ici octobre 2014, ce qui devrait aboutir à son approbation par le service MER des autorités flamandes en novembre 2014 ;
- après cette approbation, Elia engagera une nouvelle procédure GRUP dont elle compte obtenir la fixation définitive dans le courant de 2015 ;
- parallèlement à la procédure GRUP, Elia introduira le dossier de project-MER, qui développe et analyse en détail le tracé retenu en s'appuyant sur les études 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 services publics compétents.

Toutes les autorisations nécessaires sont donc attendues pour 2016, afin de pouvoir donner le coup d'envoi aux travaux en 2016 et concrétiser le projet dans le courant de 2018.

### 1.3 STEVIN

Le projet STEVIN prévoit la pose d'une double liaison à haute tension de 380 kV entre Zomergem et Zeebruges ainsi que la construction d'un nouveau poste à haute tension à Zeebruges.

Bien que ce projet en soi ne concerne pas 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 satisfait à un certain nombre d'autres besoins.<sup>1</sup>

Le lancement du projet, initialement prévu en 2014, est retardé pour une durée indéterminée en raison de recours introduits auprès du Conseil d'État. Elia reverra le planning du projet en fonction de l'arrêt qui sera rendu par le Conseil d'État. En cas d'annulation effective du GRUP, Elia table dans un premier temps sur un retard de 3 à 5 ans, ce qui ne permettrait pas, selon toutes probabilités, la

---

<sup>1</sup> Le projet STEVIN permettra de transporter l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer vers la terre ferme 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.

réalisation du projet avant 2020, avec toutes les conséquences qui s'ensuivent pour les besoins susmentionnés.

À l'heure actuelle, les procédures d'adjudication européennes et les procédures d'autorisation nécessaires sont en cours, à savoir :

- GRUP : des recours en annulation sont en cours devant le Conseil d'État. Entre-temps, Elia a conclu des accords avec un certain nombre des parties concernées. L'audience du Conseil d'État du 6 juin 2014 a été reportée au 26 septembre 2014 ;
- le project-MER a déjà été approuvé le 25 octobre 2013 ;
- le permis d'urbanisme pour l'ensemble du projet a été délivré par le gouvernement flamand le 4 juin 2014 ;
- les permis d'environnement pour la construction des trois postes à haute tension ont été délivrés par la province de Flandre occidentale le 27 mai 2014 ;
- les dossiers pour la déclaration d'utilité publique et la permission de voirie ont été introduits auprès de la DG Énergie et sont en cours de traitement.

#### **1.4 NEMO**

Le projet NEMO concerne une liaison de 1.000 MW en courant continu par câble sous-marin bidirectionnel entre Zeebruges et Richborough (R-U). Dans ce cadre, Elia collabore avec National Grid, gestionnaire de réseau de transport au Royaume-Uni. Le 20 novembre 2013, ce projet a été porté sur la liste des « projets d'intérêt commun (PCI)<sup>2</sup> » de la Commission européenne conformément au règlement n° 347/2013 du 17 avril 2013.

Alors qu'Elia et National Grid sont encore en pourparlers avec la CREG et l'Ofgem (le régulateur britannique) en vue de l'élaboration du cadre réglementaire concret, les procédures d'adjudication européennes et les procédures d'autorisation suivantes sont déjà en cours :

- le 26 février 2013, le dossier offshore fédéral en vue de l'obtention de l'autorisation de pose de câble et du permis d'environnement a été introduit auprès de la DG Économie et du ministre en charge de la mer du Nord. L'autorisation de pose de câble a été obtenue le 28 mai 2014 et le permis d'environnement offshore le 24 mars 2014 ;
- les négociations finales pour l'ingénierie et la réalisation du câble et de la station de conversion sont actuellement menées avec un nombre restreint de fournisseurs.

Après la décision d'investissement finale et l'attribution des contrats aux fournisseurs, Elia envisage en 2015 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.

Moyennant la conclusion d'un accord sur le cadre réglementaire, la possibilité de réaliser le projet Stevin dans sa forme actuelle et l'obtention de toutes les autorisations en temps opportun, Elia prévoit d'entreprendre la réalisation du projet NEMO en 2016. Elia attend la réception technique de ce projet fin 2018 pour que son exploitation commerciale puisse commencer début 2019.

---

<sup>2</sup> PCI : Project of Common Interest, projet d'intérêt commun. Les projets qui portent le label PCI peuvent bénéficier d'une procédure d'autorisation plus rapide et plus efficace et d'un meilleur traitement réglementaire.

## 1.5 ALEGrO

Ce projet concerne une interconnexion souterraine d'environ 1.000 MW en courant continu entre Lixhe et Oberzier (DE). Le 20 novembre 2013, ce projet a été porté sur la liste des « projets d'intérêt commun » de la Commission européenne conformément au règlement n° 347/2013 du 17 avril 2013.

À l'heure actuelle, les procédures d'adjudication européennes et les procédures d'autorisation suivantes sont en cours :

- la procédure de révision partielle des plans de secteur, telle que décrite dans la CWATUPE, en vue de l'intégration du tracé proposé (périmètre de réservation), a été lancée le 2 mai 2013 via une réunion d'information publique à Soumagne ;
- l'arrêté du gouvernement wallon du 15 mai 2014 a défini le contenu de l'étude d'incidences sur l'environnement, qui doit être réalisée dans le cadre de cette procédure ;
- le gouvernement wallon devrait procéder à une révision provisoire des plans de secteur fin 2014, et une enquête publique suivre début 2015 ;
- la révision définitive des plans de secteur est attendue dans le courant de 2015 ;
- toutes les procédures d'adjudication européennes pour l'ingénierie et la réalisation du câble et de la station de conversion sont en cours.

Ensuite, après la décision d'investissement finale et l'attribution des contrats aux fournisseurs, Elia prévoit en 2016 de lancer 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 pense pouvoir entreprendre les travaux en 2017, afin de mener le projet à bien d'ici 2019. Entre-temps, Elia mettra en œuvre les renforcements de réseau internes nécessaires dans la perspective de l'intégration de l'interconnexion (poste 380 kV de Lixhe, renforcement de l'axe Lixhe-Herderen).

## 1.6 Frontière sud : Avelin - Horta

En collaboration avec le gestionnaire de réseau de transport français RTE, Elia a conduit une étude afin de définir la stratégie la plus indiquée pour renforcer l'interconnexion.

Les résultats de cette étude bilatérale ont été finalisés et validés au moyen d'études menées au niveau d'ENTSO-E. Ces résultats :

- confirment qu'un renforcement de l'axe Avelgem/Mastaing – Avelin doit être la première priorité dans la poursuite du développement de l'interconnexion entre la Belgique et la France ;
- confirment que 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 ;
- démontrent que, dans une deuxième phase, en fonction du rythme et de l'intensité de l'intégration des énergies renouvelables, des renforcements supplémentaires seront nécessaires et/ou opportuns.

Elia élabore actuellement un protocole d'accord avec RTE qu'elle entend finaliser après l'été afin de :

- passer du stade de l'étude à la phase de développement pour le projet de renforcement de l'axe Avelgem/Mastaing-Horta ;
- lancer les études supplémentaires nécessaires en vue d'approfondir la deuxième phase susmentionnée.



La phase d'étude a également précisé le calendrier du renforcement de l'axe Avelgem/Mastaign – Horta et prévoit sa réalisation pour 2023. Cette date tient également compte du fait que cette exécution dépend du projet de renforcement de l'axe Horta-Mercator 380 kV (il s'agit également, en l'occurrence, du remplacement de conducteurs existants par des conducteurs à haute performance) et ne cessera d'être évaluée en fonction de l'avancement de ce projet.

### **1.7 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 environnants. Ces études ont démontré que le développement d'une interconnexion de 220 kV entre la Belgique et le Luxembourg est 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 qui a été 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.

À court terme, un transformateur déphaseur (PST) sera installé dans le réseau luxembourgeois à hauteur du poste de Schiffflange, mais demeurera néanmoins dans la zone de réglage belge et sera géré par Elia. Ce projet se situe actuellement dans sa phase de développement et la commande du PST est prévue fin juin 2014. La construction et l'intégration du PST dans le réseau prendront environ un an, de sorte que cette première étape du développement de l'interconnexion entre la Belgique et Luxembourg devrait être achevée durant le second trimestre de 2015. La préparation de la commercialisation de la capacité d'interconnexion disponible entre les différents gestionnaires de réseau de transport concernés est en cours.

Différentes variantes d'une solution à long terme sont envisagées en parallèle. Le scénario recueillant actuellement la préférence prévoit l'installation de deux câbles 220 kV entre les postes d'Aubange (Belgique) et de Bascharage (Luxembourg), avec l'installation éventuelle de PST supplémentaires sur ces câbles. Il doit toutefois encore être confirmé par des études en cours. La réalisation de ce projet est attendue pour 2020.

### **1.8 Capacité d'importation simultanée maximale**

Comme annoncé dans la première version de ce rapport d'avancement, Elia a conduit une étude interne concernant la capacité d'importation globale de la Belgique, après la réalisation des investissements prévus et compte tenu des critères en matière de flux, de tension et de stabilité.

Il résulte de l'application de ces critères que la hausse de la capacité d'importation globale de la Belgique ne peut et ne doit être assimilée à la somme des augmentations de capacité d'importation visées par les différents projets individuels. En effet, la sécurité opérationnelle du système doit être garantie à tout instant, et les critères précités impliquent donc des restrictions dont il y a lieu de tenir compte.

Les résultats provisoires de l'étude se concentrent sur la situation pour l'hiver 2016/2017, après l'installation du quatrième PST (le deuxième à Zandvliet) à la frontière nord, en combinaison avec la réalisation nécessaire du deuxième terre 380 kV entre Doel et Zandvliet.

Dans un deuxième temps, l'étude analysera plus en détail :

- l'évaluation de la capacité d'importation maximale à d'autres moments de l'année, à savoir durant les saisons intermédiaires et en été, en complément donc à l'analyse actuelle de la période hivernale (prélèvement maximal) ;
- l'évaluation de la capacité d'importation maximale après la mise en œuvre des projets HVDC prévus (Alegro/NEMO) en 2019.

Si les facteurs externes ne changent pas, une hausse de 1.000 MW de la limite d'importation zonale est attendue pour l'hiver 2016/2017. Cette augmentation devra cependant aller de pair avec l'installation complémentaire des moyens de compensation du réactif nécessaires, afin de soutenir la tension dans les régions de Bruxelles et du Hainaut. À défaut, les moyens de production classiques en Belgique devront rester disponibles pour assurer ce service de réglage de la tension.

À l'heure actuelle, 3.500 MW sont mis à disposition du marché en hiver, une capacité qui pourrait donc atteindre 4.500 MW après les investissements précités. Toutefois, les conditions suivantes doivent être remplies :

- le réseau belge doit être entièrement disponible, c'est-à-dire sans indisponibilités planifiées ou imprévues de l'infrastructure du réseau qui, comme ce serait déjà le cas aujourd'hui, limiteraient la capacité d'importation ;
- la situation prévoyant une importation de 4.500 MW ne doit causer aucun problème de réseau au niveau de la région CWE. En effet, l'étude susmentionnée ne tient pas compte de la validation du réseau en dehors de la Belgique, or celle-ci s'inscrit en réalité dans l'analyse et la coordination opérationnelles journalières auxquelles les GRT de la région CWE participent via CORESO. Dans certaines circonstances, un niveau d'importation de 4.500 MW peut en effet exiger l'exploitation de la portée maximale des PST à la frontière nord, ce qui est susceptible d'entraîner des congestions dans les réseaux des pays voisins ;
- une importation de 4.500 MW implique que l'énergie doit effectivement être disponible dans les pays voisins et qu'elle doit être effectivement achetée par les acteurs du marché responsables pour être importée en Belgique ;
- tant que les moyens de compensation du réactif nécessaires ne seront pas installés, les moyens de production nécessaires devront être disponibles en Belgique pour pouvoir être activés en vue de soutenir la tension (« must runs » sur les unités centrales classiques).

Enfin, il convient de souligner que la conclusion qui précède concerne une pointe hivernale avec une production moyenne d'énergie éolienne et solaire. Cependant, aux moments où la production solaire et/ou éolienne sera abondante, de moins en moins d'unités de production centralisées classiques fonctionneront dans des situations prévoyant une importation de 4.500 MW. Dans ces cas de figure spécifiques, des « must runs » additionnels seront nécessaires sur les unités centralisées classiques dans les zones concernées (Langerbrugge, Limbourg ou Anvers) afin de soutenir la tension. Cet aspect sera étudié plus en détails dans la deuxième phase de l'étude sur la base de l'évaluation des saisons intermédiaires et de l'été.

## 1.9 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 de demain auxquels Elia répond en jouant un rôle proactif.

La justification de ces interconnexions sur le plan technique et économique s'appuie sur la méthode « Cost-Benefit Analysis (CBA) » définie par ENTSO-E. Cette méthode génère des résultats positifs pour les différents projets d'Elia en termes de possibilités d'échanges (optimisation du mix énergétique, intégration de sources d'énergie renouvelable à l'échelle de la région CWE, etc.) offertes par ces projets.

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 » (PCI), 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.

Les différentes interconnexions prévues augmenteront sensiblement les possibilités d'importation à partir des pays voisins. Néanmoins, la capacité d'importation globale ne peut être assimilée à la somme des capacités individuelles identifiées par frontière. Compte tenu des investissements nécessaires dans les moyens de compensation du réactif et du respect des conditions essentielles décrites plus haut, la limite d'importation simultanée actuelle de 3.500 MW peut être portée à 4.500 MW en hiver, après l'installation du quatrième PST et la réalisation du renforcement Doel-Zandvliet prévue en 2016.

Enfin, il est important de constater que des programmes de fermeture d'unités de production sont également annoncés dans les pays voisins. La condition essentielle de la disponibilité d'énergie à importer 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 CWE. 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 influencent le moins possible le fonctionnement du marché européen.

## 2 L'ÉTAT D'AVANCEMENT DE LA GESTION DE LA DEMANDE

### 2.1 Introduction

La gestion de la demande<sup>3</sup> a un rôle important à jouer dans la réponse aux différents défis auxquels fait face depuis quelques années la gestion du système électrique.

L'introduction massive de production renouvelable qui est caractérisée par une grande variabilité et imprévisibilité de l'énergie produite, ainsi qu'une possibilité limitée de modulation, contribue, en combinaison avec une part importante de production peu flexible<sup>4</sup> installée en Belgique, à l'augmentation des besoins de flexibilité de la zone.

En vue de pallier aux 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 et notamment la demande.

D'autre part la combinaison de plusieurs facteurs tels que la progression des énergies renouvelables subsidiées et l'évolution des prix des marchés de gros de l'électricité, du gaz du charbon et du CO<sub>2</sub>, qui résultant en une diminution croissante du nombre d'heures d'utilisation des unités de production classiques à base de gaz<sup>5</sup> diminuent la rentabilité de ces dernières menant à une augmentation de leurs fermetures temporaires ou définitives mettant ainsi en péril la sécurité d'approvisionnement du pays. Ceci se traduit notamment par une augmentation depuis quelques années du coût de certains services auxiliaires.

Par ailleurs, suite à la mise en place au 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 du ministre de constituer une réserve stratégique pour une durée de 1 à 3 ans à partir du premier jour de la période hivernale à venir, à savoir le 1<sup>er</sup> novembre 2014.

Le présent chapitre se subdivise en deux parties. La première partie décrit les évolutions depuis l'envoi du rapport précédent dans le domaine de la participation de la demande au marché de l'électricité. La fréquence du présent rapport étant relativement élevée par rapport au cycle annuel de contractualisation des services auxiliaires ainsi qu'aux évolutions du marché de l'énergie, cette partie décrit les évolutions de produit destiné à la demande qu'Elia prévoit pour le prochain cycle.

La seconde partie quant à elle concerne la participation de la demande dans le domaine de la réserve stratégique dont l'établissement a débuté au premier semestre 2014.

A ce jour les procédures d'appel d'offre concernant la réserve stratégique pour la période hivernale allant du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 mars 2015 et/ les services auxiliaires pour l'année 2015 étant en cours, aucune information n'est disponible quant aux volumes de participation de la demande.

---

<sup>3</sup> Par demande nous entendons dans la suite du document la charge ou la production décentralisée non coordonnable.

<sup>4</sup> Par exemple production nucléaire.

<sup>5</sup> Influencé entre autres par des mécanismes de subsides actuelles, poussant à maximiser la production renouvelable en toutes circonstances.<sup>6</sup> Les réserves offertes à partir d'unités de production coordonnables garantissent une disponibilité proche de 100% et un nombre illimité d'activations.

## 2.2 Rappels sur les caractéristiques et prérequis principaux liés à la participation directe de la demande

- Le profil de consommation/production d'une charge industrielle ou d'une unité de production décentralisée est en premier lieu dicté par le « cœur de métier » de cette installation et ensuite par le prix de l'électricité. Un industriel sera ainsi disposé à faire varier son profil de consommation/production seulement si cette variation ne perturbe pas trop le fonctionnement de son processus industriel. Ces limitations se traduisent notamment par un nombre limité d'activations par an et une disponibilité plus réduite<sup>6</sup>. Elles sont en outre quasi propres à chaque site industriel. Le nombre et la diversité des contraintes combiné au nombre important de sites industriels à rassembler pour atteindre un volume non négligeable de flexibilité fait qu'il est impossible de développer un produit « sur mesure » pour chacun de ces sites. Le recours aux services d'un agrégateur permet d'atténuer partiellement ces différences. Une prise en compte de ces limites techniques des sites industriels est cependant nécessaire et se traduit par des produits spécifiques, soumis à des conditions sur les activations.
- Les conditions d'activations des produits précités doivent également être prises en compte à la lumière de la contribution de ce produit par rapport aux besoins du système électrique.
  - Ainsi, lors de la constitution d'un volume total de réserve, il sera potentiellement nécessaire de contracter un volume supérieur de ce type de produit par rapport au volume à couvrir.
  - De même, les limites sur les activations<sup>7</sup> doivent être prises en compte lors de chaque recours à la réserve stratégique ou aux services auxiliaires fournis par la demande.
- En contractant des services directement auprès d'utilisateurs de réseau (éventuellement par l'intermédiaire d'agrégateurs), Elia doit veiller à correctement traiter l'impact que les activations de ces services (modifications non prévues de leur profil à la demande du TSO) peuvent avoir sur leur BRP et fournisseur.
- Outre les contraintes spécifiques à la demande énoncées plus haut, la capture et la valorisation du potentiel flexible situé en réseau de distribution fait face à plusieurs défis :
  - Les volumes disponibles par utilisateur de réseau sont relativement petits; il devient donc indispensable de les agréger. Le nombre d'acteurs impliqués (consommateur, agrégateur, fournisseur, BRP, GRD) augmente et les relations contractuelles entre ceux-ci deviennent très complexes.
  - L'absence de nominations par point d'accès complique l'identification de l'énergie livrée.
  - Ces deux éléments rendent l'identification de l'impact réel sur le(s) BRP et fournisseur(s) concerné(s) extrêmement complexes.
  - Enfin l'impact local éventuel d'une modification simultanée des profils de consommation de plusieurs utilisateurs raccordés au réseau de distribution doit être analysé.

## 2.3 Participation de la demande au marché de l'énergie

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

---

<sup>6</sup> Les réserves offertes à partir d'unités de production coordonnables garantissent une disponibilité proche de 100% et un nombre illimité d'activations.

<sup>7</sup> Telles que le nombre d'activations restantes, la durée maximale de l'activation, la période suite à une activation pendant laquelle il ne sera plus possible d'avoir recours à ce produit.

- Par un accès direct au marché de gros dans le cas d'industriels qui sont leur propre ARP et participent à ce titre.
- Par un accès indirect grâce à des contrats commerciaux conclus entre les fournisseurs et les utilisateurs de réseau de leur portefeuille éventuellement par l'intermédiaire d'une tierce partie pour permettre l'utilisation de cette flexibilité à des fins de gestion du périmètre de l'ARP associé.

Le volume que représentent ces contrats ne peut pas être estimé directement par Elia étant donné leur caractère commercial et confidentiel. Il est cependant primordial de promouvoir et soutenir ces moyens de participation de la demande, dont la simplicité et l'effet de levier restent incomparables, en particulier pour les ressources décentralisées.

Elia encourage ce développement en adoptant depuis 2012 pour le balancing une approche fondée sur les signaux de prix et la réaction du marché<sup>8</sup>, veillant ainsi à garder à un niveau raisonnable les réserves<sup>9</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.

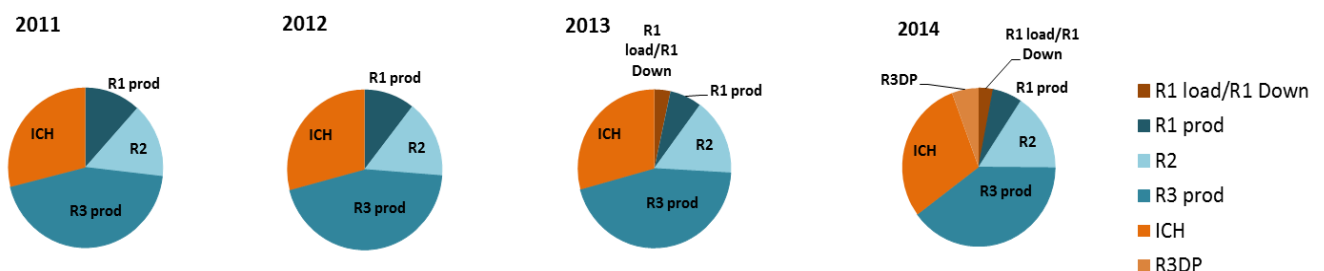
## 2.4 Participation de la demande aux services auxiliaires ; évolutions prévues par Elia pour l'année 2015

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.

Pour mémoire, les figures suivantes reprennent l'évolution de la répartition des volumes de services auxiliaires contractés à partir de produits destinés à la participation de la demande entre 2012 et 2014. Les volumes qui seront contractés en 2015 ne sont actuellement pas encore connus puisque les procédures d'appel d'offre relatives ne sont pas finies.

Tableau 1 et Figure 1: Evolution des volumes de S.A. contractés à partir de produits spécifiques pour la demande

	2011	2012	2013	2014
Total SA [MW]	903	896	892	883
Volume Demand-SA [MW]	261	261	291,5	338



#### 2.4.1 Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 Load)

Depuis 2013 Elia a mis en place un produit R1 taillé sur mesure pour répondre aux contraintes d'un site industriel (« R1 Load ») ainsi qu'une série d'autres produits R1 complémentaires<sup>10</sup> pour tenir compte des limites techniques des sites industriels à fournir de la réserve primaire sur une période d'un an, et couvrir toute la gamme de déviations de fréquence prévue par l'UCTE Policy 1.

Cette réserve couvre en 2014 30%<sup>11</sup> des besoins nécessaires en Belgique, uniquement pour le réglage à la hausse. En 2014 ELIA a commencé, avec support de la CREG, à contracter une partie du volume de réserve primaire R1 symétrique (27MW) sur base mensuelle. En concertation avec les stakeholders concernés<sup>12</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 R1 Load. A partir de 1er janvier 2015, ELIA achètera donc les volumes R1 load mensuellement.

Cette évolution a pour but d'augmenter la liquidité de ce marché et permettra entre autres aux fournisseurs de R1 load de s'engager sur une période plus courte qu'actuellement et d'offrir un service plus en ligne avec les contraintes industrielles de leur processus.

#### 2.4.2 Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (Interruptibilité ou ICH)

La réserve tertiaire à partir de charges industrielles interruptibles couvre depuis plusieurs années environ 260 MW sur un total de 660 MW de réserve tertiaire (R3).

L'Interruptibilité est caractérisée par une capacité moyenne disponible sur l'année; un nombre d'activations limité (4 ou 12 par an) et une durée de maximum 8h par activation. Lorsqu'il est activé, le fournisseur d'Interruptibilité doit diminuer sa consommation jusqu'à un seuil contractuellement fixé endéans 3 minutes. De par ses spécificités, elle est surtout indiquée pour pallier de grands déséquilibres soudains.

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 une activation. Cette particularité limite ce produit aux utilisateurs de réseau de transport.

---

<sup>10</sup> Il s'agit d'un R1 symétrique fourni à partir d'unités thermiques pour une fréquence située entre 49,9 et 50,1 Hz ainsi qu'un R1 asymétrique pour les augmentations de fréquence supérieures à 50,1 Hz fourni quant à lui à partir d'unités de production nucléaire.

<sup>11</sup> Pour 2013, l'appel d'offres de la réserve primaire prévoyait un volume maximum de R1Load, et donc une mise en concurrence de la production (R1Prod) avec la demande (R1load) pour ce volume, pouvant atteindre jusqu'à 30% du volume total de réserve de réglage primaire à la hausse (R1up). Les résultats de cet appel d'offres ont mené à une contractualisation du R1Load pour un volume d'environ 30% de R1up. Pour 2014, l'appel d'offres de la réserve primaire prévoyait un volume maximum de R1Load pouvant atteindre jusqu'à 50% du volume de réglage à la hausse. L'optimum technico-économique de cet appel d'offres a mené à une contractualisation du R1Load pour un volume d'environ 30% de R1up. Les appels d'offres de la réserve primaire pour 2015 prévoient un volume maximum de R1Load pouvant atteindre jusqu'à 50% du volume R1up.

<sup>12</sup> Lors de consultations qui ont eu lieu en mars et avril 2014 pendant lesquelles Elia a reçu un retour positif des industriels

Aucune modification de ce produit n'a été apportée pour la période contractuelle 2015 et la procédure d'appel d'offres pour les contrats de 2015 se déroulera au second semestre 2014.

#### 2.4.3 Réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3 Dynamic Profile ou R3 DP)

En 2014, Elia a mis en place la « R3 Dynamic Profile » (R3DP) ou « réserve tertiaire à partir de services d'ajustement de profil ». Ce nouveau produit est le résultat de réflexions menées dès 2012 avec l'appui de la CREG et d'un travail de concertation avec les acteurs concernés en 2013 pour exploiter la flexibilité de la demande raccordée principalement en réseaux de distribution.

Cette réserve est caractérisée par une disponibilité de 100% et un nombre maximum de 40 activations par an avec une durée maximum de 2 heures par activation.

Lors de chaque activation, l'énergie qui n'est plus achetée par le consommateur effacé mais doit continuer à être produite pour assurer l'équilibre du système, est automatiquement réglée au responsable d'équilibre au prix marginal temps réel de l'électricité, par l'intermédiaire du tarif de déséquilibre. Ce dispositif permet de répondre de façon simple, tout en évitant les implémentations lourdes, aux questions complexes que sont la gestion de l'impact d'une activation sur le périmètre du/des responsable(s) d'équilibre et la rémunération de l'énergie produite et non consommée au(x) fournisseur (s) des utilisateurs de réseau impliqué. Son utilisation est cependant conditionnée à certaines limites 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 après épuisement de ces derniers.

Etant donné les particularités du R3DP il a été convenu de mettre en place ce produit pendant une période de deux ans pour tester et analyser son fonctionnement avant évolutions éventuelles. En 2014 50MW de R3 DP ont ainsi été contractés après avoir été mis en concurrence avec 50MW de réserve R3 classique à partir d'unités de production.

Les évolutions de R3DP pour 2015 concernent des améliorations du processus de l'appel d'offre. Elles concernent principalement,

- la mise en place d'une communication contenant de l'information plus précise vers les BRPs concernés sur l'impact d'une activation sur leur portefeuille dans les 15 minutes suivant celle-ci ;
- une harmonisation des études dites de « pré-qualification » faites par les gestionnaires de réseau de distribution pour identifier l'impact de l'activation simultanée de plusieurs charges sur la sécurité des réseaux concernés.

En février 2014<sup>13</sup> deux activations ont été effectuées avec l'accord de la CREG afin de tester le fonctionnement de cette réserve et son impact réel sur les différents stakeholders concernés. Lors de ces activations le service R3DP a été globalement correctement livré et les conclusions de ces tests ont été discutées avec les stakeholders, ce qui a mené, après consultation publique, à une augmentation pour 2015 à 100MW du volume maximum de la part de réserve tertiaire que peut atteindre le R3DP, autrement dit du volume mis en concurrence entre la production et la demande.

---

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



#### 2.4.4 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>14</sup> offrent quotidiennement les volumes disponibles à la hausse et à la baisse de leurs unités de production.

Depuis l'été 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 100MW éolien répartis en réseau de distribution sont agrégés et régulièrement offerts par leur BRP à Elia.

En avril 2014 un nouvel acteur a créé une APP pour un volume plus réduit (4.5 MW) afin de gagner en expérience et d'offrir de l'énergie provenant aussi bien d'éoliennes que de petites unités de cogénération situées en réseau de distribution. Des discussions sont également actuellement en cours avec d'autres parties pour des volumes plus conséquents.

## 2.5 Réserve Stratégique à partir de la Demande

La Loi Electricité<sup>15</sup> a été modifiée par la Loi du 26 mars 2014 en vue d'y insérer à partir de 2014 un mécanisme de « réserve stratégique » visant à assurer un niveau déterminé de sécurité d'approvisionnement pendant la période hivernale<sup>16</sup>.

Cette réserve est constituée par Elia sur initiative du ministre lorsque le marché manifeste l'intention de se priver de capacités de production nécessaires au maintien d'un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement. Elle 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 et afin de préserver les réserves de balancing qui sont constituées pour palier à des déséquilibres quart-horaires soudains de la zone de réglage.

Dans ce contexte Elia s'est vue confier une nouvelle mission consistant entre autres à définir les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique<sup>17</sup>, ainsi que de soumettre pour approbation à la CREG et publier les règles de fonctionnement de celle-ci<sup>18</sup>.

La loi précise que la demande<sup>19</sup> peut participer à la réserve stratégique.

Elia a donc développé un produit spécifique dédié à la participation de la demande à cette réserve appelé « Strategic Demand Reserve ou SDR ». Les modalités de la procédure menant à l'attribution de contrat SDR, ainsi que les spécificités mêmes du produit ont été établies après concertation des acteurs du marché et dans le but de maximiser les volumes offerts de flexibilité jusqu'alors inexploités

---

<sup>14</sup> Contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production

<sup>15</sup> Loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle qu'amendée de temps à autre

<sup>16</sup> Période définie dans la loi comme période allant du 1er novembre au 31 mars inclus

<sup>17</sup> Conformément à l'article 7 quinquies §1er de la loi électricité. Cette procédure est publiée sur le site internet d'Elia sur le lien: <http://www.elia.be/en/about-elia/Users-group/Strategic-Reserves-Implementation-Task-Force/Procedure%20to%20constitute%20strategic%20reserves>

<sup>18</sup> Conformément à l'article 7septies §1<sup>er</sup> de la loi électricité. Ces règles de fonctionnement sont publiées sur le site internet d'Elia sur le lien: <http://www.elia.be/en/about-elia/Users-group/Strategic-Reserves-Implementation-Task-Force/Functioning-rules-for-strategic-reserves>

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

tout en tenant compte des contraintes techniques des potentiels fournisseurs et du laps de temps très court disponible pour son implémentation.

Les caractéristiques principales de ce produit ainsi que les éléments de la procédure de constitution relatifs à la participation de la demande sont repris ci-dessous. Ceux-ci tiennent au maximum compte des requêtes que les stakeholders concernés (industriels, agrégateurs...) ont émises lors des différentes réunions de consultation:

- La SDR est mise à disposition d'Elia à partir de prélèvements dont le point d'accès est situé au niveau du réseau de transport, et ce individuellement par l'utilisateur de réseau en personne ou de manière agrégée à travers une partie tierce.
- Bien que dénommée « réserve », la SDR ne consiste pas à mettre à disposition d'Elia un volume (en MW) constant, ce qui reviendrait à un engagement du fournisseur de SDR à maintenir un haut niveau de consommation, et donc potentiellement aggraver le risque pour la sécurité d'approvisionnement, mais plutôt à un engagement de ce dernier à réduire, à la demande d'Elia, le niveau global de la consommation de son portefeuille (quelque que soit cette dernière) sous un certain seuil fixé contractuellement. Afin d'assurer l'efficacité de cette approche, les candidats fournisseurs doivent démontrer via une procédure de certification que le prélèvement global de leur portefeuille est caractérisé par une probabilité de consommation élevée pendant l'hiver et surtout les périodes critiques, et de ce fait que son effacement contribuera à réduire le risque de sécurité d'approvisionnement.
- Un fournisseur de SDR a le choix parmi deux modes de fourniture de ce service, appelés SDR\_4 et SDR\_12, suivant les conditions d'activation de ce dernier :
  - Un nombre maximum d'activations par période hivernale (respectivement 40 et 20) ;
  - une durée maximum par activation (respectivement 4 et 12) ;
  - une durée minimum entre deux activations successives (respectivement 4 et 12) ;
  - la durée cumulée totale de l'ensemble des activations d'une période hivernale ne dépassant pas 130 heures.
- Afin d'attirer la participation de flexibilité encore inexploitée la participation d'un même point d'accès à différents produits dédiés à la demande a été autorisée en accord avec la CREG. Toutefois cette combinaison soumise à une série de conditions qui visent à éviter qu'une même capacité (un même MW) ne soit pas réservé pour deux finalités différentes.
- Enfin, en vue de stimuler la participation de la demande, la procédure de constitution de la réserve stratégique fixe un volume minimum de SDR pour la période hivernale 2014-15 de 50MW<sup>20</sup>. Dans le même esprit, la SDR est mise en concurrence avec la SGR pour le volume total de réserve stratégique à contracter pour l'hiver 2014-15. Ceci a été rendu possible via un mécanisme de pondération appliqué aux volumes de SDR offerts permettant de tenir compte des contraintes techniques (liées aux activations) de ce produit par rapport aux besoins de la zone de réglage.

## 2.6 Conclusions

La part de la demande dans les marchés de l'énergie a augmenté ces dernières années grâce à des évolutions de design de marché, au développement intensif de nouveaux produits et l'émergence de nouveaux acteurs.

---

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

Les faits marquants du premier semestre 2014 en ce qui concerne la participation de la demande peuvent être résumés comme suit :

- Introduction par Belpex de produits intelligents permettant de refléter les contraintes techniques d'industriels.
- Introduction du mécanisme de réserve stratégique et en particulier d'une série d'éléments visant à stimuler la participation de la demande dans ce mécanisme, tels que :
  - o un nouveau produit SDR comprenant deux variantes afin de couvrir le plus possible de contraintes industriels, et pouvant être combiné la participation à d'autres S.A.
  - o l'instauration d'un palier minimum de volume de réserve stratégique à contracter par la demande
  - o la mise concurrence de volumes SDR et SGR pour tout le volume de réserve stratégique devant être contracté, via un système de pondération
- Diverses améliorations, en préparation de 2015, des produits de services auxiliaires destinés à la demande, tels que le passage à une contractualisation à court terme de la réserve primaire, et une amélioration et harmonisation des processus opérationnels pour la R3DP permettant une plus grande transparence, et enfin une augmentation la part des services auxiliaires pouvant être couverte par la demande.

Notons que les questions que soulève cette intégration sont très complexes et diverses. Elles vont de principes conceptuels liés aux différents rôles et leurs interactions, à la complexité d'implémentation liée à la multitude d'acteurs concernés, en passant par de problèmes de mise en adéquation entre les besoins d'une part et les possibilités (contraintes techniques individuelles) d'autre part.

Dans le cadre des consultations publiques qui ont été organisées, le retour d'expérience à ce jour conduit aux conclusions suivantes :

- 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.
- Les rôles (dans certains cas nouveaux) et responsabilités des parties ainsi que les interactions entre elles doivent être correctement définis pour éviter les barrières à l'entrée tout en veillant à préserver le bon fonctionnement du marché. En particulier :
  - o le rôle d'agrégateur qui identifie, rassemble et valorise la flexibilité située dans les installations de prélèvement tout en permettant de réduire l'écart entre les contraintes individuelles de chaque site d'une part et les besoins de la zone de réglage d'autre part.
  - o le rôle responsable d'équilibre qui comme son nom l'indique porte une responsabilité dans l'équilibre ainsi que la sécurité d'approvisionnement de son portefeuille et indirectement de la zone.

Un développement pragmatique et progressif basé sur l'expérimentation et la consultation du marché est nécessaire, non seulement pour traiter prudemment et correctement les différentes questions complexes citées plus haut, mais aussi pour permettre aux utilisateurs de réseau de comprendre, d'estimer le bénéfice de leur participation au marché de l'énergie et aux nouveaux produits et de s'adapter aux évolutions.