

**Point de vue d'ELIA
concernant le projet
d'étude sur les
perspectives
d'approvisionnement en
électricité 2008-2017**

**Consultation du
gestionnaire de réseau en
application de l'article 3
de la loi sur l'électricité
du 29 avril 1999**



3 avril 2009



1	SOMMAIRE	3
	STRATEGIE EN RAPPORT AVEC LA CAPACITE D’INTERCONNEXION ET DE PRODUCTION	3
	INCERTITUDES ET RISQUES, PROBLEMATIQUE DES “LEAD TIMES”	5
	ACTIONS ENTREPRISES PAR ELIA	6
	LE CADRE TARIFAIRE REGLEMENTAIRE	7
2	ASPECTS STRATEGIQUES EN RAPPORT AVEC LA CAPACITE D’INTERCONNEXION ET DE PRODUCTION	8
2.1	INTRODUCTION.....	8
2.2	INTERACTION ENTRE CAPACITE D’INTERCONNEXION ET CAPACITE DE PRODUCTION	8
2.3	CAPACITE ACTUELLE D’IMPORTATION POUR LA BELGIQUE.....	9
2.4	POLITIQUE GOUVERNEMENTALE EN MATIERE DE SECURITE D’ALIMENTATION EN ELECTRICITE	11
2.4.1	<i>Besoin d’une traduction nationale rapide de l’impact des objectifs européens 20-20-20 pour le secteur de l’électricité</i>	<i>12</i>
2.4.2	<i>Besoin d’une décision définitive concernant la sortie du nucléaire.....</i>	<i>12</i>
2.5	SERVICES AUXILIAIRES ET MECANISMES DE MARCHÉ LIÉS À LA CAPACITE DE PRODUCTION.....	12
2.6	CAPACITY MARKETS	13
3	INCERTITUDES ET RISQUES, PROBLEMATIQUES DES LEAD TIMES.....	15
3.1	PROBLEMATIQUE DES LONGS DELAIS DE MISE EN ROUTE POUR LES AUTORISATIONS - LEAD TIMES POUR LE TRANSPORT	15
3.2	PRIMES COMME MODELE D’EQUILIBRE DANS UN MARCHÉ DYNAMIQUE AVEC CYCLES BOOM-BUST – LEAD TIMES POUR LA PRODUCTION	16
3.3	LES DIFFERENTS SCENARIOS DE L’ETUDE	16
3.3.1	<i>Scénarios et variations des flux d’importation escomptés</i>	<i>16</i>
3.3.2	<i>Scénarios et perspective Long terme/Court terme concernant l’augmentation de la demande</i>	<i>17</i>
3.3.3	<i>Conclusion en rapport avec les Scénarios</i>	<i>18</i>
3.4	LOCALISATION ET TIMING DE NOUVELLES CAPACITES DE PRODUCTION	19
3.5	MISE HORS SERVICE DES UNITES DE PRODUCTION EXISTANTES	21
3.6	DECENTRALISATION DE LA PRODUCTION	21
4	ACTIONS ENTREPRISES PAR ELIA.....	23
4.1	AUGMENTATION DES CAPACITES D’IMPORTATION POUR LE MARCHÉ ET POUR LA SECURITE D’APPROVISIONNEMENT	23
4.2	CORES0, CENTRE EUROPEEN DE COORDINATION	23
4.3	AUGMENTATION DES CAPACITES DE RACCORDEMENT POUR LA PRODUCTION	24
4.4	AUGMENTATION DES POSSIBILITES DE RACCORDEMENT POUR LA PRODUCTION DECENTRALISEE	24
4.5	MECANISMES DE MARCHÉ ET COLLABORATION INTERNATIONALE	25
5	CADRE TARIFAIRE REGLEMENTE POUR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU	27

1 Sommaire

La présente note formule le point de vue d'Elia à propos de l'étude prospective sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 ("Etude") de la Direction Générale Energie du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie et du Bureau Fédéral du Plan pour la période 2008-2017. La consultation du gestionnaire de réseau se fait en application de l'article 3 de la loi du 1^{er} juin 2005 modifiant la loi sur l'électricité du 29 avril 1999.

STRATEGIE EN RAPPORT AVEC LA CAPACITE D'INTERCONNEXION ET DE PRODUCTION

L'Etude comprend un large éventail de scénarios, dont les hypothèses varient fortement sur le plan des volumes importés. Cela a un impact particulièrement lourd sur la capacité d'interconnexion nécessaire avec les pays voisins.

Le niveau de la capacité de production nationale est le résultat de décisions d'investissements de producteurs sur le marché européen libéralisé, mais la politique gouvernementale exerce une influence déterminante sur ces investissements dans la mesure où il s'agit de choix ayant d'importantes conséquences **politiques** pour le pays au niveau de la sécurité d'approvisionnement en énergie, de la **politique de l'environnement et du climat**, et de **l'économie**. De plus, le résultat de cette stratégie d'investissement doit respecter un certain nombre de conditions de **capacité d'interconnexion** et la condition que cette capacité de production soit disponible sur les marchés des pays voisins.

Le gouvernement ne peut pas perdre de vue le **risque d'approvisionnement en combustibles fossiles**, d'autant que l'approvisionnement de la Belgique mais également de l'Europe dépendra de plus en plus de pays dont la stabilité politique n'est pas garantie. La nécessité de disposer d'une puissance électrique qui permette de satisfaire à tout moment à la charge dans un environnement interconnecté comme celui de l'Europe continentale renforce l'importance d'un choix visant à soit avoir accès à des moyens de production nationaux fiables en suffisance, soit l'atteindre par importation, ou encore une combinaison des 2 solutions.

Les aspects de **politique environnementale** concernent l'empreinte écologique du parc de production et du mix énergétique (énergies fossiles, nucléaires, renouvelables), qui ne peut pas être considérée séparément des mesures environnementales et climatiques de l'Union européenne, des autres pays membres et des différents niveaux administratifs de notre pays.

Pour ce qui concerne les aspects **économiques**, et plus précisément les aspects relatifs à la formation des prix sur le marché de l'électricité, il importe d'analyser plus précisément l'interaction entre ladite formation des prix et les **interconnexions**.

Elia rappelle que le réseau de transport belge est l'un des plus interconnectés d'Europe. En 2008, la capacité d'importation commerciale moyenne qui était mise à la disposition du marché s'élevait à 3880 MW, soit environ 39% de la charge moyenne, tandis que le "minimum garanti" se chiffrait à quelque 24%. C'est la capacité d'importation qui était disponible à chaque heure de l'année 2008 pour importation par des acteurs du marché ; elle était répartie sur la frontière française (16%) et sur la frontière néerlandaise (8%). Le niveau d'importation maximal réalisé par la Belgique en 2008 a grimpé aux mois de mars et d'avril jusque 35% de la consommation suite à l'indisponibilité simultanée de centrales.

La capacité totale d'importation qui peut être mise à la disposition des acteurs du marché est donc composée de deux éléments : le “minimum annuel garanti” et la partie variable qui s’y ajoute. Cette partie variable est allouée au marché par le truchement d’enchères mensuelles et via le couplage des marchés entre les bourses d’électricité (day-ahead).

Pour la **sécurité d’approvisionnement**, il est essentiel que le parc de production qui est disponible dans le pays (en tenant compte des réserves nécessaires) **corresponde au moins à la consommation nationale, diminuée du “minimum annuel garanti” en capacité d’importation. Dans le cas contraire, on courrait le risque qu’à certains moments, il soit impossible de réaliser les importations nécessaires.**

C’est ce “minimum annuel garanti” en capacité qui – via les mécanismes d’allocation et les règles d’équilibrage d’Elia – encourage les producteurs à investir si nécessaire dans le pays. Cependant, pour que l’on arrive à des investissements effectifs, ces incitants doivent être complétés par la politique générale, et il faut éventuellement introduire un “**capacity market**”, comme exposé ci-après.

Pour la **formation des prix** sur le marché, il a été établi que la convergence entre les prix de gros en Belgique et ceux des pays voisins est essentiellement déterminée par la **capacité d’importation totale moyenne**.

Ces constatations étayent pleinement la stratégie d’Elia pour ce qui concerne l’allocation de capacité :

- Elia maximalise la capacité d’importation totale moyenne pour un maximum de libre-échange et de convergence de prix (39% en 2008) et pour donner aux producteurs du pays une capacité d’importation en cas d’indisponibilité de leurs centrales ;
- Elia tend vers un niveau de “minimum annuel garanti” (24% en 2008, dont 16% venant de France – comme mentionné plus haut) qui offre des garanties maximales pour la sécurité d’approvisionnement et dans le même temps des incitants, pour les producteurs, à maintenir dans le pays le niveau nécessaire en capacité de production.

En outre, la problématique de l’interconnexion ne peut pas être examinée uniquement dans une perspective nationale des importations. Le développement de la capacité d’interconnexion entre les Etats membres, par exemple pour la Belgique les liaisons avec le Grand-duché de Luxembourg, le Royaume-Uni et l’Allemagne ainsi que les renforcements supplémentaires des liaisons existantes avec la France et les Pays-Bas, doit également être pris en considération lorsqu’on détermine la capacité minimale de la production nationale. Il faut tenir compte à la fois des importations et des exportations : ces dernières augmentent l’attractivité de la Belgique pour les investissements dans de nouvelles unités de production.

Il convient également de tenir compte de l’évolution des parcs de production dans les pays qui nous entourent (coût de production lié au mix énergétique). En l’absence d’harmonisation et de stabilisation des signaux politiques, réglementaires et économiques, il n’est pas possible de garantir à moyen et à long terme la sécurité d’approvisionnement de la Belgique.

Il importe donc de dissiper les incertitudes relatives aux décisions politiques au niveau européen et national. A ce propos, l’importance d’une décision définitive sur le scénario de **sortie du nucléaire** prévu légalement ne pourrait être assez soulignée.

Elia aimerait également insister sur le fait qu'une marge étroite entre production et consommation complique pour le gestionnaire de réseau le problème **d'acheter à un prix raisonnable des moyens de production pour des services auxiliaires**. La nécessité de disposer d'une capacité de réserve est dès lors d'autant plus grande que la marge de réserve dans un pays diminue. Au départ d'un cadre tarifaire réglementaire, le prix acceptable devrait tenir compte, à court comme à long terme, du niveau des importations et de l'existence ou non d'une offre concurrentielle suffisamment importante, tant pour les réserves primaires, secondaires et tertiaires que pour l'énergie réactive et pour les unités de production auxquelles il est fait appel en cas de redémarrage après un black-out.

Si le prix du marché est jugé insuffisant par les producteurs et/ou les investisseurs pour investir dans de nouvelles unités de production, il faut tenir compte d'une diminution progressive de l'offre (surtout si des unités de production qui ont atteint la fin de leur durée de vie technique ne sont plus remplacées par de nouvelles unités de production). Cette situation nécessite l'organisation d'un marché (ou l'établissement d'un tarif) assurant que la capacité de production nécessaire soit garantie de façon à atteindre le niveau visé de sécurité d'approvisionnement. De tels "**capacity markets**" ont déjà été introduits sur d'autres marchés de l'électricité.

Elia signale enfin une étude en cours concernant la possibilité de compenser le manque de puissance de pointe en **mettant à la disposition des producteurs d'une capacité de production de pointe**, sans qu'Elia même prenne une position sur le marché en tant que producteur avec ces unités de pointe. Cette capacité de production contribuerait également à la gestion du risque lié à une indisponibilité imprévue pour de nouveaux producteurs qui, en Belgique, ne disposent pas d'une installation de backup.

INCERTITUDES ET RISQUES, PROBLEMATIQUE DES "LEAD TIMES".

Tant pour le développement de la capacité d'interconnexion avec les pays voisins que pour le raccordement de nouvelles unités de production, **Elia ressent dans la pratique que la procédure d'autorisation pour les liaisons de raccordement, longue et risquée, est l'un des principaux facteurs de risque pour réaliser à temps l'équilibre entre production et consommation.**

Tandis que le délai pour l'autorisation et la construction d'une centrale à gaz est estimé à quatre ans, Elia constate que **le délai de mise en œuvre pour une infrastructure à haute tension est compris entre 7 et 15 ans**. Elia soutient depuis quelque temps des initiatives visant à raccourcir ce processus mais doit malheureusement remarquer que, suite à des décisions récentes, la tendance continue à aller vers des délais toujours plus longs.

Pour l'équilibre entre production et consommation, la problématique des «lead times» se pose aussi d'une autre manière. Le modèle PRIMES qui est utilisé pour l'Etude prend pour point de départ un équilibre permanent entre offre et demande sur la base d'un modèle théorique d'équilibre à long terme. Dans la pratique, les décisions d'investissement sont prises avec retard et le temps de construction de centrales doit être ajouté à ce retard. Cela signifie que, dans la pratique, les équilibres théoriques ne sont pas atteints. **Au lieu de cela apparaissent des cycles "boom and bust" qui s'accompagnent de surinvestissements et de sous-investissements dans la capacité de production.** Pour assurer l'approvisionnement dans de telles situations, il faut une capacité supplémentaire du réseau de transport, qui ne découle pas de l'équilibre théorique du marché du modèle PRIMES.

L'Etude décrit 12 scénarios qui se fondent sur différents types d'importation structurelle. **Si le gouvernement décide que la Belgique doit être autonome toute l'année pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, Elia, sur la base des projets qu'elle connaît, partage la conclusion de l'Etude : c'est impossible d'ici 2010 (cf. Etude page 153 point 16 des principaux résultats des simulations).** Le risque de vagues de froid et de chaleur prolongées ainsi que la disponibilité imprévisible d'énergie éolienne à la pointe sont considérés par Elia comme des éléments qui renforcent encore le manque d'autonomie.

Du fait que la durée de mise en œuvre pour la réalisation de projets d'infrastructure de réseau est plus longue que celle de nouveaux projets de production, le gestionnaire du réseau doit prendre des décisions à un moment où l'avenir est encore incertain. De plus, il doit également tenir compte du fait que la durée de vie technique et économique de l'infrastructure de transport est plus longue que celle des installations de production. Elia insiste à ce propos sur le fait que la vision du développement doit avoir de la **flexibilité** pour pouvoir rectifier le raccordement de nouvelles unités de production. L'impact de la crise financière et économique actuelle, avec une incertitude supplémentaire sur l'évolution de la demande et les plans d'investissement de producteurs, renforce encore la nécessité d'une approche flexible. Les développements dans le domaine des **sources d'énergie renouvelables et de la cogénération** exigent à leur tour de la flexibilité dans le processus de planification. Le caractère **intermittent** de la production issue de sources renouvelables confirme le **besoin d'une gestion coordonnée et transfrontalière du système.**

ACTIONS ENTREPRISES PAR ELIA

Elia a effectué ces dernières années d'importants renforcements de l'interconnexion, comme signalé ci-dessus. Pour les liaisons avec la France et les Pays-Bas, des renforcements supplémentaires sont encore à l'examen. Des études et projets sont entamés pour la réalisation de nouvelles liaisons avec l'Allemagne, le Luxembourg et le Royaume-Uni.

Elia et le gestionnaire du réseau de transport français RTE ont fondé le 18 décembre 2008 **Coreso (Coordination of Electricity System Operators)** : le premier centre technique régional commun de coordination réunissant différents gestionnaires de réseau en Europe occidentale et centrale. Coreso assure le planning de la gestion du réseau à court terme et soutient la surveillance en temps réel des flux d'électricité dans les réseaux de la région. Le principal objectif du centre est de permettre une meilleure intégration régionale de la production, sur base de sources d'énergie renouvelables, et d'assurer une gestion sûre des flux transfrontaliers, en forte augmentation avec le développement des marchés Intraday. Coreso jouera donc un rôle actif dans le couplage du marché de l'électricité Day-Ahead au Benelux, en Allemagne et en France, dont la réalisation est en préparation.

Les plans de développement d'Elia prévoient divers projets pour – notamment – rendre possible le raccordement de nouvelles unités de production, par exemple le projet "**Brabo**" dans le port d'Anvers et le projet "**Stevin**" entre Eeklo et Zeebrugge, pour raccorder jusque 2000 MW d'éoliennes offshore.

Dans le cadre de la politique des Régions en matière de **sources d'énergie renouvelables et de cogénération**, des renforcements et extensions du réseau sont effectués dans certaines zones à haut potentiel ponctuel, pour l'intégration de ces installations dans le réseau.

L'Etude mentionne divers aspects à propos du fonctionnement du marché, dans lesquels un rôle est alloué à Elia. Au point 4.5 de cette note, Elia donne un aperçu des initiatives qui ont été prises à ce propos, ou qui sont en préparation.

LE CADRE TARIFAIRE REGLEMENTAIRE

Le cadre tarifaire réglementaire actuel doit être évalué à la lumière des récentes décisions en matière d'environnement et de climat qui ont été prises au niveau européen et belge (plus précisément l'objectif européen 20-20-20, la directive UE concernant les sources d'énergie renouvelables et la diminution des gaz à effet de serre) et de la poursuite de la libéralisation du marché belge (le projet du troisième paquet énergie concernant le marché interne de l'électricité).

Il se trouve que des investissements complémentaires dans l'infrastructure du réseau sont déjà nécessaires aujourd'hui pour rencontrer ces objectifs. Ces investissements ne s'inscrivent cependant pas dans une gestion normale du réseau ("business as usual"). Ils se caractérisent par :

- une durée de vie économique plus courte que celle prévue dans l'Arrêté Royal du 8 juin 2007 relatif à la structure tarifaire générale (par exemple en relation avec la durée de vie des unités de cogénération ou avec le processus industriel auquel elles sont liées),
- des montants à investir dépassant la capacité d'autofinancement d'Elia,
- le risque lié au caractère intermittent de certaines technologies de production (parcs d'éoliennes offshore par exemple),
- le risque de vieillissement technologique (applications informatiques permettant une gestion dynamique de la demande), etc.

Certaines de ces évolutions entraîneront une diminution de l'énergie transportée par le réseau haute tension et, par conséquent, une augmentation accélérée des tarifs de transport. C'est pourquoi Elia propose de différencier la régulation tarifaire selon deux volets : le premier lié à la gestion du réseau "business as usual", le second en rapport avec la politique énergétique et climatique des autorités et la poursuite de la libéralisation du marché dans le cadre du troisième paquet énergie.

2 Aspects stratégiques en rapport avec la capacité d'interconnexion et de production

2.1 INTRODUCTION

L'étude prospective sur les perspectives d'approvisionnement en électricité ("Etude") comprend un large éventail de scénarios dont les hypothèses varient fortement sur le plan des volumes importés. Ces scénarios se fondent donc sur des hypothèses sur le plan de la capacité d'interconnexion avec les pays voisins qui doivent être confrontées à la pratique.

Le niveau de la capacité de production nationale est le résultat de décisions d'investissements de producteurs sur le marché européen libéralisé, mais la politique gouvernementale exerce une influence déterminante sur ces investissements dans la mesure où il s'agit de choix ayant d'importantes conséquences **politiques** pour le pays au niveau de la **sécurité d'approvisionnement en énergie**, de la **politique de l'environnement et du climat**, et de **l'économie**. De plus, le résultat de cette politique d'investissement doit respecter un certain nombre de conditions de **capacité d'interconnexion** et la condition que cette capacité de production soit disponible sur les marchés des pays voisins.

2.2 INTERACTION ENTRE CAPACITE D'INTERCONNEXION ET CAPACITE DE PRODUCTION

Pour le lien entre capacité d'importation et capacité de production totale disponible dans le pays, il importe de tenir compte de quelques aspects essentiels du transport à haute tension et d'allocation de cette capacité de transport aux acteurs du marché.

La capacité du réseau haute tension à importer de l'électricité est variable dans le temps.

- Tout d'abord, il y a des coupures nécessitées par des travaux d'entretien ou des renforcements (par exemple, le remplacement de conducteurs pour augmenter la capacité, ce qui réduit en revanche temporairement fortement la capacité).
- En deuxième lieu, il y a des effets thermiques (liés à la saison) à cause desquels la capacité est variable selon la saison (par exemple, les effets en rapport avec la flèche des conducteurs, ce qui réduit la capacité de 5% à 10% en période estivale).
- Enfin, élément très important, ce sont les lois physiques qui déterminent les flux sur le réseau haute tension international en fonction de l'emplacement physique de la production et de la consommation à travers l'Europe. Pour la Belgique, cela signifie que les flux dominants peuvent évoluer du sens sud – nord (en cas d'excédent nucléaire relatif en France et de faible production éolienne dans le nord de l'Europe) vers le sens nord – sud (faible production nucléaire avec forte consommation en France, production élevée par les éoliennes dans le nord de l'Europe). Ces effets imprévisibles ont pour conséquence que la capacité allouable pour des contrats d'importation peut varier à tout instant, et ce pour chacune des frontières.

Par conséquent, la capacité qui peut être allouée à chacune des deux frontières d'importation aux acteurs du marché est variable et comporte essentiellement deux composants : d'une part un "minimum annuel garanti" et d'autre part une composante variable qui s'ajoute à ce minimum.

Le “minimum annuel garanti” est en grande partie alloué aux acteurs du marché sur la base de contrats annuels (enchères annuelles), et dans une moindre mesure par le biais d’enchères mensuelles ou par le biais du couplage des marchés sur base journalière. C’est le “minimum annuel garanti” de capacité qui, via les mécanismes d’allocation et les règles d’équilibrage d’Elia, encourage les producteurs à investir si nécessaire dans le pays.

La partie variable est répartie en enchères mensuelles et en allocations sur base quotidienne via la bourse d’électricité.

Pour cette subdivision, les constatations suivantes sont essentielles :

- **Pour la *sécurité d’approvisionnement*, il est primordial de tenir compte des deux éléments suivants:**
 - **Le parc de production disponible dans le pays (en tenant compte des réserves nécessaires) doit être suffisant pour alimenter à tout moment la consommation moins le “minimum annuel garanti”.** Dans le cas contraire, il y aurait un risque qu’à certains moments, les importations nécessaires ne puissent pas être réalisées.
 - **Augmenter artificiellement le minimum annuel pousserait erronément les acteurs du marché à conclure des contrats d’importation structurels au détriment de la capacité de production à construire dans le pays, d’où un risque pour la sécurité d’approvisionnement (comme mentionné ci-dessus).** Bien que le gestionnaire de réseau soit responsable de l’allocation de la capacité et donc également du fractionnement de la capacité entre les deux composantes (minimum annuel et partie variable), c’est en fin de compte le régulateur qui donnera ou non son approbation et qui déterminera donc le minimum annuel et mensuel.
- **Pour le *fonctionnement du marché* (en d’autres termes pour la formation des prix sur le marché de gros), la mesure dans laquelle les acteurs du marché peuvent faire appel à la capacité totale d’importation (minimum annuel garanti augmenté de la partie variable) est essentielle. C’est en effet la capacité totale qui est déterminante pour le prix spot via la bourse d’électricité et, par conséquent, pour les contrats à terme.** Diverses analyses, hors du cadre de la présente consultation, l’ont démontré.

2.3 CAPACITE ACTUELLE D’IMPORTATION POUR LA BELGIQUE

Pour ce qui concerne les **aspects économiques**, et plus précisément les aspects ayant trait à la formation des prix sur le marché de l’électricité, il importe d’examiner plus en détail l’importance de l’interaction entre cette formation des prix et les **interconnexions**.

Quant à la **formation des prix** sur le marché, il a été démontré que la convergence entre les prix de gros en Belgique et ceux des pays voisins est essentiellement déterminée par la **capacité moyenne totale d’importation**.

Ces constatations étayent pleinement la stratégie d’Elia au niveau de l’allocation de capacité. **Depuis la libéralisation du marché de l’énergie, en concertation avec les gestionnaires de réseau des pays voisins, Elia a mené une série d’actions visant à optimiser les capacités d’importation et à les renforcer.**

- Elia maximise la capacité totale moyenne d’importation pour un fonctionnement optimal du marché, pour une convergence des prix et pour donner aux producteurs du pays une

capacité d'importation en cas de non disponibilité de leurs centrales. En 2008, la capacité commerciale moyenne d'importation qui était mise à la disposition du marché se chiffrait à 3880 MW, soit environ 39 pour cent de la charge moyenne;

- Elia tend vers un niveau du “minimum annuel garanti” offrant des garanties maximales pour la sécurité d’approvisionnement et incitant en même temps les producteurs à maintenir le niveau nécessaire en capacité de production dans le pays. **Le “minimum garanti” s’élevait en 2008 à environ 24%. C’est la capacité qui était disponible à chaque heure de l’année 2008 pour être importée par les acteurs du marché ; elle était partagée entre la frontière française (16%) et la frontière néerlandaise (8%).**

Ces initiatives sont à l’avantage du marché – qui a ainsi accès à des marchés concurrentiels. Elles favorisent également la sécurité d’approvisionnement, dans la mesure où l’importation d’électricité est un pilier supplémentaire pour rencontrer la demande interne. En outre, les possibilités d’aide mutuelle entre les pays voisins augmentent.

Elia rappelle que le réseau de transport belge est un des réseaux les plus interconnectés d’Europe. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des capacités d’importation commerciale disponibles en 2008.

Situation 2008 (en MW)	Capacités d'importation commerciale disponibles			
	frontière sud	frontière nord	total	remarque
Maximum capacité allouée	3600	1401	5001	Le total est de 42 % de la charge de pointe moyenne sur le réseau Elia, plus précisément 12001 MW
Moyenne annuelle capacité allouée	2532	1350	3882	Le total est de 39 % de la charge moyenne sur le réseau Elia, plus précisément 10024 MW
Minimum capacité garantie ex ante	1600	833	2433	Le total est de 24 % de la charge moyenne sur le réseau Elia

Cette capacité d’importation et les autres efforts d’Elia au niveau des mécanismes du marché (voir paragraphe 4.2) ont une influence positive sur la fixation des prix sur le marché de l’électricité. La différence de prix entre le marché de gros en France et en Belgique a diminué de 6 €/MWh en 2003 (sur base des contrats annuels pour le lancement de Belpex) à ± 1,5 €/MWh en 2008 (sur base des prix Belpex et Powernext 2008).

Cette capacité d’importation est également un important pilier pour satisfaire à la sécurité d’approvisionnement, surtout dans un contexte en forte évolution :

- avec un niveau toujours plus élevé d’échanges et d’importations
- qui va de pair avec des flux en bouclage toujours plus grands (loop flows - flux physiques non programmés)
- avec un glissement de la production centralisée vers la production décentralisée.

Un manque relatif de nouveaux investissements dans la production en Belgique a entraîné un besoin croissant d’importations pour faire face à la consommation pendant les périodes de pointe. **Une situation particulière sur le plan de la production (indisponibilité simultanée de plusieurs centrales) en mars/avril 2008 a nécessité l’importation de 30-35% de la puissance de pointe.**

Vu la forte augmentation de l'énergie éolienne dans le nord de l'Europe (Allemagne et Danemark, dans une moindre mesure par le nouveau câble Pays-Bas - Norvège), la prévisibilité des flux physiques dans le réseau haute tension européen a fortement diminué ; de plus, ces flux ont augmenté dans le sens nord – sud. Pour pouvoir maintenir la capacité commerciale dans ces circonstances (et éventuellement l'augmenter) et en même temps continuer à assurer la qualité de l'alimentation, les investissements faits dans des transformateurs déphaseurs à la frontière nord se sont avérés d'une importance cruciale.

2.4 POLITIQUE GOUVERNEMENTALE EN MATIERE DE SECURITE D'ALIMENTATION EN ELECTRICITE

Le gouvernement ne peut pas perdre de vue le **risque d'approvisionnement en combustibles fossiles**, surtout parce que l'approvisionnement de la Belgique, mais aussi de l'Europe, dépendra toujours davantage de pays dont la stabilité politique n'est pas garantie. La nécessité de disposer d'une puissance électrique qui permette de satisfaire à tout moment à la charge dans un environnement interconnecté comme celui de l'Europe continentale confirme l'importance d'un choix dans le but soit d'avoir accès à des moyens de production nationaux fiables en suffisance soit d'y arriver par le biais d'importations.

La politique gouvernementale relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité exerce également un impact sur des **aspects de politique en matière d'environnement**, plus précisément l'empreinte écologique du parc de production et du mix énergétique (énergies fossiles, nucléaires, renouvelables). La politique du gouvernement fédéral est indissociable des mesures écologiques et climatiques de l'Union européenne, des autres états membres et des divers niveaux administratifs de notre pays.

En outre, la problématique de l'interconnexion ne peut pas être examinée uniquement dans la perspective des importations nationales. Le développement d'une capacité d'interconnexion (voir également paragraphe 4.1) entre les Etats membres, par exemple pour la Belgique les liaisons avec le Grand-Duché de Luxembourg, le Royaume-Uni et l'Allemagne ainsi que les renforcements supplémentaires des liaisons existantes avec la France et les Pays-Bas, doit également être pris en considération lorsqu'on détermine la capacité minimale de la production nationale. Il faut tenir compte à la fois des importations et des exportations : ces dernières augmentent l'attractivité de la Belgique pour des investissements dans de nouvelles unités de production.

Il faut également considérer l'évolution des parcs de production dans les pays qui nous entourent (coût de la production lié au mix énergétique) (voir également paragraphe 3.3.3). En l'absence d'une harmonisation et d'une stabilisation des signaux politiques, réglementaires et économiques, on ne peut pas garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique à moyen et à long terme. Pour maintenir la fiabilité de l'alimentation en électricité, il importe donc que les décisions d'investissement nécessaires soient prises à temps et cadrent dans une vision à long terme. Il faut, comme l'établit également l'Etude, créer un climat favorable aux investissements vu les délais et les intérêts économiques des investisseurs. Il importe dès lors de dissiper au plus vite les incertitudes concernant des décisions politiques au niveau européen et national.

2.4.1 BESOIN D'UNE TRADUCTION NATIONALE RAPIDE DE L'IMPACT DES OBJECTIFS EUROPEENS 20-20-20 POUR LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Elia encourage une traduction nationale rapide de l'impact des objectifs européens 20-20-20 pour le secteur de l'électricité. L'Etude indique qu'aucun des scénarios ne répond à l'objectif belge parce qu'ils ne tiennent pas compte des nouvelles mesures gouvernementales complémentaires qui sont nécessaires. Vu l'horizon temporel de l'Etude, à savoir 2008-2017, il serait indiqué que la prochaine version de l'Etude puisse prendre en considération l'impact de l'objectif européen 20-20-20 de sorte qu'Elia ait une indication de son impact sur l'évolution de la consommation électrique et de la production décentralisée lorsqu'elle définit sa vision proactive du développement.

2.4.2 BESOIN D'UNE DECISION DEFINITIVE CONCERNANT LA SORTIE DU NUCLEAIRE

Elia confirme le besoin d'une décision définitive concernant la sortie ou non du nucléaire. Cette décision est nécessaire pour que les acteurs du marché et Elia puissent prendre à temps une décision afin d'éviter un nouveau boom, avec des sous-investissements et des prix élevés de l'électricité.

2.5 SERVICES AUXILIAIRES ET MECANISMES DE MARCHÉ LIES A LA CAPACITE DE PRODUCTION

L'Etude reconnaît le risque qu'il manque des capacités de réserve, car celles-ci sont les plus difficiles à rentabiliser, et que ce type de capacités a diminué depuis la libéralisation. L'analyse complémentaire pour le scénario de référence avec l'outil de simulation PROCREAS indique à partir de 2014 le besoin d'une puissance supplémentaire en turbines à gaz, pour une capacité totale de 480 MW. Ce type d'unité convient extrêmement bien pour servir de capacité de réserve.

Elia constate une diminution des unités de production disponibles pour la fourniture de réserve. On peut supposer que ceci est dû à une différence croissante entre d'une part le coût de ces unités et, d'autre part, leur valeur sur un marché libéralisé. Il est donc très difficile pour Elia d'organiser, à des conditions acceptables, les services auxiliaires qui requièrent des unités de réserve.

La nécessité de disposer d'une capacité de réserve augmente à mesure que, dans un pays, la marge de réserve diminue. A partir d'un cadre tarifaire réglementaire, le prix acceptable à court et à long terme devrait tenir compte du niveau des importations et de l'existence ou non d'une offre concurrentielle suffisamment importante, pour les réserves primaires, secondaires et tertiaires comme pour l'énergie réactive et pour les unités de production auxquelles on fait appel pour les redémarrages après un black-out.

Un décalage entre le prix acceptable pour une capacité de réserve selon un cadre tarifaire réglementaire et le prix du marché fait que les producteurs n'ont pas assez d'incitants pour construire de nouvelles unités de production pour la livraison de services auxiliaires ; ce qui encourage encore le gestionnaire de réseau à mettre des unités d'appoint à la disposition des producteurs. Elia examine donc la possibilité de compenser le manque de puissance de pointe offert comme réserve tertiaire en mettant à la disposition des producteurs de la capacité de production de pointe, sans qu'Elia, avec ces unités, prenne une position active en tant que producteur. La capacité de production contribuerait aussi à la gestion du risque pour les nouveaux producteurs qui ne disposent pas d'installation de backup en Belgique, afin de

compenser les conséquences d'une éventuelle panne. Il convient aussi de signaler que l'importation de services auxiliaires soit n'est pas autorisée dans le contexte de l'UCTE (réglage secondaire) soit mènera à une utilisation inefficace de la capacité d'importation (ce qui est le cas si l'on importe la réserve tertiaire, avec pour résultat une diminution de la capacité allouable pour les acteurs du marché).

L'Etude prévoit dans les douze scénarios que la part de moyens de production à caractère intermittent va augmenter en importance dans le mix énergétique total. **Cette modification de la structure du parc de production influencera les besoins en réserve secondaire et tertiaire.** C'est pourquoi Elia, en collaboration avec des experts externes, a lancé une étude visant à une estimation correcte de cet effet.

Selon les scénarios retenus, la structure du parc de production est modifiée plus ou moins fortement : moins de production centralisée, plus de nouvelles unités de production aux caractéristiques propres (générateurs asynchrones, beaucoup plus d'électronique de puissance,...). **Cette modification structurelle engendre de nouveaux défis pour trouver à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.** Ces nouveaux défis ne peuvent être traités au niveau de cette étude prospective, mais devront néanmoins être suivis à l'avenir avec toute l'attention requise. On peut notamment songer aux points suivants :

- le parc de production a-t-il la flexibilité nécessaire pour bien suivre la courbe de la demande en toutes circonstances ?
- comment absorbe-t-on l'éventuelle surproduction par rapport à la demande si le volume de moyens de production à caractère intermittent venait à augmenter fortement ?
- la rigidité du planning de révision de certaines unités de production ne peut-elle pas provoquer des situations difficiles à certaines périodes de l'année ?
- dans quelle mesure le parc de production est-il solide face à de fortes chutes de tension ou fluctuations de fréquence, le système électrique peut-il suffisamment faire face à des incidents (du côté de la production comme du côté du réseau) ?
- ...

Elia voudrait en outre attirer l'attention sur le fait qu'il pourrait à l'avenir y avoir des problèmes concernant les unités capables de fournir le service de black start. Un problème pourrait se présenter à partir de 2010 pour la zone nord-est de la Belgique, suite à la disparition des centrales à charbon de Mol qui, avec la turbine à gaz de Mol, fournissent actuellement le service black start dans la zone nord-est. Il s'agit en effet ici de ce que l'on appelle "conditional black start", où une turbine à gaz est utilisée pour démarrer une centrale à charbon, laquelle peut à son tour alimenter le réseau en cas de black-out. La seule puissance de la turbine à gaz de Mol est insuffisante pour relancer rapidement et efficacement l'alimentation du réseau dans cette zone. Aucune alternative ne s'est présentée pour cette zone jusqu'à présent. Elia examine donc comment encourager l'équipement d'une unité black start dans cette zone.

2.6 CAPACITY MARKETS

Si le prix du marché est jugé insuffisant par des producteurs et/ou investisseurs pour construire de nouvelles unités de production, il faut tenir compte d'une diminution progressive de l'offre (surtout si les unités de production qui ont atteint la fin de leur durée de vie technique ne sont plus remplacées par de nouvelles unités de production).

On peut se poser la question de savoir si le fonctionnement actuel du marché en Europe donne assez d'incitants pour garantir à long terme la construction d'une nouvelle capacité de production suffisante. Pour éviter la situation ci-dessus, il peut être indiqué d'organiser un marché (ou d'établir un tarif) qui veille à assurer la capacité de production nécessaire, de telle sorte que le niveau visé de sécurité d'approvisionnement puisse être atteint. Sur certains marchés étrangers, de telles initiatives sont déjà prises actuellement, ou sont en préparation.

3 Incertitudes et risques, problématiques des lead times

3.1 PROBLEMATIQUE DES LONGS DELAIS DE MISE EN ROUTE POUR LES AUTORISATIONS - LEAD TIMES POUR LE TRANSPORT

Elia estime que les procédures administratives actuelles, longues, confuses et risquées, pour l'octroi de permis de bâtir, permis d'exploitation, licences et permis d'environnement, tant pour la construction de centrales que pour les investissements dans le réseau Elia, constituent l'un des principaux facteurs de risque lorsqu'il s'agit d'arriver à temps, dans le contexte actuel du marché, à l'équilibre entre production et consommation.

Les temps de mise en service mentionnés dans l'Etude, de 4 ans pour une centrale au gaz à 6 ans pour une centrale à charbon, peuvent même grimper jusque 15 ans pour des projets d'infrastructure de réseau. Cela signifie qu'Elia doit faire une estimation, évaluer d'où peuvent venir de nouvelles unités de production, afin que les nouvelles centrales de production nécessaires puissent être mises en service à temps.

Le délai de mise en œuvre d'un projet de production peut commencer par une très longue période pendant laquelle le producteur effectue des études et demande des autorisations, et pendant laquelle de la capacité de raccordement est néanmoins réservée auprès du gestionnaire de réseau à partir du moment où le producteur obtient une autorisation de production conclue avec Elia un contrat de raccordement. L'abandon du projet à l'issue de cette période d'étude implique des frais élevés pour le système : soit d'autres producteurs auront entamé des études à d'autres points de raccordement – plus chers (= moins propices), soit un point de raccordement approprié aura été réservé successivement par différents producteurs, sans que cela mène jamais à une décision définitive d'investissement. De brefs délais de mise en service pour les autorisations contribuent notablement à limiter ce risque.

Elia soutient donc depuis assez longtemps des initiatives visant à raccourcir ce processus administratif. Elia souligne l'importance de la recommandation du gouvernement fédéral en vue de simplifier ces procédures administratives et de les rationaliser, de telle façon que des projets nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et à la libéralisation du marché européen de l'énergie soient réalisables dans les délais requis. Un délai de réalisation raisonnable ne veut pas dire que l'on remet en cause des valeurs écologiques, sociales ou de santé.

Mais en réalité il s'avère que la tendance est inverse. En effet, très récemment, le Conseil d'Etat a annulé l'autorisation octroyée le 4 juillet 2001 par la Région wallonne pour le câble haute tension Tihange – Avelines, une liaison extrêmement importante pour la sécurité d'approvisionnement de Bruxelles et de l'est du Brabant, ainsi que pour l'alimentation du trajet du TGV Liège – Bruxelles, pour la seule raison que cette modification à l'infrastructure haute tension n'était pas indiquée sur le Plan de Secteur. Pourtant, avant cet arrêt, l'inscription d'un câble souterrain au Plan de Secteur n'avait jamais été jugée nécessaire.

L'Etude a notamment pris pour hypothèse que le doublement de la liaison 220 kV Moulaine (FR) – Aubange (BE) sera fait en 2010. Cet investissement encore à réaliser permettra d'augmenter davantage la capacité d'interconnexion à la frontière sud. *Elia voudrait cependant faire remarquer que la date de mise en service mentionnée est donnée à titre*

indicatif et dépend de l'obtention à temps de toutes les autorisations nécessaires, en France comme en Belgique.

3.2 PRIMES COMME MODELE D'EQUILIBRE DANS UN MARCHÉ DYNAMIQUE AVEC CYCLES BOOM-BUST – LEAD TIMES POUR LA PRODUCTION

Le risque qu'il y ait un déséquilibre à court terme entre l'offre et la demande d'électricité est inhérent aux cycles "boom" et "bust" qui caractérisent les investissements en capacité de production dans le secteur libéralisé de l'électricité.

Des investissements dans de la capacité de production supplémentaire sont initiés par des pics de prix (un cycle "boom" qui est la conséquence d'une période préalable de sous-investissements). Il y a donc un laps de temps de plusieurs années entre le signal du marché (indiquant qu'il faut des investissements supplémentaires dans de la capacité de production) et la réaction des acteurs du marché et la mise en service de nouvelles unités. Ce signal du marché suscite souvent une réaction des acteurs du marché qui mène à un surinvestissement (cycle "bust" à prix bas, qui annulent les décisions d'investissement), parce qu'ils tentent tous de préserver leur part du marché.

Comme l'Etude se base sur Primes, un modèle d'équilibre partiel pour analyses à long terme qui prend pour point de départ un équilibre entre l'offre et la demande d'énergie, le phénomène précité de déséquilibres momentanés récurrents n'a pas été pris en compte pour esquisser les besoins en moyens de production. **Les interconnexions avec l'étranger sont essentielles pour compenser de tels déséquilibres momentanés mais présentent dans le même temps un risque dans la mesure où de semblables cycles "boom" et "bust" peuvent également se produire dans les pays voisins.**

3.3 LES DIFFERENTS SCENARIOS DE L'ETUDE

3.3.1 SCENARIOS ET VARIATIONS DES FLUX D'IMPORTATION ESCOMPTES

Alors que les programmes indicatifs de la CREG étaient par essence basés sur une analyse nationale, qui tenait compte des interconnexions en deuxième lieu seulement, l'Etude a essayé de tenir compte du rôle des interconnexions avec les pays voisins.

Elia soutient l'approche de l'Etude où la problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité est examinée dans un contexte international parce que l'importation d'électricité est un pilier supplémentaire pour satisfaire à la demande interne.

Les douze scénarios examinés dans l'Etude montrent qu'Elia peut partir du principe que la Belgique reste importatrice nette d'électricité. L'ordre de grandeur de l'importation structurelle dépend cependant beaucoup du scénario choisi. Il varie d'un facteur 5 en fonction du scénario choisi (18,8 TWh versus 3,8 TWh en 2020).

Cette grande variabilité de la quantité d'électricité importée entre les différents scénarios est obtenue en prenant pour point de départ des circonstances normales. **Des développements du réseau ne doivent pas seulement tenir compte des flux d'énergie dans des conditions normales mais aussi de situations plus risquées qui n'ont pas nécessairement beaucoup**

d'impact sur le plan de l'énergie, mais bien sur le plan de la puissance. Voici des exemples de situations plus risquées aussi citées par l'Etude :

- Circonstances exceptionnelles (vague de froid ou de chaleur dans toute l'Europe) qui entraînent d'une part une forte baisse de la capacité de production et d'autre part une forte augmentation de la demande d'électricité.
- Des caractéristiques spécifiques de différents moyens de production, où la disponibilité de certains moyens n'est pas en relation avec la demande. C'est ainsi que la disponibilité ou l'indisponibilité imprévue d'énergie éolienne/solaire pendant les heures de pointe et en dehors entraîne d'autres flux d'échange.

En outre, l'Etude indique également que d'autres séquences de demande et de production au sein du même scénario peuvent mener à d'autres séquences d'échange. Le modèle de base PRIMES utilisé dans l'Etude est principalement orienté sur des perspectives énergétiques à long terme. Par conséquent, le nombre de séquences de demande et de production examinées par an est resté très limité.

Le défi pour le développement du réseau dans ce domaine consiste à optimiser les interconnexions avec les pays qui nous entourent de telle façon que, non seulement, elles répondent à la grande variabilité de l'énergie à importer telle qu'obtenue par l'Etude mais aussi, qu'elles répondent à des situations qui diffèrent de la normale sur le plan de la puissance. Dans cette optimisation, Elia ne perdra pas de vue la rentabilité des investissements d'interconnexion pour la société (voir également paragraphe 4.1)

L'Etude suppose également certaines séquences d'investissements demande et production dans les pays voisins. Si elles se déroulent différemment (par exemple : impact d'un ralentissement dû à la crise financière actuelle ; impact de cycles "boom" et "bust" – voir également paragraphe 3.2.), la situation en Belgique peut s'améliorer (possibilités d'importations accrues) ou s'aggraver (situation de pénurie partout). C'est pourquoi il est également utile, comme le relève l'Etude, de répéter une telle analyse dans le cadre des activités du Pentalateral Energy Forum, de façon à se faire une bonne idée de la situation réelle de l'évolution de la demande et de la capacité de production dans les cinq pays concernés (voir également paragraphe 3.3.3.).

3.3.2 SCENARIOS ET PERSPECTIVE LONG TERME/COURT TERME CONCERNANT L'AUGMENTATION DE LA DEMANDE

Dans les douze scénarios simulés, l'Etude part du principe que la demande d'électricité augmente en continu. Le scénario de référence se base sur un taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité de 1,7%. On retrouve le taux de croissance le plus faible de 0,7% par an dans le scénario LoGro, qui considère une croissance économique plus faible et la mise en œuvre d'ambitieux programmes d'efficacité énergétique.

Pour les simulations, l'Etude recourt à l'outil de simulation PRIMES qui détermine la demande future d'électricité de manière endogène. Cet outil convient extrêmement bien aux prévisions énergétiques à long terme. **Mais il ne permet pas de prédire correctement les fluctuations conjoncturelles à court terme de la demande d'électricité.** La crise financière actuelle a pour conséquence que nous constatons une diminution de la demande d'électricité même à court terme. Pour le développement du réseau, le défi consiste donc à tenir compte des tendances à court terme et à long terme pour les prochains investissements dans le réseau.

Les tendances à court terme influencent essentiellement le timing des investissements en relation avec la demande.

En outre, Elia est convaincue que le déploiement de “Smart Grid” et l’objectif européen “20-20-20” modifieront fondamentalement le profil de la demande en Belgique.

3.3.3 CONCLUSION EN RAPPORT AVEC LES SCENARIOS

Sur base des projets dont elle a connaissance, Elia partage la constatation de l’Etude selon laquelle la seule capacité nationale de production, actuelle et future, est insuffisante jusque 2010 pour répondre à tout moment à la demande interne sans faire appel à des importations (cf. Etude page 153 point 16 des principaux résultats des simulations).

Dans le cadre du “MoU pentalatéral” signé le 6 juin 2007, les gestionnaires de réseau ont, pour la première fois en novembre 2008, livré les perspectives d’équilibre entre l’approvisionnement et la consommation au niveau des cinq pays (BE, DE, FR, LU, NL) pour la période 2008-2015.

Il ressort de cette analyse qu’en 2008, la Belgique dépend d’importations structurelles d’électricité pour pourvoir à une alimentation garantie en électricité. Cette analyse montre aussi qu’aucun problème structurel n’est attendu pour l’ensemble des cinq pays pour la période 2008-2015 concernant l’équilibre entre approvisionnement et consommation.

Ces résultats doivent être quelque peu nuancés car l’analyse ne tient pas compte des effets suivants, qui peuvent avoir un effet négatif sur la sécurité d’approvisionnement :

- Possible sous-estimation des mises hors service d’unités de production existantes. Ce n’est que très tard (souvent dans l’année) que les producteurs doivent tenir le gestionnaire de réseau de transport officiellement au courant des mises hors service.
- Possible retard dans la réalisation de nouvelles unités de production, éventuellement suite à la crise financière.
- Possibles ralentissements voire annulations des investissements dans de nouvelles unités de production suite à l’obtention tardive des permis nécessaires, ou à leur non obtention.
- Possibles retards des investissements dans le réseau nécessaires au raccordement de nouvelles unités de production.
- Il se peut que 2015 soit une année charnière pour le taux de réserve en capacité de production ; certaines unités de production sont encore supposées existantes cette année-là, alors qu’elles seront mises hors service à la fin de l’année concernée suite à la Directive européenne Grandes installations de combustion et aux premières mises hors service dans le cadre de l’arrêt progressif du nucléaire en Belgique.
- Des circonstances exceptionnelles au niveau de la charge ont été prises en compte, mais pas leur effet sur la capacité de production installée.

Ces résultats ne tiennent pas compte non plus de l’impact de la crise financière sur la consommation. Une importante conclusion de cette première analyse est donc que la meilleure estimation de l’évolution de l’approvisionnement et de la consommation des différents TSO individuels ne mène pas nécessairement à une évaluation correcte au niveau pentalatéral (BE, DE, FR, LU, NL).

L'analyse effectuée dans le cadre du "MoU pentalatéral" est très complémentaire de l'Etude parce que ladite analyse a tenté de prendre en compte des situations plus risquées qui n'ont pas nécessairement beaucoup d'impact sur le plan de l'énergie, mais bien sur le plan de la puissance.

En outre, dans le cadre de l'UCTE et de l'ETSO, les associations européennes de gestionnaires de réseau, Elia participe depuis plusieurs années à un semblable System Adequacy Forecast, qui est organisé à l'échelle européenne. Ces activités sont reprises à partir de 2009 par la nouvelle association de gestionnaires de réseau ENTSO-E. Elia s'appuie, pour ses propres prévisions, sur la meilleure évaluation possible des projets de nouvelles productions en Belgique.

L'analyse la plus récente System Adequacy Forecast 2009-2020, publiée en janvier 2009, prévoit une insuffisance de la production en Belgique pendant toute la période 2009-2020 si l'on s'en tient aux unités de production décidées pour l'heure. **Les résultats de cette étude ont montré que la capacité manquante de production en Belgique peut être compensée par des exportations des pays voisins jusqu'en 2015.** Ensuite, pour le bloc nord-ouest (AT, BE, CH, DE, FR, NL et LU), il y a aussi une insuffisance (22 GW) de capacités de production si l'on veut conserver la même marge de sécurité qu'aujourd'hui et si l'on se fonde uniquement sur les unités de production dont on est sûr.

3.4 LOCALISATION ET TIMING DE NOUVELLES CAPACITES DE PRODUCTION

L'Etude établit les besoins en nouvelles capacités de production, plus spécifiquement entre 7600 et 11700 MW, mais ne donne pas d'indication sur leur localisation finale. Vu l'ordre de grandeur des besoins en nouvelles unités de production (entre 47 % et 72 % du parc existant de production belge), il est indispensable pour le développement du réseau de connaître suffisamment tôt l'emplacement précis des nouvelles unités de production.

Pour le développement du réseau, le défi consiste à prévoir en temps opportun les adaptations structurelles à l'infrastructure existante du réseau convenant au raccordement de nouvelles unités de production de telle sorte que la sécurité d'approvisionnement ne soit pas compromise. Dans la mesure où le délai de mise en œuvre pour des projets d'infrastructure prévoyant une nouvelle liaison est encore plus long que celui de nouveaux projets de production (voir également paragraphe 3.1), le gestionnaire de réseau doit prendre des décisions à un moment où l'avenir est encore incertain. La principale préoccupation consiste à opter pour des adaptations structurelles qui résistent à différents scénarios de développement. Elia prévoit dès lors une vision de développement proactive, offrant la flexibilité nécessaire pour revoir le timing des adaptations structurelles liées au raccordement de nouvelles unités de production sur base de la progression effective de la construction de nouvelles unités de production.

Elia a pour l'instant trois grands projets d'infrastructure en cours qui répondent aux critères de robustesse et de proactivité, et qui contribueront à l'augmentation de la capacité de raccordement pour de nouvelles unités de production dans la province d'Anvers (plus précisément le port d'Anvers), au Limbourg, au nord de la province de Liège, et en Flandre orientale et occidentale en direction de la côte (voir également paragraphe 4.3).

Elia tente d'aider les investisseurs dans de nouvelles unités de production à identifier l'emplacement dans le réseau haute tension où un raccordement est possible sans nécessiter de grandes adaptations structurelles au réseau en général. Elia publie donc dans son plan de développement ainsi que sur son site Internet une liste indicative des points de raccordement possibles au réseau 380-150 kV. Ces informations ne sont pas contraignantes ; leur but est de permettre aux investisseurs de faire une première sélection. Le service commercial d'Elia est en outre à la disposition des investisseurs pour rechercher avec eux des possibilités de raccordement appropriées.

Pour les nouvelles centrales¹ (voir tableau ci-dessous), même pour celles en regard desquelles il est indiqué "procédures d'autorisation en cours", Elia est arrivée à un accord ou a formulé des propositions concrètes pour le raccordement au réseau Elia.

Projet	Preneurs d'initiatives	Statut	Puissance installée (en MW)
Ham	SPE	en service	126
Angleur	SPE	en construction	126
Amercoeur	Electrabel	phase de test	420
Rodenhuiize	Electrabel & Arcelor Mittal (ex-Sidmar)	en construction	310
Marcinelle Energie	Enel - Duferco Group	en construction	420
Seneffe	Nuon	procédures d'autorisation en cours	450
Beringen	T-Power	en construction	420
Navagne	SPE	procédures d'autorisation en cours	860
Port d'Anvers	E.on	procédures d'autorisation en cours	1100

Le mécanisme de tarification régulée qui s'y applique est appelé "shallow costing". Seuls le coût de la liaison jusqu'au réseau Elia et la première travée dans la sous-station Elia sont pris en charge individuellement par le projet. Les investissements nécessaires pour le renforcement interne dans le réseau mis à charge de tous les consommateurs via les tarifs d'accès.

Cette manière de faire limite les frais de l'initiateur, tout en incitant les producteurs à choisir des terrains dont la situation par rapport au réseau est favorable.

Dans les projets examinés, le coût d'investissement pour le raccordement varie entre environ 1,5% et 7% du coût d'investissement pour la construction de la centrale². La valeur la plus faible s'applique à un projet de 800-900 MW sur un site dont la situation est relativement favorable par rapport au réseau de transport. Les 7% s'appliquent à un projet de 400 – 500 MW pour lequel le critère d'Elia n'a pas été la priorité première lors de l'examen des multiples critères pour le choix du terrain (raccordement au gaz, raccordement Elia, disponibilité d'eau de refroidissement, qualité du sol, possibilité d'octroi, coût du terrain, autres interventions, etc.). Dans la majorité des cas, le coût du raccordement se situe entre ces extrêmes, c'est-à-dire dans une fourchette de 3 à 5% du coût d'investissement.

Comme l'indique l'Etude, la libéralisation du marché belge de l'électricité a terriblement modifié la structure dudit marché. Le quasi-monopole régulé et à intégration verticale a fait place à des entités distinctes. Par le passé, il y avait une optimisation pour le planning commun de production et de transport. Depuis la libéralisation, on est passé à une optimisation séparée, d'une part pour la production et d'autre part pour le transport. A cause

¹ Il s'agit ici exclusivement de centrales qui peuvent être coordonnées, ce qui explique pourquoi les parcs à éoliennes en mer ne sont pas repris dans ce tableau.

² Elia ne dispose pas du coût des investissements. Des estimations barémiques ont été prises : elles sont disponibles dans les revues professionnelles ou via les déclarations de presse des promoteurs.

de cette optimisation distincte, le gestionnaire de réseau doit développer des extensions de réseau plus robustes. Ce qui entraîne des frais supplémentaires pour ledit gestionnaire.

3.5 MISE HORS SERVICE DES UNITES DE PRODUCTION EXISTANTES

L'Etude indique que, dans le scénario de référence, environ un tiers (4300 MW) du parc de production actuel devra être remplacé d'ici 2020. La variante minimum prévoit un remplacement des unités de production qui atteignent 40 ans entre 2006 et 2020. L'Etude ne cite cependant pas les noms des unités concernées.

Pour le développement de réseau, le défi réside dans le fait qu'aujourd'hui, les producteurs doivent communiquer à très court terme au gestionnaire de réseau la date officielle de mise hors service des productions (généralement dans l'année même de la mise hors service). Le gestionnaire de réseau devra donc, lors du développement de son réseau, tenir compte de mises hors service pour lesquelles les dates effectives peuvent diverger du schéma que l'Etude juge réaliste.

3.6 DECENTRALISATION DE LA PRODUCTION

Comme le souligne l'Etude, la décentralisation de la production se reflètera dans la structure du réseau à long terme. A cet égard, Elia voudrait citer une série de défis pour l'avenir.

- La production à partir de sources d'énergie renouvelables ne peut pas toujours être classifiée comme étant décentralisée. Les parcs d'éoliennes prévus offshore ne livrent ni directement au réseau de distribution ni au client final.
 - Dans l'Etude, il est même question d'un potentiel maximum de 3800 MW pour les parcs d'éoliennes offshore. Elia n'a pas encore commencé les études complémentaires ("Stevin II") visant à vérifier leur faisabilité.
 - Généralement parlant, le développement à grande échelle de sources d'énergie renouvelables (éoliennes offshore en mer du Nord ou centrales solaires en Europe méridionale et en Afrique du Nord par exemple) entraînera une augmentation des réseaux haute tension transfrontaliers, vu que cette énergie doit être répartie sur de grandes zones géographiques pour en gérer le caractère intermittent de façon optimale.
- **L'Etude établit qu'une production décentralisée mènera à une moindre utilisation du réseau de transport**, puisque l'électricité sera amenée directement sur le réseau de distribution ou directement chez le client final. **Elia voudrait fermement nuancer la situation.**
 - La durée d'utilisation de certaines productions décentralisées comme des éoliennes et des panneaux photovoltaïques est plus faible que celle de moyens de production centralisés conventionnels. De plus, la production de ces moyens de production décentralisés étant très volatile, il faut prévoir un backup grâce à des moyens de production centralisés conventionnels, qui utiliseront toujours le réseau de transport.
 - La thèse selon laquelle l'étalement de la production décentralisée en Belgique sera proportionnel à la consommation est déjà démentie par la réalité actuellement. Le potentiel de sources d'énergie renouvelables dans certaines régions dépassant largement la demande locale, il y aura dans ces régions d'importantes injections du niveau de la distribution vers le niveau du transport. Mais l'infrastructure de transport

existante n'est pas dimensionnée pour ces flux atypiques, si bien qu'Elia doit investir dans des adaptations structurelles au réseau de transport.

- L'Etude ne tient pas compte d'une série de développements technologiques (microturbines, piles à combustible,...) qui peuvent rendre nécessaires des adaptations structurelles à l'infrastructure existante du réseau. A titre d'exemple, il n'y a actuellement en Belgique quasi aucune activité dans le domaine des microturbines. Cette technologie n'est donc pas examinée dans l'Etude. Pourtant, il y a déjà quelques dizaines de projets en cours aux Pays-Bas et il est question en Grande-Bretagne et aux Pays-Bas d'une commercialisation d'ici 2012. Si cette technologie démontre sa valeur ajoutée, une commercialisation poussée en Belgique aura pour résultat une adaptation de la vision de développement du réseau.
- L'Etude a pris en compte le possible développement des panneaux photovoltaïques. Elle indique d'une part que le potentiel maximal en panneaux photovoltaïques pour la Belgique s'élève à 10.000 MW, soit 70 pour cent de la puissance de pointe de 2006. Il ressort d'autre part des résultats de l'Etude que le potentiel en panneaux photovoltaïques restera marginal en 2020. Mais très récemment, on a établi que cette technologie est en train de s'introduire sur le marché belge. Fin 2008, suivant la VREG, il y a déjà 76 MW de panneaux photovoltaïques installés en Flandre. Si cette tendance se confirme, la puissance installée de panneaux photovoltaïques ne sera plus marginale en 2020 ; et le développement du réseau doit en tenir compte.
- La version actuelle de l'Etude ne donne aucune information sur une possible évolution de la production décentralisée qui soit en cohérence avec l'objectif européen 20-20-20.

4 Actions entreprises par Elia

4.1 AUGMENTATION DES CAPACITES D'IMPORTATION POUR LE MARCHÉ ET POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

Elia a effectué ces dernières années d'importants renforcements de l'interconnexion :

- renforcement des liaisons d'interconnexion entre la France et la Belgique (doublement Avelin (FR) - Avelgem (BE) réalisé en 2005, renforcement Chooz (FR) - Monceau (BE) en 2007, doublement Moulaine (F) - Aubange en cours d'exécution pour 2010) ;
- investissement dans des transfos déphaseurs (un transfo déphaseur à Monceau et trois transfos déphaseurs à la frontière nord – 1 à Zandvliet et 2 dans la nouvelle station haute tension Van Eyck), qui permettront de gérer les courants sur le réseau 380 kV à partir de 2008 avec un degré de sécurité accru. Grâce à ces transformateurs, on peut aussi accroître ponctuellement la capacité avec les pays voisins ou en contrecarrer partiellement la diminution suite à des loop flows en augmentation, comme mentionné plus haut.

A l'avenir, Elia continuera également à analyser si d'autres extensions des capacités d'interconnexion sont nécessaires pour le marché ou pour la sécurité d'approvisionnement.

Différentes initiatives sont en cours :

- Elia et Cegedel Net, le gestionnaire du réseau de transport luxembourgeois, étudient la réalisation d'une double liaison câblée entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Cette nouvelle liaison augmentera la capacité d'interconnexion de 700 MW. De plus, cette liaison stimulera des échanges commerciaux avec l'Allemagne via le Luxembourg.
- Elia et RWE Transportnetz Strom, un gestionnaire de réseau de transport allemand, actualisent pour l'heure une étude concernant une liaison d'interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne. L'objectif de cette étude consiste à vérifier la rentabilité économique d'une liaison 1000 MW entre Lixhe (BE) et Verlautenheide (DE).
- Elia et National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique, examinent actuellement la valeur ajoutée d'une liaison câblée sous-marine en courant continu (entre 700 et 1300 MW) entre la Belgique et le Royaume-Uni.
- Une étude sera lancée avec TenneT, le gestionnaire de réseau de transport néerlandais, afin d'identifier les éventuels besoins de renforcement pour l'interconnexion entre la Belgique et les Pays-Bas.
- Une étude a été lancée entre Elia et RTE, le gestionnaire de réseau de transport français, en vue de cartographier les futurs développements suite à la variabilité des schémas de charge et de production.
- Elia participe également à l'étude de l'UE qui examine la nécessité de développer un "supergrid" en Mer du Nord.

4.2 CORESO, CENTRE EUROPEEN DE COORDINATION

Le 19 décembre 2008, Elia et le gestionnaire du réseau de transport français RTE ont mis sur pied **Coreso (Coordination of Electricity System Operators)** : le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs gestionnaires de réseau en Europe centrale et occidentale. Coreso est opérationnel depuis le 16 février 2009. Le centre développe

le planning prévisionnel du réseau et soutient la surveillance en temps réel des flux électriques dans les réseaux de la région. Coreso jouera un rôle actif dans le couplage du marché de l'électricité day-ahead au Benelux, en Allemagne et en France, dont la réalisation est en préparation.

4.3 AUGMENTATION DES CAPACITES DE RACCORDEMENT POUR LA PRODUCTION

La dernière mise à jour du plan de développement 2005-2012 adressé au Ministre en avril 2008 reprend trois grands projets d'infrastructure dont l'objectif consiste notamment à augmenter la capacité de raccordement pour de nouvelles unités de production dans les régions où la consommation locale est supérieure à la production centralisée (voir paragraphe 3.4).

- Développement du réseau dans la province du Limbourg et dans le nord de la province de Liège.
- Développement du réseau dans la province d'Anvers, plus précisément au port d'Anvers (projet "Brabo").
- Renforcement du réseau 380 kV en Flandre orientale et en Flandre occidentale en direction de la côte (une partie du projet "Stevin"), nécessaire pour raccorder jusque 2000 MW d'éoliennes offshore. Pour ce projet, toutes les autorisations nécessaires n'ont pas encore été obtenues de sorte que ces investissements ne pourront être réalisés avant 2014.

4.4 AUGMENTATION DES POSSIBILITES DE RACCORDEMENT POUR LA PRODUCTION DECENTRALISEE

Comme l'indique l'Etude, la part de la production décentralisée dans le parc de production total continuera à augmenter à l'avenir. Ce changement structurel aura un impact notable sur la structure à long terme du réseau. Elia aimerait mettre en relief une série de réalisations à ce niveau.

- En Flandre, on a identifié 3 zones à haut potentiel pour la mise en service de centrales de cogénération (à savoir le cluster Meer-Hoogstraten-Rijkevorsel, le cluster Merksplas et le cluster Lier-Putte). Dans ces 3 zones, le potentiel dépasse largement la demande locale ; des injections significatives s'y feront donc du niveau de la distribution vers le niveau du transport. Mais l'infrastructure de transport actuelle n'est pas dimensionnée pour ces flux atypiques ; Elia prévoit dès lors des adaptations structurelles au réseau de transport, qui permettront de mettre pleinement à profit le potentiel en sources d'énergie renouvelables.
- Dans la partie sud-est de la province de Liège et dans le nord de la province du Luxembourg, le potentiel identifié en éoliennes onshore atteint 548 MW (sur la base d'une étude effectuée par l'ICEDD à la demande d'Elia). Ce potentiel dépasse largement la consommation locale. Ici aussi, on étudie les adaptations nécessaires à l'infrastructure de transport existante qui permettront de faire des injections dans le réseau de transport dans ces zones.
- Elia continuera à investir à l'avenir dans des études permettant d'identifier à temps des zones présentant une haute concentration en nouveaux moyens de production avec des sources d'énergie renouvelables et des installations de cogénération.

4.5 MECANISMES DE MARCHE ET COLLABORATION INTERNATIONALE

Depuis sa création, Elia a développé divers mécanismes qui permettent d'optimiser l'utilisation de la capacité d'importation pour des producteurs qui ont pris, en Belgique et/ou dans les pays voisins, une position sur le marché de gros (enchère de capacité, couplage des marchés avec Belpex, etc.). **Pour les nouveaux acteurs sur le marché de l'électricité, ils sont d'une importance primordiale car ils permettent d'harmoniser la production en Belgique (ou l'absence de production en Belgique) avec leur portefeuille de clients, dans notre pays comme à l'étranger.**

- **Intraday Cross Border** : ce mécanisme introduit en 2007 à la frontière avec la France offre la possibilité d'importer ou d'exporter de l'énergie de l'étranger le jour même de l'exportation. Ce mécanisme peut être utilisé par un producteur ou un fournisseur depuis l'étranger pour importer ou pour valoriser dans les pays voisins l'output de nouvelles centrales en Belgique. Ce système est important pour les producteurs qui disposent d'une capacité de production des deux côtés de la frontière, en leur donnant un moyen de valoriser leurs centrales de production de manière optimale. Pour nombre de nouveaux producteurs, ce système est essentiel. L'introduction du système Intraday Cross Border à la frontière avec les Pays-Bas est prévue pour mai 2009.
- **Introduction d'une nouvelle méthode de calcul pour la capacité Day-Ahead Cross Border (ATC)**. Depuis le 1^{er} juillet 2008, pour calculer la capacité Day-Ahead Cross Border à l'interconnexion Belgique/France, on tient compte des valeurs en réseau des nominations annuelles et mensuelles de façon à pouvoir allouer une plus grande ATC. Le même système a été introduit pour la frontière avec les Pays-Bas le 26 septembre 2008.
- **Dans le cadre du MoU** passé au niveau pentalatéral (BE-FR-NL-DE-LU), on œuvre à un mécanisme Cross Border généralisé qui permet d'échanger de l'énergie sur une base Day Ahead et ultérieurement Intraday entre tous les acteurs du marché des 5 pays. En d'autres termes, le couplage actuel des marchés avec les pays voisins sera élargi en 2010 au niveau pentalatéral.
- Aujourd'hui, la coordination entre les différents gestionnaires de réseau de transport (y compris la Suisse) a déjà permis **de déterminer avec plus de précision la capacité annuelle et mensuelle** grâce à un échange plus intensif d'informations sur les données concernant la production, les indisponibilités dans le réseau et les échanges à prévoir.
- **CASC-CWE (Capacity Allocation Service Company for Central West-Europe)**, la société de service transfrontalière qui a été fondée par les gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité en Europe occidentale et centrale, a organisé le 28 novembre 2008 les premières enchères pour des capacités annuelles et mensuelles aux frontières communes entre la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne.
- Pour la sécurité d'approvisionnement et pour le fonctionnement du marché de l'électricité, **il importe de répartir l'allocation de la capacité d'importation d'une manière équilibrée** sur les différents horizons temporels (contrats annuels et mensuels et allocation à la bourse de l'électricité sur base journalière) (voir également paragraphe 2.2.). En effet, les acteurs qui disposent de contrats annuels sont moins incités à investir dans de la capacité de production dans le pays. C'est pourquoi Elia ne peut allouer de la capacité annuelle que dans la mesure où ladite capacité peut effectivement être garantie pendant

toute l'année, éventuelles périodes d'entretien comprises. De plus, Elia tient compte de la nécessité de tenir toujours un minimum à disposition pour la bourse d'électricité, pour la liquidité de ce marché qui sert de plus en plus de référence au marché de gros et aux contrats à terme.

- **Commerce permanent à court terme : Belpex Continuous Intraday Market (CIM) et Belpex Continuous Day Ahead (CoDAM)** : Le 13 mars 2008, Belpex a commencé avec deux nouveaux segments du marché, continus, 'cleared' et anonymes, en sus du segment existant du marché Day Ahead (DAM). Grâce à ces nouvelles initiatives, Belpex simplifie le commerce de l'électricité à court terme en Belgique, ce qui bénéficie à la libéralisation comme à la transparence du marché et, dans le même temps, abaisse le seuil d'accès pour les nouveaux participants et les énergies renouvelables. Ce nouveau produit offre également la possibilité de réaliser des transactions à très court terme (à partir de 2 jours, jusque 5 minutes avant livraison) via la bourse. Le fonctionnement de la bourse rassemble efficacement les contreparties, et augmente la transparence du commerce Intraday.
- Vu la contribution essentielle des importations d'électricité à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, il est primordial de pouvoir évaluer les capacités de production dans les pays voisins. A l'initiative des Ministres de l'Energie du **Pentalateral Energy Forum (PLEF)**, le **Memorandum of Understanding (MoU)** a été signé le 6 juin 2007. La sécurité de fourniture en Europe centrale et occidentale (Belgique, Allemagne, France, Luxembourg et Pays-Bas) est l'un des thèmes traités par le MoU. Le MoU prévoit quatre initiatives visant à augmenter la sécurité de fourniture en Europe centrale et occidentale. **L'une d'entre elles est un System Adequacy Forecast pour la région Europe centrale et occidentale.** Cette analyse a été délivrée pour la première fois en novembre 2008 et est fondée sur des scénarios cohérents de production et de charge des gestionnaires de réseau concernés des cinq pays³ (voir également paragraphe 3.3.3).
- Dans le cadre de l'UCTE et de l'ETSO, les associations européennes de gestionnaires de réseau, Elia participe depuis plusieurs années à un tel **System Adequacy Forecast**, qui est organisé à **l'échelle de l'Europe** (voir également paragraphe 3.3.3.). **A partir de 2009**, les activités de l'UCTE et l'ETSO sont reprises par **ENTSO-E**, la nouvelle association européenne des gestionnaires de réseau.

³ Cegedel Net (L), Elia, EnBW Netz (D), E.ON Net (D), RWE Transportnetz Strom (D), RTE (F) et TenneT (NL).

5 Cadre tarifaire réglementé pour le gestionnaire de réseau

La présente note commente différentes initiatives entreprises par Elia, ou en préparation, en vue d'une meilleure adéquation entre l'approvisionnement et la consommation. Plus précisément :

- Augmentation de la capacité d'importation pour le marché et pour la sécurité d'approvisionnement
- Investissements dans le réseau de transport pour les flux atypiques entraînés par la production décentralisée
- Investissements qui augmentent les possibilités de raccordement pour de nouvelles unités de production
- Développement de nouveaux mécanismes de marché
- Mise à la disposition des producteurs d'unités de production de pointe
- ...

Cependant, toutes ces initiatives mènent à un programme complet d'investissements qui ne sont pas réalisables simultanément avec les mécanismes de financement actuels. Le cadre tarifaire réglementé actuel doit être examiné à la lumière des récentes décisions au niveau européen et belge en matière d'environnement et de climat (plus précisément l'objectif européen 20-20-20, la directive européenne sur les sources d'énergie renouvelables et la diminution des gaz à effet de serre) et de la poursuite de la libéralisation du marché belge (objet du troisième paquet énergie concernant le marché intérieur de l'électricité).

Il s'avère qu'aujourd'hui déjà, des investissements supplémentaires dans l'infrastructure de réseau sont nécessaires pour atteindre ces objectifs. Ces investissements ne rentrent toutefois pas dans le cadre d'une gestion normale du réseau ("business as usual"). Ces investissements sont caractérisés par une durée de vie économique plus courte que celle prévue par l'Arrêté Royal du 8 juin 2007 concernant la structure tarifaire générale (ce fait est par exemple lié à la durée de vie des installations de cogénération ou au processus industriel qu'elles comportent), des montants à investir qui dépassent la capacité d'autofinancement d'Elia, le risque lié au caractère intermittent de certaines technologies de production (les parcs d'éoliennes offshore par exemple), le risque de vieillissement technologique (applications informatiques qui permettent une gestion dynamique de la demande), etc.

Certaines de ces évolutions entraîneront une baisse de l'énergie transportée sur le réseau haute tension et, par conséquent, une augmentation accélérée des tarifs du transport. **Par conséquent, Elia propose de différencier la régulation tarifaire selon deux volets, l'un en rapport avec la gestion du réseau "business as usual" et l'autre en relation avec la politique du gouvernement en matière de climat et d'énergie, et avec la poursuite de la libéralisation du marché dans le cadre du troisième paquet énergie.**