



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél. : 02/289.76.11  
Fax : 02/289.76.09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **ETUDE**

**(F)120531-CDC-1153**

relative au

*fonctionnement et à l'évolution des prix du  
marché de gros belge pour l'électricité –  
rapport de suivi 2011*

faite en application de l'article 23, §2, alinéa 2, 2° et 19°,  
de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du  
marché de l'électricité.

Le 31 mai 2012

# **PREAMBULE**

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine, dans la présente étude, le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge pour l'électricité pendant la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 31 décembre 2011 inclus. Cette étude est un complément de l'étude réalisée en 2011 par la CREG portant sur l'année 2010<sup>1</sup>.. Cette étude constitue un complément important des études réalisées au cours des années précédant 2010 par la CREG concernant le marché belge à court terme d'électricité Belpex et l'utilisation de la capacité d'interconnexion pour l'électricité avec la France et les Pays-Bas pour les exercices 2007, 2008 et 2009<sup>2</sup>.

L'objectif de cette étude est d'informer de façon concise sur certains aspects importants du marché belge de l'électricité, à savoir les interconnexions avec l'étranger, l'échange d'électricité sur la bourse d'électricité belge Belpex, la production, la consommation, le marché à long terme et le balancing.

Dans la mesure du possible, un historique des 5 dernières années (2007-2011) est donné. Ainsi, le lecteur peut comprendre plus facilement l'évolution du marché de gros.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé la présente étude lors de sa réunion du 31 mai 2012.

◆◆◆◆

---

<sup>1</sup> Voir étude (F)110331-CDC-1050, disponible à l'adresse <http://www.creg.be/>

<sup>2</sup> Voir étude (F) 080117-CDC-742, étude(F) 090223-CDC-827 et étude (F)100218-CDC-947, disponibles à l'adresse <http://www.creg.be/>

## TABLE DES MATIERES

PREAMBULE.....	2
RESUME.....	4
FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS .....	8
A Production d'électricité .....	8
B Consommation électrique .....	20
B.1 Evolution de la consommation d'électricité (2007- 2011) .....	20
B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météorologiques (2007- 2011) .....	21
B.3 Profil de consommation d'électricité en Belgique et l'impact des panneaux solaires	25
B.4 Ecart de prévision .....	27
C Echange d'électricité .....	30
C.1 Marché à court terme .....	30
C.1.1 Marché day-ahead (DAM).....	30
C.1.2 Marché intra-day continu.....	56
C.2 Marché à long terme .....	58
C.2.1 Prix futurs comparés à Belpex DAM .....	58
C.2.2 Prix futurs dans la région CWE.....	63
C.3 HUB Elia.....	64
C.3.1 HUB day-ahead .....	65
C.3.2 HUB intra-day .....	66
C.4 Autres facteurs influençant les prix .....	68
D Interconnexions .....	78
D.1 Capacité.....	78
D.1.1 Capacité physique.....	78
D.1.2 Capacité commerciale.....	79
D.2 Enchère de capacité à long terme.....	82
D.2.1 Enchère de capacité annuelle.....	83
D.2.2 Enchère de capacité mensuelle .....	84
D.3 Utilisation de la capacité d'interconnexion .....	89
D.3.1 Utilisation physique .....	89
D.3.2 Utilisation commerciale (nominations) .....	91
D.3.2 Rentes de congestion sur base journalière .....	99
E Equilibrage .....	102

# RESUME

La présente étude porte sur le fonctionnement du marché de gros belge de l'électricité en 2011. Afin de donner un meilleur aperçu de l'évolution en 2011, la période de 2007 à 2011 est souvent prise en considération dans l'étude.

La part de marché d'Electrabel dans le **marché de production**<sup>3</sup> est demeurée constante en 2011 en affichant 72%, en ce qui concerne la production, malgré une légère diminution de la part de marché en ce qui concerne la capacité. En 2007, Electrabel avait encore une part de 87% en ce qui concerne la production. Malgré cette baisse significative, le marché de la production est encore **très fortement concentré**.

Les centrales nucléaires produisaient 59% de l'électricité en 2011, ce qui représente une augmentation de 5point de pourcentage par rapport à 2010. Les centrales alimentées au gaz produisaient 30% en 2011, par rapport à 34% en 2010 ; c'est principalement la production par les centrales alimentées au gaz et à la vapeur qui a fortement chuté (-21%). Les centrales alimentées au charbon produisaient 6%de l'électricité en 2011, soit autant qu'en 2010 ; en chiffres absolus, la production des centrales alimentées au charbon est passée de 5,2 TWh en 2010 à 4,5 TWh en 2011. Les autres types de combustible ont produit moins de 3%.

Au total en 2011, le **prélèvement d'électricité**<sup>4</sup> dans la zone de réglage Elia s'élevait à 83,3 TWh, soit une diminution de 4% par rapport à 2010. La diminution a été importante surtout en décembre 2011. L'année 2011 a connu des températures particulièrement clémentes tout le long de l'année excepté pour les mois d'été ce qui a permis de limiter la consommation par rapport à 2010 qui fut une année particulièrement froide avec plus de 7 mois affichant des températures inférieures aux normales saisonnières

Le prix de l'électricité sur le **marché Belpex Day-Ahead à court terme** était de 46,3 €/MWh en moyenne en 2011. Il était légèrement supérieur à celui de la France (48,9 €/MWh) mais inférieur à celui de l'Allemagne (51,1 €/MWh) et encore plus bas qu'aux Pays-Bas (52,1 €/MWh, soit meilleur marché de 5,5%). Ces chiffres sont plus ou moins l'image inverse de celle de 2011, lorsque la France était le pays le plus cher après la Belgique et l'Allemagne.

Sur le Belpex DAM, 12,4 TWh ont été négociés, ce qui correspond à 15% de la consommation annuelle dans la zone de réglage Elia. La résilience du marché, qui mesure la **liquidité**, du

---

<sup>3</sup> Voir définition au paragraphe 2.

<sup>4</sup> Voir définition de la note de bas de page 16 du paragraphe 24.

Belpex DAM s'est encore améliorée en 2011, par rapport à 2010 et 2009, et d'autant plus par rapport à 2007 et 2008 ; avec une demande supplémentaire de 500 MW, le prix aurait augmenté de 1,2 €/MWh en moyenne en 2011. Cela est également confirmé par le fait que les grands pics de prix sur le Belpex DAM ne se sont quasiment pas produits en 2011, à l'exception des **pics de prix du 28 mars 2011**, lors du découplage du Belpex Dam avec les autres marchés de la région CWE.

Les prix Belpex DAM ne peuvent pas dépasser un certain intervalle de prix fixé pour des raisons techniques à +/-3000 €/MWh<sup>5</sup>

Durant le courant de l'année 2011, les prix Belpex DAM ont affichés une hausse durant plusieurs mois suite à l'annonce du gouvernement allemand de mettre en place un moratoire nucléaire suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima. L'année 2011 est aussi celle qui est marquée par l'étendue des couplages de marchés par les prix et les volumes. En effet, le couplage par les prix CWE intègre l'interconnecteur Britned tandis que le couplage par les volumes intègre l'interconnecteur NorNed.

Sur la période 2007-2011, le top 3 des acteurs du marché détenait **une part de marché** commune de 47% sur le marché des ventes et 59% sur le marché des achats. Pour 2011, les parts du top 3 sur le marché des ventes était de 51%, ce qui est donc un peu plus élevé en moyenne que les années précédentes. Sur le marché des achats, les parts représentaient en moyenne 57%, ce qui est donc un peu moins élevé en moyenne que les années précédentes.

Sur le marché continu **intra-day Belpex CIM**, 363 GWh ont été négociés au total en 2011, ce qui représente une hausse de 32% par rapport à 2010. Le prix sur le marché intra-day était de 55 €/MWh en moyenne en 2011. Le 17 février 2011, les bourses intra-day de Belgique et des Pays-Bas ont été couplées.

Le prix de l'électricité sur le **marché à long terme Endex BE** est réparti par type de contrat : pour la fourniture en 2011, 54,9 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *month ahead*, 55,7 €/MWh en moyenne pour un contrat *quarter ahead* et 50,1 €/MWh pour un contrat *year ahead*. Pour l'énergie, 49,4 €/MWh ont été payés sur le marché spot Belpex DAM. Pour la période complète 2007-2011, 49,5 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *day ahead*, 53,3 €/MWh en moyenne pour un contrat *month ahead*, 56,1 €/MWh pour un contrat *quarter ahead* et 58,5€ pour un contrat *year ahead*. Cela signifie que les *month ahead*, *quarter ahead* et *year ahead* étaient respectivement 7%, 13% et 18% **plus chers que le Belpex DAM**.

---

<sup>5</sup> Voir le paragraphe 68

On en déduit que, pour la période 2007-2011, plus le prix est fixé à l'avance (et pour une plus longue période), plus le prix moyen sera élevé.

Si l'on compare les prix sur le marché à long terme year ahead en Belgique avec ceux de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne, il s'avère que les prix des quatre pays sont proches, surtout depuis 2009. Les différences ne sont dès lors que de l'ordre de quelques pourcents. Pour la période de transaction complète 2007-2011, seule l'Allemagne est moins chère que la Belgique. **En 2011, le prix year ahead belge s'est avéré être le plus bas de toute la région CWE** (meilleur marché de 1,5%).

Sur le **HUB day-ahead d'Elia**, 57 TWh ont été échangés en 2010, dont 19% via la bourse et 81% via OTC. C'était supérieur à 2009 et 2010 au cours desquels 42 TWh environ ont été négociés avec une part plus importante pour la bourse. Avec le **HUB intra day d'Elia**, les échanges d'énergie ont été plus importants. 1,1 TWh en 2011 par rapport à 0,75 TWh en 2009 et 2010. Ici aussi, la bourse a perdu des parts de marché par rapport au marché OTC.

Les prix de l'électricité à court terme comme à moyen terme sont influencés en partie par le prix des combustibles qui servent à alimenter les centrales de productions. Le prix sur la bourse hollandaise est influencé à plus ou moins long terme par le prix du gaz TTF. Le prix sur le marché day-ahead allemand est quant à lui selon notre analyse influencé majoritairement par la production éolienne et le prix du gaz. A coté des facteurs de production influençant le prix, d'autres facteurs peuvent expliquer l'évolution du prix comme la demande. On a pu voir que pour l'Allemagne la demande est un facteur déterminant sur le niveau du prix day-ahead de l'électricité. En Belgique, le prix de l'électricité sur les bourses est fortement influencé par le prix du gaz et du charbon. En France, le prix est fortement influencé par le prix du gaz PEG Nord.

Tant la capacité d'importation que d'exportation moyenne a augmenté en 2011 par rapport à 2010. La **capacité d'importation commerciale** moyenne disponible était de 4.250 MW en 2011, contre 2.800 MW pour la **capacité d'exportation moyenne**. Ainsi, la Belgique est un des pays les mieux interconnectés d'Europe : la capacité d'importation moyenne correspond à 40 % de la consommation moyenne et 30% de la consommation de pointe dans la zone de réglage Elia ; cela fait de la Belgique l'un des pays les mieux interconnectés d'Europe.. La capacité d'interconnexion commerciale disponible est principalement utilisée par les bourses en Belgique, aux Pays-Bas et en France pour coupler les marchés day-ahead.

Il ressort des **enchères explicites de capacité à long terme sur les interconnexions** que le marché pour 2011 doit payer moins que les années précédentes. Pour 2007, près de 40 millions d'euros ont été payés pour la capacité mise aux enchères sur notre interconnexion,

alors qu'il ne s'agissait que de 10 millions d'euros en 2011. Ceci reflète les attentes du marché en faveur d'une forte convergence des prix day-ahead en 2011. L'on remarque a posteriori que cela n'a pas eu lieu: **les rentes de congestion sur une base journalière**, qui représentent une bonne mesure de la convergence des prix, représentaient, prises ensemble sur toutes les frontières, 37 millions d'euros, soit une hausse par rapport à 2010 (33 millions d'euros) et une diminution de 6 millions d'euros par rapport à 2007. Les rentes de congestion sont causées principalement durant un nombre de jours limités: ainsi, sur la période 2007-2011, 10 jours (0,5% du temps) ont été à l'origine de 18% des rentes de congestion, et le top 500 (27%) ont été à l'origine de 81% d'entre elles.

En 2011, l'**importation nette commerciale** vers la zone de réglage Elia représentait presque 300 MW (soit 3% des prélèvements). En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était encore un importateur net. En 2007 et 2008, la Belgique a à nouveau effectué beaucoup d'importations. On n'observe pas de tendance évidente au niveau des importations et des exportations au cours des cinq années écoulées ; cela vaut également pour les échanges avec la France et les Pays-Bas. En d'autres termes, on ne peut plus déclarer, comme par le passé, que la Belgique effectue beaucoup d'importations depuis la France et d'exportations vers les Pays-Bas. Les échanges sont fortement dépendants des conditions du marché et celles-ci sont, manifestement, très variables.

En ce qui concerne le **balancing**, l'on conclut que le gestionnaire de réseau a dû régler un plus grand déséquilibre en 2011 et que la zone de réglage Elia était conjointement plus en déséquilibre (excédent) positif par rapport aux années précédentes. Cela va à l'encontre de la rationalité économique, parce que les tarifs de déséquilibre punissent davantage un excédent qu'un déficit en 2011. Cela s'explique peut-être par la forte augmentation de la production décentralisée par les panneaux solaires. Les responsables de déséquilibre ne tiennent peut-être pas suffisamment compte de cette production, surévaluant, de ce fait, le prélèvement, et réalisant donc plus d'injections que de prélèvements, ce qui a entraîné un déséquilibre positif.



# FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE GROS

1. La CREG a reçu quasiment toutes les données de cette étude d'Elia ; elle les a ensuite traitées, en y ajoutant parfois des informations complémentaires. Cela est indiqué par la mention 'CREG' dans la source au bas des tableaux et figures.

## A Production d'électricité

2. Dans cette section, les unités de production situées en Belgique sont analysées sur le plan de leur capacité, de leur propriété, du type de combustible et de l'énergie produite. Seules les centrales de production raccordées au réseau Elia sont prises en compte (raccordées à une tension de 30 kV ou plus). Les centrales nucléaires, les centrales de pompage et les centrales au gaz seront d'abord abordées brièvement, parce qu'elles constituent les types d'unités les plus importants pour le marché de gros belge de l'électricité. Etant donné que la production est de plus en plus décentralisée, cela n'offre pas une image complète du marché de la production en Belgique. Il s'agit toutefois d'une approche du marché pertinente, étant donné que les unités sur le réseau d'Elia sont généralement de grandes unités gérées activement, par rapport à la production décentralisée qui se compose généralement de petites unités non-dirigeables.

### *Centrales nucléaires*

3. La Belgique possède sept réacteurs nucléaires répartis sur deux sites (Doel et Tihange) offrant une capacité de production totale de 5.927 MW fin 2011. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des sept centrales et de leur puissance<sup>6</sup>.

Centrale	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total
MW	433	433	1.006	1.039	962	1.008	1.046	5.927

Source : CREG

Electrabel est le responsable de l'équilibre (ARP) pour les 7 centrales, mais ne dispose pas de la totalité de l'énergie produite. Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de la propriété de l'énergie nucléaire produite (y compris le swap entre Electrabel et E.ON de début novembre 2009, mais sans l'initiative *Blue Sky*). La capacité de production mentionnée de

<sup>6</sup> Celle-ci diffère des capacités de production publiées par Elia, étant donné qu'Elia ne tient pas compte d'une augmentation systématique de la capacité de 40 MW effectuée au cours des années précédentes sur Doel 1, Doel 4 et Tihange 3.



5.927 MW est celle qui s'applique en décembre 2011. Il en ressort que la part d'Electrabel (EBL) dans la capacité nucléaire a chuté de 89% à 77%.

Centrale	MW	avant 22/02/2009			22/02/2009 - 5/11/2009			après 5/11/2009		
		ELB	EdF	SPE	ELB	EdF	SPE	ELB	EdF+SPE	E.ON
<b>total %</b>		+ 89%	+ 8%	+ 3%	+ 85%	+ 8%	+ 7%	+ 77%	+ 15%	+ 8%
<b>total MW</b>	<b>5.927</b>	<b>5.282</b>	<b>481</b>	<b>164</b>	<b>5.028</b>	<b>481</b>	<b>418</b>	<b>4.536</b>	<b>891</b>	<b>500</b>

Source : CREG

- Le fait que les trois plus anciennes centrales (Doel 1 et 2 et Tihange 1) ferment ou non en 2015 n'a aucun impact sur la position sur le marché d'E.ON en ce qui concerne la capacité nucléaire. Sur la base des informations de la CREG, la convention conclue entre Electrabel et E.ON portant sur la capacité nucléaire belge ne s'applique que jusqu'en 2015. Les droits de tirage expirent ensuite. La capacité sur les trois entités nucléaires retournera, à ce moment-là, à Electrabel. Le projet BlueSky, la convention conclue entre Electrabel et certains consommateurs industriels, se poursuit au-delà de 2015 et l'impact serait donc bel et bien important en cas de fermeture des centrales.

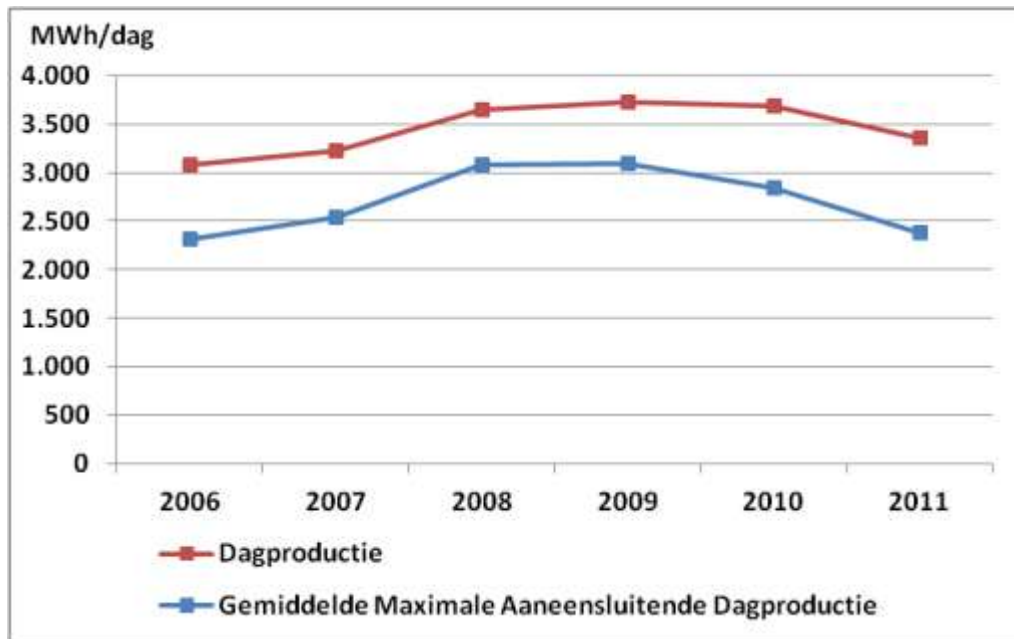
#### *Centrales de pompage*

- La Belgique compte deux sites équipés de centrales de pompage : Coe, dont la capacité de production maximale s'élève à 1.164 MW et Plate Taille, plus petite, dont la capacité de production maximale s'élève à 224 MW. Les deux centrales sont à la disposition d'Electrabel. Il s'agit d'unités qui produisent de l'électricité à partir d'eau pompée depuis un bassin situé en amont à l'aide de turbines et la déversent dans un bassin situé en aval. Le volume des bassins est limité. De ce fait, l'énergie pouvant être livrée est également limitée. Lorsque l'eau est pompée (souvent la nuit), l'unité consomme de l'électricité.

Initialement, les centrales de pompage ont été construites, hormis pour des raisons économiques, en vue de garantir la sécurité du réseau électrique dans le cadre de la création des grandes centrales nucléaires. Les principales centrales nucléaires ont une capacité de 1.000 MW environ et l'arrêt imprévu d'une telle centrale doit pouvoir être compensé rapidement par la zone de réglage belge. Les centrales de pompage, qui doivent pouvoir passer de 0 MW à une puissance maximale en quelques minutes, conviennent parfaitement pour ce type de compensation, permettant ainsi de garantir la sécurité

d'approvisionnement à court terme de l'électricité. La nuit, les centrales de pompage peuvent consommer de l'électricité (bon marché) pour remplir à nouveau les bassins ; les centrales de pompage peuvent également fournir la flexibilité de consommation et de production nécessaires, par exemple en cas de forte hausse de la consommation en début de journée ou dans le cas de moyens de production intermittents tels que l'énergie éolienne.

6. Il existe des indications selon lesquelles les centrales de pompage sont de plus en plus utilisées pour la production et de moins en moins en tant que réserves pour le réglage de la production. La ligne rouge dans la figure ci-dessous illustre la production journalière moyenne par année pour les centrales de pompage pour la période 2006-2011 : Cette production journalière moyenne était croissante l'année dernière, ce qui signifie qu'il reste moins d'énergie pour la fonction de réserve, mais cela recule à nouveau un peu en 2011. Malgré cette diminution en 2011, les centrales de pompage sont de plus en plus utilisées pour la production.
  
7. La question qui se pose est de savoir si cela signifie également qu'il en reste moins pour les réserves pour le réglage de la production. En effet, il se pourrait que les centrales de pompage fonctionnent en deux cycles, durant lesquels de l'énergie serait pompée la nuit, mais également en journée, sans qu'il y ait moins d'énergie de réserve dans le bassin (qui pourrait alors être rempli en journée). En d'autres termes, peut-être que la production est plus importante mais durant des périodes successives plus courtes. Si cela devait être le cas, l'énergie maximale produite par jour sur une seule période successive doit diminuer. La ligne bleue dans la figure illustre la moyenne par année de cette production journalière maximale sur une période successive Celle-ci augmente en 2008 et 2009, mais recule en 2010 et sans aucun doute en 2011. Il y a donc lieu de déclarer que l'utilisation des centrales de pompage s'intensifie pour la production sur la période 2006-2009 ; il reste, de ce fait, moins de capacité pour les réserves. Cette tendance semble s'inverser quelque peu pour 2010 et 2011.



Source : Elia

#### *Turbines gaz-vapeur (TGV)*

8. Dans la zone de réglage Elia, il y a actuellement 10 grandes centrales TGV qui sont opérationnelles, dotées chacune d'une puissance d'environ 400 MW. Une centrale TVG (Turbine Gaz Vapeur) possède une ou deux turbines à gaz et une turbine à vapeur. Les turbines à gaz sont actionnées par les gaz de combustion chauds générés par la combustion du gaz naturel. Après la mise en marche de la turbine à gaz, la chaleur résiduelle des gaz de combustion est partiellement récupérée afin de produire de la vapeur actionnant la turbine à vapeur. La chaleur résiduelle permet d'augmenter le rendement moyen d'une telle centrale à 50-55% et pour les TVG les plus récentes, même à 60% (sans récupération de chaleur de condensation). Ces rendements moyens ne sont obtenus que lorsque les unités tournent à leur puissance maximale. Si les centrales doivent produire à une puissance moindre, ce rendement moyen diminue fortement. Les centrales TGV sont des unités de production flexibles et sont également utilisées dans la zone de réglage belge en vue de prévoir des réserves secondaires.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des 10 grandes centrales TGV dans la zone de réglage Elia, de leur capacité de production et de leur propriété. La capacité de production totale de ces centrales est de 4.085 MW. T-Power, une unité de 422 MW, est la grande TVG la plus récente. Celle-ci était opérationnelle le 15 juin 2011.

Grandes TGV (+/-400 MW) dans la zone de réglage Elia		
propriétaire	unité	MW
Electrabel	AMERCOEUR 1	420
Electrabel	DROGENBOS	460
Electrabel	ESCH-SUR-ALZETTE	376
Electrabel	HERDERSBRUG	460
Electrabel	SAINT-GHISLAIN	350
Electrabel 50% / BASF 50%	ZANDVLIET POWER	395
EON Energy Trading SE	VILVOORDE	385
EdF/SPE	RINGVAART	357
EdF/SPE	SERAING	460
T-Power	T-POWER	422
<b>Total Electrabel</b>		<b>2.264</b>
<b>Total EdF/SPE</b>		<b>817</b>
<b>Total E.ON</b>		<b>385</b>
<b>Total T-Power</b>		<b>422</b>
<b>Total</b>		<b>4.085</b>

Source : Elia

9. Une évaluation tant de la capacité des centrales de production que de l'énergie produite pour la période 2007-2011 tant suivant l'acteur du marché que suivant le type de combustible, figure ci-après. Elle fournit quatre types de données :

- capacité de production par acteur du marché
- énergie produite par acteur du marché
- capacité de production par type de combustible
- énergie produite par type de combustible

10. *Capacité de production par acteur du marché.* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de la capacité de production par acteur du marché pour les cinq années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme moment de référence.

en GW	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Electrabel</b>	13,4	13,7	12,3	11,7	11,4	+	+	+	+	+
						86%	85%	75%	72%	70%
<b>SPE</b>	1,4	1,5	1,8	2,4	2,4	+ 9%	10%	11%	+	+
<b>EdF</b>	0,5	0,5	0,5			+ 3%	+ 3%	+ 3%	15%	14%
<b>EON</b>	0,0	0,0	1,5	1,5	1,5	+ 0%	+ 0%	+ 9%	+ 9%	+ 9%
<b>T-Power</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	+ 0%	+ 0%	+ 0%	+ 0%	+ 3%
<b>Autres (&lt;2%)</b>	0,3	0,4	0,5	0,7	0,7	+ 2%	+ 2%	+ 3%	+ 4%	+ 4%
<b>Total</b>	<b>15,6</b>	<b>16,1</b>	<b>16,5</b>	<b>16,2</b>	<b>16,3</b>	+	+	+	+	+
						100%	100%	100%	100%	100%
						<b>HHI</b>	7460	7360	5770	5510
										5170

Source : CREG

Il ressort de ce tableau que la part de marché d'Electrabel a diminué sur une période de cinq ans : elle est passée de 86% en décembre 2007 à 70% en décembre 2011. Bien que cette diminution soit significative, elle est loin d'être suffisante pour pouvoir parler d'une structure de marché compétitive. Le HHI, qui est une mesure de la concentration du marché, est en effet toujours à 5.160 fin 2011, et l'on considère qu'un marché est déjà très concentré à partir d'un HHI de 2.000. Si la Belgique souhaite développer un marché de production compétitif, le chemin à parcourir est encore long.

11. *Energie produite par acteur du marché* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de l'énergie produite par acteur du marché pour les cinq années écoulées. L'année entière est prise en compte pour cette évaluation ; lorsque la propriété change dans le courant de l'année, ce changement est pris en compte également.

TWh	Energie produite (TWh)					Energie produite (%)				
	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Electrabel</b>	72,6	67,1	66,9	60,0	55,9	+ 87%	+ 85%	+ 81%	+ 72%	+ 72%
<b>SPE</b>	5,6	5,6	7,9	12,1	9,3	+ 7%	+ 7%	+ 10%	+ 15%	+ 12%
<b>EDF</b>	3,5	3,6	4,1			+ 4%	+ 5%	+ 5%		
<b>EON</b>	0,0	0,0	1,4	8,8	8,5	+ 0%	+ 0%	+ 2%	+ 11%	+ 11%
<b>acteurs &lt; 2%</b>	2,1	2,2	2,3	2,8	4,1	+ 2%	+ 3%	+ 3%	+ 3%	+ 5%
<b>total</b>	83,8	78,4	82,7	83,5	77,8	+ 100%	+ 100%	+ 100%	+ 100%	+ 100%
				<b>HHI</b>		7570	7380	6880	5380	5440

Source : CREG

Il ressort des données que la production totale est fortement inférieure en 2011. Au total, 77,8 TWh ont été produits en 2011, par rapport à 83,7 TWh en 2010, ce qui représente une diminution de près de 7%. La production elle-même demeure sous le niveau de 2008, lorsque la zone de réglage belge effectuait beaucoup d'importations.

Il ressort du tableau que la part de marché d'Electrabel dans l'énergie produite s'élève à 72%, ce qui est identique à l'année précédente et supérieur de 2% à la part de marché d'Electrabel dans la capacité de production (70%). Les centrales possédées par Electrabel

ont donc un degré d'utilisation qui est<sup>7</sup> en moyenne supérieur à celui de la zone de réglage. Cela ne vaut pas pour EdF/SPE: fin 2011, le deuxième plus grand producteur détenait une part de marché de 12% pour ce qui concerne l'énergie produite, et une part dans la capacité de production de 14%. Cela s'explique par le degré d'utilisation inférieur des TGV principalement. Ces unités sont des unités marginales, et l'utilisation est donc fortement déterminée par le *day-ahead clean spark spread*: la différence entre le prix spot électricité et les coûts de production variables qui sont principalement déterminés par le prix spot du gaz naturel et des émissions de CO2.

12. *Capacité de production par type de combustible* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de la capacité de production par type de combustible pour les cinq années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme moment de référence.

Type de combustible	Capacité (GW)					Part de marché (%)				
	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Gaz naturel</b>	5,7	6,5	6,4	6,2	6,4	+	+	+	+	+
						37%	40%	39%	38%	39%
<b>Nucléaire</b>	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	+	+	+	+	+
						37%	36%	36%	36%	36%
<b>Centrales de pompage</b>	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	+ 9%	+ 9%	+ 8%	+ 9%	+ 8%
<b>Charbon</b>	1,5	1,5	1,5	1,2	1,3	+				
						10%	+ 9%	+ 9%	+ 7%	+ 8%
<b>Gaz de hauts fourneaux</b>	0	0,1	0,4	0,4	0,3	+ 0%	+ 1%	+ 2%	+ 2%	+ 2%
<b>Eolien</b>	0	0,1	0,1	0,3	0,3	+ 0%	+ 1%	+ 1%	+ 2%	+ 2%
<b>Récupération des déchets</b>	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	+ 1%	+ 1%	+ 1%	+ 2%	+ 2%
<b>TurboJets</b>	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	+ 2%	+ 2%	+ 1%	+ 1%	+ 1%
<b>Autres</b>	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3	+ 4%	+ 3%	+ 3%	+ 2%	+ 2%
<b>Total</b>	<b>15,6</b>	<b>16,1</b>	<b>16,5</b>	<b>16,2</b>	<b>16,5</b>	+	+	+	+	+
						100%	100%	100%	100%	100%

Source : CREG

Il ressort de ce tableau que les unités au gaz représentent 39% de la capacité de production. Comme décrit ci-dessus, 10 grandes TGV représentent 4 GW, soit plus de la moitié des unités au gaz. Le restant des unités au gaz se compose d'une vingtaine de TGV

<sup>7</sup> Le degré d'utilisation d'une unité de production est l'énergie effectivement produite divisée par l'énergie que la centrale devrait produire à condition qu'elle produise pendant chaque heure de l'année à sa capacité maximale.

plus petites (entre 6 et 140 MW), de six turbines à gaz (entre 30 et 78 MW) et de trois grandes unités classiques<sup>8</sup> (environ 280 MW).

Les unités nucléaires représentent 36% de la capacité. Avec les unités au gaz, cela représente 75% de la capacité de production en Belgique. Le charbon et les centrales de pompage représentent 8%. Le top quatre représente donc plus de 90% de la capacité de production. Le restant, qui compte les énergies renouvelables, est marginal, avec une part de 2% ou moins.

13. *Energie produite par type de combustible.* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de la capacité de production par type de combustible pour les cinq années écoulées. L'année complète y est prise en compte.

Type de combustible	Production (TWh)					Part de marché (%)				
	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
Gaz naturel	26,2	24,1	27,1	28,6	23,3	31%	31%	33%	34%	30%
Nucléaire	45,8	43,4	44,9	45,7	46,0	55%	55%	54%	55%	59%
Centrales de pompage	1,3	1,3	1,4	1,4	1,2	2%	2%	2%	2%	2%
Charbon	7,6	6,9	6,4	5,2	4,5	9%	9%	8%	6%	6%
Gaz de hauts fourneaux	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0%	0%	0%	0%	0%
Eolien	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0%	0%	0%	0%	0%
Récupération des déchets	0,9	0,8	1,0	1,3	1,6	1%	1%	1%	2%	2%
TurboJets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%	0%	0%	0%	0%
Autres	1,7	1,8	1,7	1,0	0,6	2%	2%	2%	1%	1%
<b>Total</b>	<b>83,8</b>	<b>78,5</b>	<b>82,6</b>	<b>83,7</b>	<b>77,8</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Source : CREG

En 2011, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 77,8 TWh, soit la production la plus basse des cinq dernières années. La diminution de la production était la plus importante pour les unités au gaz, qui ont produit 23,3 TWh, pour 28,6 TWh en 2010 (diminution de 5,1TWh, soit 18 %). Cette diminution était imputable principalement aux TGV, : la production nominée dans ces centrales est passée de 22,0 TWh en 2010 à 17,3 TWh en 2011 (diminution de 4,7 TWh, soit 21%). Les chiffres de production pour 2011 comportent par ailleurs la production de la TGV de T-Power, qui a été mise à disposition dans le courant de 2011, ce qui a accentué la diminution relative des autres TGV déjà

<sup>8</sup> Certaines de ces centrales peuvent fonctionner avec plusieurs types de combustibles, mais le combustible dominant est le gaz naturel.

existantes. Avec une production de 46 TWh, les centrales nucléaires produisaient presque autant qu'en 2010. La diminution de la production par les centrales au charbon s'est également poursuivie en 2011, avec une production de 4,5 TWh en 2011, alors qu'elle était de 5,2 TWh en 2010 et même de 7,6 TWh en 2007.

Cette tendance entraîne une hausse de la part de la production nucléaire à 59% et réduit la part des centrales à gaz à 30%. Cela démontre une fois de plus l'importance de la capacité nucléaire. Les centrales à charbon produisent environ 6% de l'énergie. Par conséquent, le top trois a produit, en 2011, 95% de l'électricité totale, comme au cours des quatre années précédentes.

La production par d'autres types de combustibles représente moins de 2% du total.

14. *La production décentralisée.* Au début de la présente section, il était précisé que seules les unités raccordées au réseau Elia étaient prises en compte. Ceci signifie que la production à un niveau de tension inférieur à 30kV n'est pas prise en compte<sup>9</sup>. La CREG n'a pas traité de chiffres relatifs à la capacité de production et à l'énergie produite à ce niveau de tension dans la présente étude. Elle fait, pour cela, référence à l'étude spécifique 1113 de la CREG relative à la capacité de production en Belgique, qui envisage également les unités situées sous les 30 kV. Il ressort de cette étude qu'à la mi-2011, environ 731 MW éolien on-shore étaient installés, ainsi que 1.070 MW en panneaux solaires<sup>10</sup>. La production par le biais de ces sources a fortement augmenté également: la production par le biais de panneaux solaires en Flandre a doublé, passant de 0,5 TWh en 2010 à 1 TWh en 2011 (sur la base des certificats verts délivrés). Attention, toute la production issue de sources renouvelables ne se fait pas par le biais d'unités situées au niveau de la distribution ; une partie de cette production est donc bel et bien reprise dans les chiffres que la CREG reçoit d'Elia.

15. En supplément à l'étude de la production belge, une analyse a été réalisée sur la production en Allemagne.

16. Dans cette section, les unités de production de l'Allemagne sont analysées sur base de la production d'électricité nette produite pour l'année 2011. Un point particulier de cette section est consacré à la production éolienne et à l'influence qu'elle peut avoir sur le prix de l'électricité.

---

<sup>9</sup> Voir étude (F)111013-CDC-1113.

<sup>10</sup> Fin 2011, près de 1.500 MW de panneaux solaires devraient être installés.



*Production d'électricité nette par type de central*

17. Le tableau ci-dessous montre la production d'électricité nette en GWh mois par mois par type de central en Allemagne. Il ressort de ce tableau que la production nucléaire a diminué depuis le mois de mars, ce qui s'explique par l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires en réaction à l'incident de Fukushima. Il découle également de ce tableau que le mode de production occupant la troisième place dans la production d'électricité en Allemagne est l'éolien.

DE	Nucleaire	Fossil	hydraulique	éolienne	autres renouvelables	Total
janv-11	13.536	33.718	1.914	3.724	2.337	55.229
févr-11	12.104	32.300	1.626	4.605	2.579	53.214
mars-11	10.764	31.492	1.717	3.133	3.788	50.894
avr-11	7.648	26.893	1.433	3.599	4.397	43.970
mai-11	4.094	27.600	1.434	3.033	5.021	41.182
juin-11	6.368	26.947	1.653	2.547	4.306	41.821
juil-11	7.501	27.619	1.931	3.578	2.288	42.917
août-11	8.004	25.034	1.848	2.493	4.217	41.596
sept-11	7.649	25.353	1.446	2.869	3.775	41.092
oct-11	7.307	30.750	1.757	3.926	3.580	47.320
nov-11	8.005	31.667	1.396	2.963	2.880	46.911
déc-11	8.478	30.807	1.698	8.122	2.642	51.747
<b>total 2011</b>	101.458	350.180	19.853	44.592	41.810	557.893

Source :ENTSOE

18. Le tableau ci-dessous reprend, pour l'année 2011, la production nette d'électricité exprimée en pourcentage par mode de production pour l'Allemagne. Il ressort que la production éolienne représentait 7,99% de la production totale nette d'électricité.

2011	Production nucléaire	Production thermique	Production hydroélectrique	Autre production renouvelable	Production éolienne	Total
<b>Allemagne</b>	18,19%	62,77%	3,56%	7,49%	7,99%	100,00%

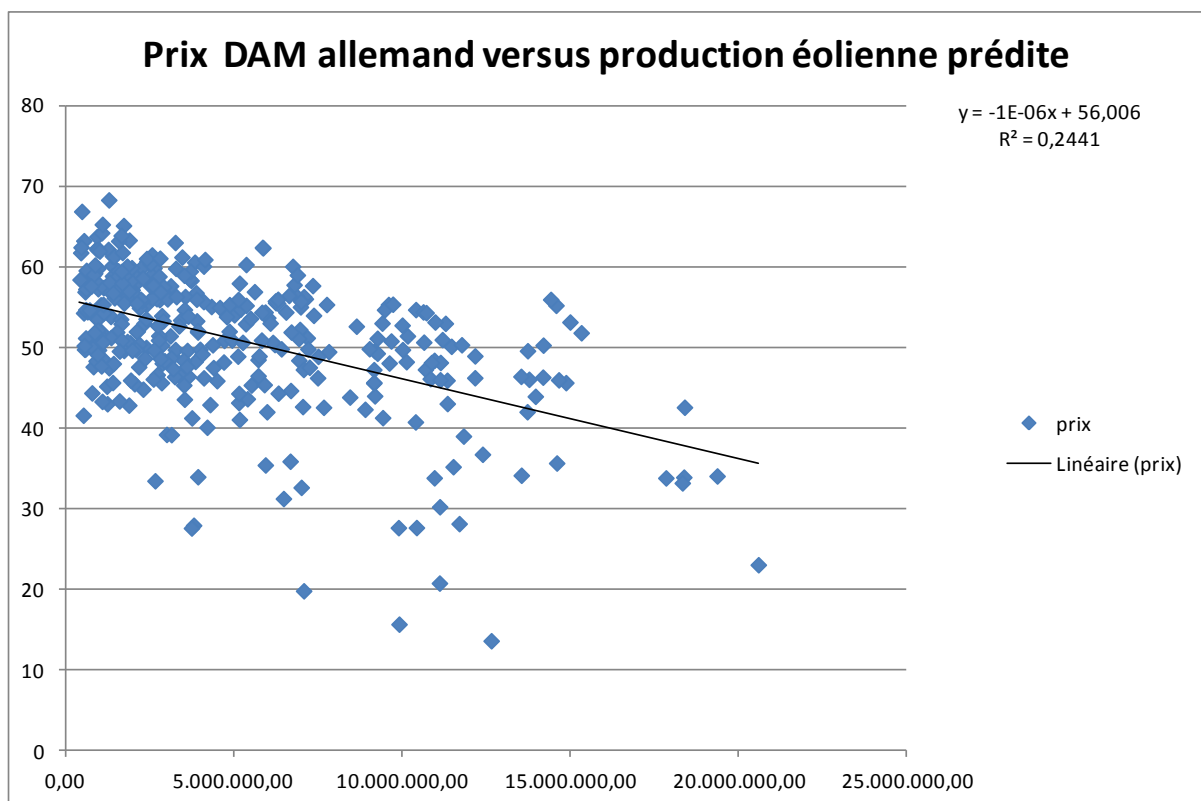
Source :ENTSOE

*Production éolienne*

19. La production éolienne semble à première vue avoir un impact non négligeable sur la production. Mais en a-t-elle sur le prix ?

20. La CREG a réalisé l'année dernière une étude qui analyse le mécanisme de formation des prix négatifs en Allemagne<sup>11</sup>. D'après cette étude, les prix de l'électricité sur le marché de court terme et en particulier sur le marché day-ahead peuvent être impactés assez fortement par la production éolienne.

21. Il semble donc que la production éolienne a un poids non négligeable sur le prix de l'électricité à court terme. Pour quantifier ce poids, il a été utile d'établir le coefficient de détermination pour l'année 2011. Le diagramme ci-après illustre le résultat obtenu.



Source :CREG + EEX+ 50Hertz, Amprion, EnBW et TenneT

22. Selon ce graphique, 24% du prix allemand peut être expliqué par la production éolienne<sup>12</sup>. La pente de la droite de régression du graphique indique le sens de la relation entre les 2 variables (la production éolienne, prix DAM). Ici la pente est négative ce qui signifie que plus la production est importante moins le prix sera élevé.

23. Examinons plus en détail la relation entre les prix négatifs en Allemagne et la production éolienne. En 2011, on observe 15 heures où les prix sont négatifs dont 4 heures en heures pleines et 11 en heures creuses et on constate qu'elles ont lieu principalement le week-end ou

<sup>11</sup>.Voir (F) 1109-CDC-1098

<sup>12</sup> L'impact de l'ensemble des facteurs influençant le prix en Allemagne sera examiné plus en détail dans la suite de cette étude

aux alentours de celui-ci (le lundi ou le vendredi). La période de prix négative la plus longue (4 heures) a été observée le 1er janvier 2011 et la plus courte (1 heure) a été enregistrée en date du 4 février 2011.

Comme les prix négatifs ont été observés sur les jours de vendredi à lundi, il semble donc adéquat de comparer la production éolienne moyenne de l'année 2011 sur les jours de vendredi à lundi avec celle des jours avec les prix négatifs<sup>13</sup>. La production éolienne moyenne produite en heures creuses en 2011 pour les jours considérés est de 1,05 GWh contre 3,52 GWh pour les heures creuses des jours affichant des prix négatifs. Pour la production éolienne en heure de pointe, la production éolienne moyenne produite en 2011 pour les jours considérés est de 1,09 GWh contre 3,87GWh pour les jours avec des prix négatifs. On peut donc conclure que la production éolienne est plus importante les jours où les prix négatifs sont constatés sur les bourses qu'en temps normal.

---

<sup>13</sup>. Les calculs ont été réalisés par la CREG à partir des données extraites des sites de 50Hertz, Amprion, EnBW et TenneT

## B Consommation électrique

24. La présente section analyse l'évolution de la consommation électrique dans la zone de réglage belge sur la base des données fournies par Elia<sup>14</sup>. Cela ne signifie pas que l'ensemble de la consommation d'électricité en Belgique est mesurée, mais cela en offre une bonne approximation.

### B.1 Evolution de la consommation d'électricité (2007- 2011)

25. Le tableau ci-dessous présente le prélèvement électrique total pour les années 2007 à 2011 inclus, ainsi que les puissances maximales et minimales demandées au cours de ces années. Au total en 2011, la consommation d'électricité dans la zone de réglage d'Elia s'élevait à 83,3 TWh, ce qui représente une diminution de près de 4% par rapport à 2010. Il s'agit de la consommation la plus basse des cinq dernières années, à l'exception de 2009, lorsque la Belgique a connu une crise économique. Attention, la production décentralisée, par exemple, les panneaux solaires, a fortement augmenté en 2011, et certainement par rapport aux années précédentes.

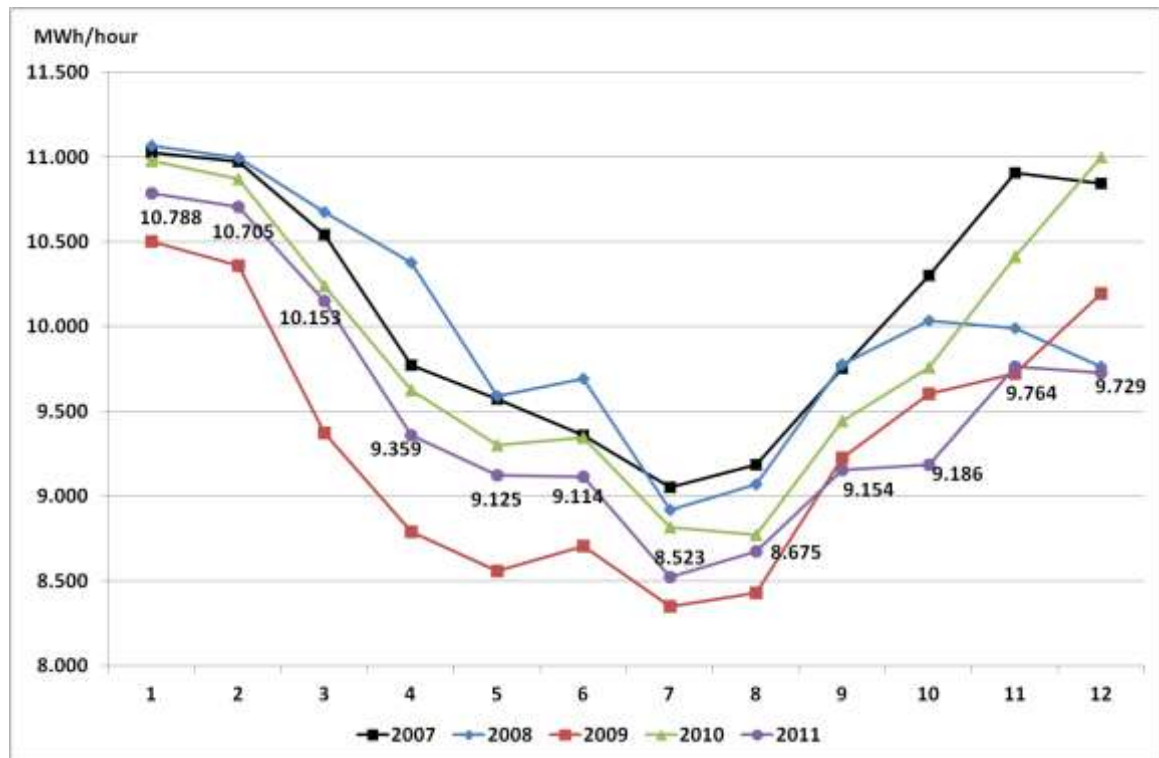
La puissance demandée en 2011 est de 13.208 MW maximum, soit le maximum le plus bas des cinq dernières années. Le prélèvement minimum en 2011 était de 6.232 MW, ce qui correspond à un prélèvement baseload de 54,6 TWh, soit 66% de la consommation totale. La part du prélèvement baseload augmente, de ce fait, légèrement.

consommation	2007	2008	2009	2010	2011
total (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3
puissance maximale demandée (MW)	14.033	13.431	13.513	13.845	13.208
puissance minimale demandée (MW)	6.378	6.330	5.895	6.278	6.232
baseload (TWh)	55,9	55,5	51,6	55,0	54,6
%baseload	63%	63%	63%	64%	66%

Source : CREG

<sup>14</sup> La définition de la consommation selon Elia est la suivante : "L'indicateur de consommation est basé sur les injections d'énergie électrique dans la zone de réglage d'Elia et offre une image approximative de la consommation électrique en Belgique. L'indicateur de consommation est basé sur les injections d'énergie électrique dans la zone de réglage Elia et offre une image approximative de la consommation d'électricité en Belgique. Les injections de la production décentralisée telle que les éoliennes, les turbines hydrauliques ou les petites unités de cogénération qui injectent de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV ne sont pas incluses dans l'indicateur de consommation. Bien qu'elle soit réduite par rapport à la consommation totale, la part de ce dernier segment augmente constamment dans la production d'électricité. L'indicateur comprend la production nette des centrales et les centrales de production locale qui injectent à une tension de 30 kV au minimum et la balance des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau Elia soit mesurée. La majeure partie des pertes réseau sont par conséquent comptabilisées. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage est soustraite. La zone de réglage d'Elia comprend la Belgique ainsi que le réseau Sotel dans le sud du Grand Duché de Luxembourg. Un client avec une production locale prélève de l'énergie électrique sur le réseau au même point où la production locale injecte sur le réseau."

26. La figure ci-dessous illustre l'évolution du prélèvement mensuel moyen par heure dans la zone de réglage belge. Il en ressort que le prélèvement durant chaque mois de 2011 (ligne mauve) se situe en-deçà de celui de 2010, mais est presque toujours supérieur à celui de 2009. En octobre et décembre 2011, le prélèvement était toutefois fortement inférieur à celui de 2009, surtout en comparaison avec 2010. Aucune correction n'est effectuée pour la température.



consommation moyenne par heure dans la zone Elia.

Source : CREG

## B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météorologiques (2007- 2011)

27. Le graphique ci-dessus ne tenant pas compte des effets de température. Il semblait relevant de décrire l'impact de la météorologie sur la consommation

28. La consommation d'électricité évolue en fonction des saisons mais également en fonction de phénomènes météorologiques plus ponctuels tels que des périodes de canicule, ou des périodes de froid intense.

29. Le tableau ci-dessous indique, pour chaque année, la consommation annuelle belge et la température moyenne annuelle en Belgique sur la période 2007 à 2011.

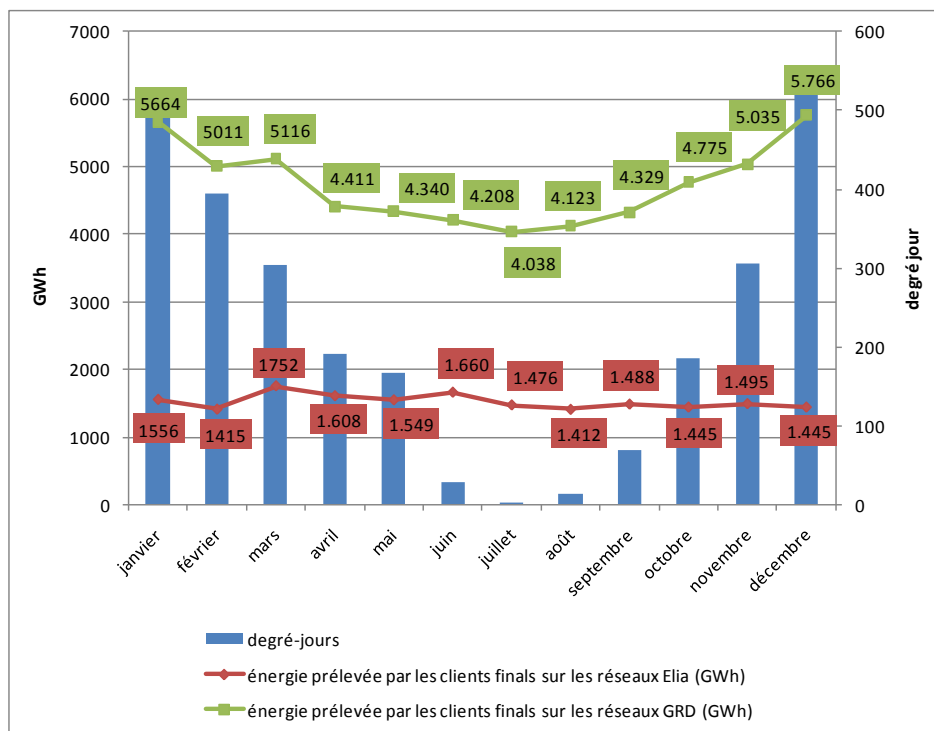
année	2007	2008	2009	2010	2011
consommation totale annuelle (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3
température moyenne annuelle (°c)	11,52	10,88	11,02	9,66	11,62

Source : ELIA, IRM

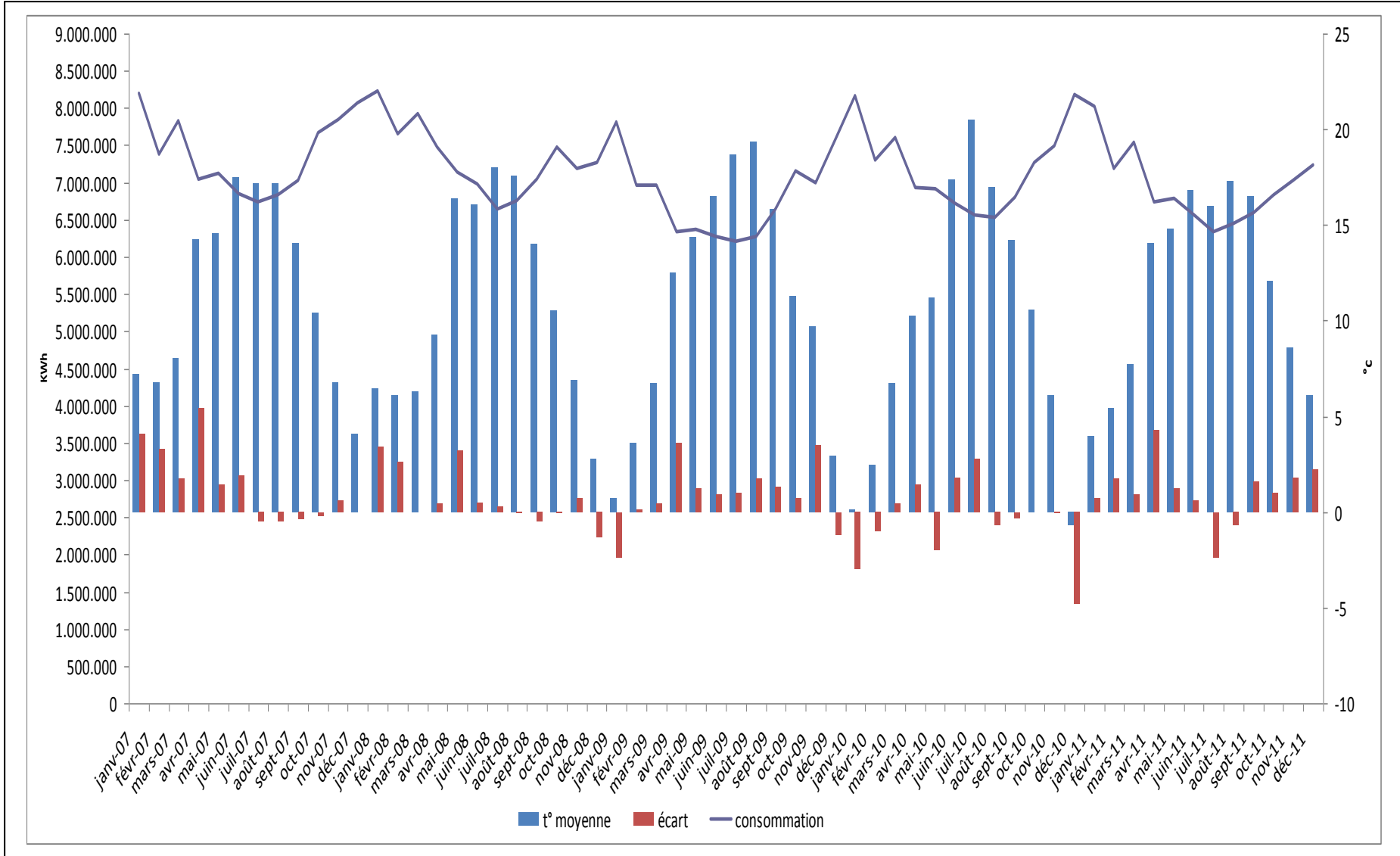
30. D'après le tableau ci-dessus, les années les plus chaudes sur la période 2007 à 2011 ont été les années 2007 et 2011. Par contre l'année la plus froide fut l'année 2010. Il peut être étonnant de constater que l'année 2007 a la consommation la plus élevée sur la période étudiée bien que ce fût une année avec les températures moyennes les plus élevées. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'à partir de 2008, la Belgique comme toute l'Europe d'ailleurs a subi une crise économique qui a entraîné la consommation d'électricité à la baisse.
31. L'année 2007, comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, est une année caractérisée par des températures largement supérieures aux normales saisonnières durant sept mois, par des températures légèrement inférieures à la norme durant quatre mois et par un mois coïncidant à la norme. Cela signifie qu'en 2007, les températures furent relativement douces durant l'hiver, le printemps et l'automne tandis que l'été correspondait à la norme. Les mois de juillet et d'août sont généralement des mois où la consommation est moindre du fait de la période des vacances estivales. De plus en 2007, les périodes de canicule sont presque inexistantes, ce qui entraîne une faible demande de conditionnement d'air.
32. L'année 2008 est l'année où l'on perçoit un ralentissement économique en Belgique, ce qui explique en partie la baisse de la consommation. Cette année est, comme le montre le graphique ci-dessous, proche de la norme. Seuls trois mois de l'année affichent des températures supérieures à la norme. L'évolution de la consommation suit le cycle « normal » des saisons. La consommation est importante durant les trois premiers mois où les températures sont relativement fraîches. La consommation diminue au fur et à mesure que la température se réchauffe et ce jusqu'à la période juillet-août. Après les vacances estivales, la consommation affiche une tendance à la hausse avec les températures qui baissent. Le mois de novembre enregistre une certaine douceur qui entraîne une moindre consommation. Néanmoins cette douceur est de courte durée car, en décembre, les courants polaires amènent la neige et un temps frais, ce qui entraîne à nouveau à la hausse la demande en électricité.
33. L'année 2009 est toujours marquée par le ralentissement économique, ce qui explique en partie la baisse de la consommation. Cette baisse de consommation provient également d'une météo particulièrement clémente durant dix mois de l'année affichant des températures supérieures aux normales saisonnières. Néanmoins, une consommation

élevée a été enregistrée durant le mois de janvier et le mois de décembre qui furent des mois influencés par des courants polaires amenant une période très froide accompagnée de fortes précipitations de neige.

34. L'année 2010 est l'année affichant les températures moyennes les plus basses sur la période considérée (2007-2011). La hausse de la consommation par rapport aux années précédentes s'explique, en grande partie, par la météo. Selon le graphique ci-dessous, sept mois de l'année affichent des températures inférieures aux normales saisonnières. Il ressort également de ce graphique que la consommation d'électricité est la plus élevée aux mois où l'écart avec les températures saisonnières est le plus grand. Cela signifie que la consommation en Belgique présente une certaine sensibilité aux températures froides en hiver surtout au niveau de la consommation résidentielle comme on le voit sur le graphique ci-dessous.



Source: Synergrid



Source: IRM+ Elia



35. Néanmoins, l'impact des températures sur la consommation est encore plus important en France. En France, 30% des ménages se chauffent au moyen d'appareils électriques. Dès qu'il fait froid, la demande d'électricité est très élevée pour pouvoir alimenter les chauffages électriques. La France a même atteint successivement trois pics de consommation historiques en 2010 : le 11 décembre (93.080MW), le 14 décembre (94.600MW) et le 15 décembre (96.710MW). RTE révèle, dans son « bilan électrique français 2010 », que la sensibilité de la consommation d'électricité à la température est de  $2.300\text{MW}^{15}$  par degré centigrade à certaines heures de la journée, soit l'équivalent du double de la consommation d'une ville comme Marseille en plus par degré de température en moins.
36. L'année 2011 est l'année affichant les températures moyennes les plus hautes sur la période considérée (2007-2011). La baisse de la consommation par rapport aux années précédentes s'explique, en grande partie, par la météo. Selon le graphique ci-dessus, dix mois de l'année affichent des températures supérieures aux normales saisonnières. Les deux mois les plus froids sont les deux mois d'été. L'année 2011 est une année record de températures élevées.

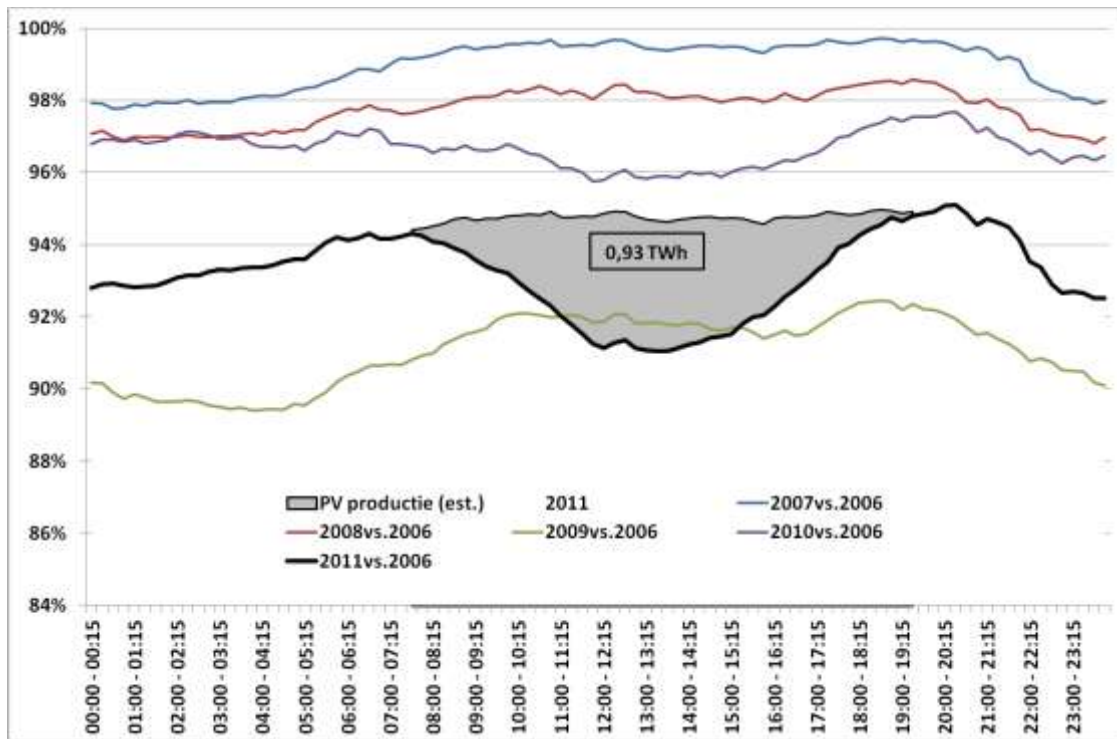
### **B.3 Profil de consommation d'électricité en Belgique et l'impact des panneaux solaires**

37. La figure ci-dessous illustre l'évolution durant la journée du prélèvement moyen par quart d'heure dans la zone de réglage d'Elia pour les années 2007 à 2011 en comparaison avec l'année 2006. Cette figure confirme la diminution du prélèvement pendant les années de crise 2009 (ligne verte) et 2011 (ligne noire). Le profil de 2011 est toutefois singulier : pendant les heures de l'après-midi, on constate un prélèvement moindre que pendant les autres heures de la journée. Le profil de 2010 est aussi quelque peu particulier et peut s'expliquer par la hausse de la production d'électricité due aux panneaux solaires.
38. En appliquant le profil d'après-midi de 2007 à 2011, on peut estimer le prélèvement moyen de 2011 s'il n'y avait pas eu de production par les panneaux solaires. Cela donne comme résultat la surface grise sur la figure, qui correspond à un prélèvement supplémentaire de

---

<sup>15</sup> RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2011,p13

0,93 TWh. La production PV réelle est d'environ 1 TWh, ce qui rend cette estimation acceptable.



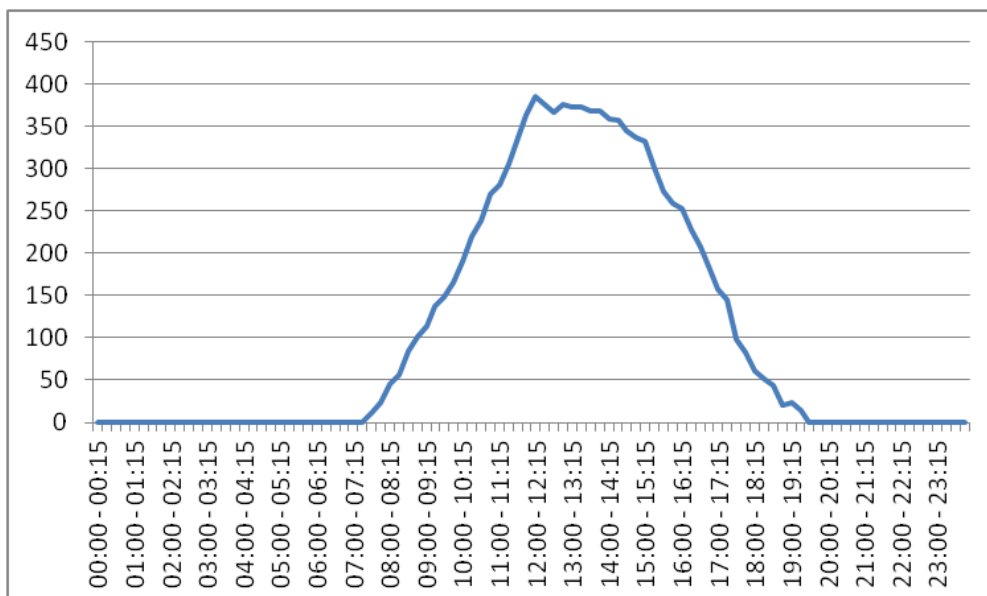
consommation moyenne par quart d'heure dans la zone de réglage d'Elia pour les années 2007 à 2011 en comparaison avec l'année 2006 et estimation du prélèvement moyen en 2011 sans la production PV.

Source : CREG

39. Sur la base de cette estimation de la production des panneaux solaires, le niveau de production moyen peut être calculé en MW, comme le montre la figure ci-dessous. Pendant les heures de l'après-midi, la production moyenne est de près de 400 MW. Cela a, pour conséquence, une diminution du prix spot. La CREG a publié, en mai 2011, une étude<sup>16</sup> relative à l'impact de l'énergie électrique produite par les panneaux solaires photovoltaïques sur le prix de l'électricité en Belgique et l'a comparé à l'impact d'une centrale turbine gaz-vapeur (TVG). La diminution de prix due à la production des panneaux solaires résulte en une récupération de coûts estimée entre 19 et 24 %. Si la construction d'une centrale TGV était subsidiée, cela résulterait selon la même méthode en une récupération de coûts estimée à 609 %. L'étude trouve principalement sa valeur dans l'impact relatif des panneaux solaires, en comparaison avec les autres technologies de production citées.

<sup>16</sup> Voir étude (F)110506-CDC-1062.

40. On s'attend à ce que l'impact des panneaux solaires soit encore plus fort en 2012, car ces chiffres constituent une moyenne pour l'ensemble de l'année 2011, alors qu'une forte augmentation des installations PV a été constatée en 2011.



Estimation de la production moyenne par quart d'heure par les panneaux solaires (en MW) en 2011.  
Source : CREG

## B.4 Ecarts de prévision

41. Elia effectue une prévision quotidienne du prélèvement pour chaque demi-heure du jour suivant. La prévision du prélèvement est importante, étant donné que le prix Belpex DAM dépend fortement du prélèvement. Les prévisions erronées de la demande peuvent avoir un impact sur le prix Belpex DAM. Le tableau ci-dessous fournit une analyse de l'écart de prévision par jour. L'écart de prévision par jour est calculé en soustrayant la consommation journalière moyenne réelle du prélèvement journalier moyen prévu (exprimés tous deux en MW). Si cet écart est positif pour un jour donné, la prévision était supérieure à la consommation moyenne. Ce mode de calcul implique une limite inférieure pour l'écart de

prévision réel, étant donné que les écarts de prévision doivent pouvoir être compensés dans la journée<sup>17</sup>.

42. La prévision divergente moyenne pour une année déterminée est la moyenne de toutes les écarts de prévision par jour de cette année et indique si Elia effectue une prévision faussée pour cette année. Si cette moyenne se situe aux alentours de 0 MW, il n'y a pas de prévision faussée. Elia prévoit parfois trop, parfois trop peu de consommation. Si cette moyenne est positive, Elia a en moyenne surestimé la consommation pour cette année. C'était le cas en 2007 et 2008 avec un écart, respectivement, de 263 MW et 144 MW. En 2009, 2010 et 2011, Elia avait prévu en moyenne trop peu de prélèvements<sup>18</sup>. Le calcul de la prévision divergente moyenne en valeur absolue permet de calculer la qualité générale de la prévision. L'écart en valeur absolue est, en 2011, le plus élevé des cinq années précédentes, et par conséquent, la qualité de la prévision est la plus mauvaise en 2011 si on la compare aux quatre années précédentes.
43. D'un point de vue relatif, l'erreur absolue moyenne représentait 3,9% du prélèvement moyen en 2011. L'écart maximal peut toutefois s'élever à 15% - 25%, ce qui correspond à une prévision divergente maximale de 1500-2400 MW.
44. Le tableau ci-dessous indique également le nombre de jours durant lesquels l'écart de prévision moyen était supérieur à 500 MW et 1000 MW. Il ressort de ces chiffres que le nombre de jours présentant un écart de prévision supérieur à 500 MW a augmenté (60 en 2007, 97 en 2011), mais que le nombre d'écarts de prévision supérieurs à 1000 MW est resté plus ou moins constant, passant de 5 en 2007 à 4 en 2011

---

<sup>17</sup> Supposons par exemple que la consommation pour chaque heure soit de 10.000 MW exactement et qu'Elia ait toujours prévu correctement la consommation, sauf au cours de l'heure x où Elia prévoit 9.000 MW (une erreur de -1.000 MW) et de l'heure y où elle prévoit 11.000 MW (une erreur de + 1.000 MW) ; dans ce cas, l'erreur de prévision est, selon nos calculs, de 0 MW, étant donné que les deux erreurs de prévision se compensent sur la journée.

<sup>18</sup> Cela peut s'expliquer par la production décentralisée au moyen des panneaux solaires : ils diminuent le prélèvement des foyers et donc le prélèvement du réseau Elia.

<b>Ecart de prévision (positif, si prévisions &gt; consommation réelle)</b>					
<b>(MW)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Prélèvement moyen réel	9.740	9.646	8.961	9.867	9.518
Prélèvement moyen prévu	10.003	9.790	8.826	9.599	9.211
Ecart de prévision moyen	263	144	-134	-268	-308
Ecart de prévision moyen en valeur absolue	292	231	266	342	374
Trop peu maximal prévu	-480	-1.758	-1.848	-1.559	-2.365
Trop maximal prévu	1.233	786	1.143	1.862	1.459
<b>Par rapport au prélèvement moyen</b>					
Ecart de prévision relatif moyen	2,7%	1,5%	-1,5%	-2,7%	-3,2%
Ecart de prévision relatif moyen en valeur abs.	3,0%	2,4%	3,0%	3,5%	3,9%
Trop peu maximal relatif prévu	-4,9%	-18,2%	-20,6%	-15,8%	-24,8%
	+				
Trop maximal relatif prévu	12,7%	8,1%	12,8%	18,9%	15,3%
<b>nombre de jours écart de prévision &gt; 500/1000 MW</b>					
nombre de jours > 500 MW trop peu prévu	0	8	44	49	89
nombre de jours > 500 MW trop prévu	60	15	6	8	8
nombre de jours > 1.000 MW trop peu prévu	0	3	6	8	2
nombre de jours > 1.000 MW trop prévu	5	0	1	6	2

Source : CREG+ELIA

## **C Echange d'électricité**

45. La présente section analyse l'échange d'électricité en Belgique. Dans ce cadre, c'est principalement la bourse d'électricité Belpex DAM qui sera abordée, tant le marché day-ahead (DAM) que le marché intra-day continu (CIM). Le marché à long terme Endex Power BE et les échanges d'électricité sur le HUB d'Elia sont aussi abordés. La partie relative aux échanges d'électricité sur le HUB d'Elia permet également d'éclairer l'aspect du marché OTC.

### **C.1 Marché à court terme**

#### **C.1.1 Marché day-ahead (DAM)**

##### ***Historique des marchés boursiers DAM européens***

46. Il est intéressant pour comprendre la dynamique des marchés boursiers de la Belgique et des pays limitrophes, de retracer l'historique des marchés boursiers de l'électricité en Europe.

47. Les premières bourses d'électricité européennes ont vu le jour dans le courant des années nonante. Elles étaient concentrées dans la région du nord de l'Europe excepté pour celle qui se trouvait à Amsterdam (l' « Amsterdam Power Exchange »).

48. Il faudra attendre les années 2000 pour un vrai engouement pour les marchés boursiers européens. En effet, l'an 2000 marque un tournant important dans l'histoire de la vente d'électricité. Durant cette année, le premier marché intégré boursier de l'électricité voit le jour (Noord Pool) et les prémices de deux bourses d'électricité européennes sont fixées.

La première concerne la création d'une bourse française. C'est au cours de la journée du 12 avril 2000 que les différentes parties prenantes au projet de la création d'une bourse d'électricité française se mettent d'accord. Ce projet sera concrétisé le 26 novembre 2001 avec le lancement de Powernext Day-ahead et suivi, le 14 juin 2004, par la création d'un marché futur, Powernext Futures.

La seconde concerne l'avènement d'une bourse allemande. La première bourse régionale allemande, la Leipzig Power Exchange, devient opérationnelle le 14 juin 2000 et elle sera associée à la Frankfurt Based European Energy Exchange en juillet 2002 pour donner naissance à l'« European Energy Exchange » (EEX).

49. Ce n'est qu'à partir de 2003, que l'histoire de la bourse d'électricité belge commence. En effet, à partir de cette année-là, Elia met sur pied une équipe de travail pour lancer une bourse d'électricité en Belgique. Elia travaille en collaboration avec des bourses d'énergie existantes présentes dans les pays voisins de la Belgique : la bourse néerlandaise « Amsterdam Power Exchange » (nommée APX par la suite, puis APX-ENDEX) et la bourse d'électricité française « Powernext ».
50. En 2004, la CREG est chargée, par le Ministre en charge des affaires économiques, d'une étude sur les mesures légales à mettre en place pour le bon fonctionnement de la bourse belge. La CREG fait des recommandations pour stimuler la liquidité et pour instaurer un couplage de marché.
51. Le 7 juillet 2005, la bourse d'électricité belge est constituée juridiquement d'une part par les gestionnaires de transport de la Belgique (Elia), de la France (RTE) et des Pays-Bas (TenneT) et d'autre part par les bourses des pays voisins : Powernext et APX.
52. Le 8 décembre 2006, la CREG formule son avis (A) 051208-CDC-496 relatif au projet de règlement de marché introduit par l'entreprise Belpex. Le 11 janvier 2006, le Ministre fédéral, Marc Verwilghen, ayant l'énergie dans ses attributions octroie à Belpex l'agrément lui permettant d'organiser un marché d'échange de blocs d'énergie sur base d'un dossier décrivant entre autre la structure de l'actionariat, l'organisation financière et administrative. Marc Verwilghen approuve le même jour le règlement de marché de Belpex.
53. Le 21 novembre 2006, l'opérateur du marché boursier d'énergie Belpex est opérationnel. La bourse organise et gère alors exclusivement un marché day-ahead (nommé DAM) pour faciliter le négoce à court terme de blocs d'électricité et ainsi offrir aux producteurs, fournisseurs, grands consommateurs industriels et négociants la possibilité d'optimiser à court terme leur portefeuille à un prix transparent et compétitif au niveau international. Depuis l'origine, la bourse belge est couplée par les prix avec la bourse néerlandaise (APX) et la bourse française (Powernext). Ce couplage trilatéral par les prix implique la vente

conjointe de capacité d'interconnexion et d'énergie électrique, ce qui permet une meilleure utilisation des capacités disponibles et une meilleure gestion de la congestion aux frontières de la Belgique via les enchères implicites des capacités day-ahead sur les liaisons avec les Pays-Bas et la France.



54. Le 6 juin 2007, les trois pays européens soumis au système de couplage trilatéral par les prix (la Belgique, les Pays-Bas et la France) ainsi que l'Allemagne et le Luxembourg vont signer le « Memorandum of understanding » en vue d'étendre le couplage de marché.
  
55. Depuis le 9 novembre 2010, le couplage par les prix s'étend à la région Centre-Ouest Européen (CWE). Celui-ci se compose du marché trilatéral auquel viennent s'associer l'Allemagne et le Luxembourg, ce qui implique que le marché belge day-ahead est désormais couplé sur base d'enchères implicites avec la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. Depuis ce moment, cette zone couplée par les prix est par ailleurs également couplée (par les volumes cette fois) au marché Nordique (voir infra).





56. Le 12 janvier 2011, l'interconnecteur Norned entre les Pays-Bas et la Norvège rejoint le couplage de marché par les volumes initié le 9 novembre 2010.

57. Le 1er avril 2011 l'interconnecteur Britned rejoint le couplage de marché par les prix CWE.

58. Les projets d'avenir pour les bourses européennes sont loin d'être arrivés à leur fin. Des discussions sont, à présent, en cours sur un projet d'un couplage de marché par les prix étendus (price coupling of region). D'ici 2013, on parle de la concrétisation d'un marché day-ahead nord west européen établi sur le système flow based auquel les pays avait marqué leur accord dans le Memorandum of understanding de 2007

### ***Couplage de marché***

#### *Le couplage de marché par les prix*

### ***Couplage du marché***

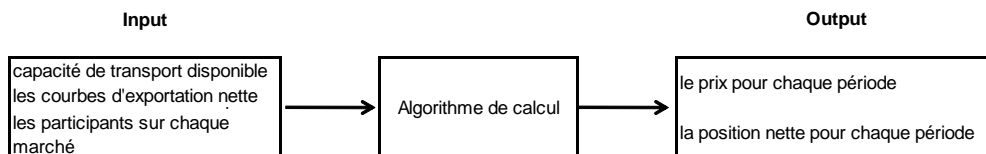
59. Depuis le début du Belpex DAM le 22 novembre 2006 et jusqu'au 9 novembre 2010, le Belpex DAM était implicitement couplé aux deux marchés day-ahead aux Pays-Bas (APX Power NL DAM) et en France (auparavant Powernext DAM, à présent EPEX Spot FR DAM). Ce couplage de marché dit trilatéral implique la vente conjointe de capacité d'interconnexion et d'énergie électrique, ce qui permet une utilisation optimale de la capacité commerciale disponible. Depuis le 10 novembre 2010, le Belpex DAM est toujours

implicitement couplé à ces deux marchés voisins, mais la bourse allemande (EPEX GE DAM) a également été reprise dans le couplage de marché implicite. Le 1<sup>er</sup> avril 2011, le marché day-ahead britannique d'APX-ENDEX (APX Power UK Auction) a été intégré via le câble BritNed dans le couplage de marché CWE.




60. Dans un système de couplage par les prix, chaque marché participant au couplage de marché fournit différentes données à un système de calcul coordonné :

- la capacité de transport disponible à chaque frontière pour chaque direction et pour chaque période;
- les courbes d'offres et de demandes pour chaque période;
- les ordres multi-horaires « en blocs » soumis par les parties prenantes sur le marché.

61. Sur base de ces informations, les bourses déterminent à l'aide d'un algorithme de calcul, pour chaque marché participant au couplage, le prix et la position nette pour chaque période comme illustré dans la figure ci-dessous :



62. Depuis la mise en œuvre du couplage de marché par les prix entre la Belgique, les Pays-Bas et la France, les prix entre les 3 marchés ne diffèrent que si la capacité d'interconnexion disponible aux frontières franco-belge et belgo-néerlandaise est insuffisante. Dans un marché couplé par les prix, trois situations différentes peuvent se présenter :

En cas de non contrainte aux frontières, le prix est identique dans les 3 pays	
En cas d'une contrainte à une des frontières, le prix est identique pour les deux pays qui n'ont pas de contrainte à leur frontière et un prix différent pour celui qui a une contrainte à une de ses frontières. Le prix est plus élevé pour celui qui importe et plus faible pour celui qui exporte	
En cas de contrainte à toutes les frontières, le prix est différent pour chaque pays	

Source : <http://www.belpex.be/index.php?id=94>

Si une contrainte est présente à une frontière, cela signifie que la capacité de transport à la frontière est saturée, ce qui entraîne une rente de congestion.

Notons que le raisonnement expliqué ci-dessus pour le couplage entre la Belgique, les Pays-Bas et la France est à présent valable également pour l'Allemagne. Ce qui signifie que le prix allemand est identique aux prix des autres pays si aucune contrainte n'est présente à la frontière entre l'Allemagne et ces pays.

63. Le tableau ci-dessous illustre l'incidence exprimée en pourcentage moyenne du résultat du couplage de marché au cours des années 2007 à 2011. Les deux marchés affichent le même prix si l'interconnexion entre les marchés n'est pas saturée<sup>19</sup>. L'analyse ci-dessous envisage les situations suivantes:

- $FR \neq BE \neq NL$ : les deux interconnexions sont saturées => trois prix différents en Belgique, en France et aux Pays-Bas
- $FR \neq BE = NL$ : l'interconnexion avec la France est saturée => même prix en Belgique et aux Pays-Bas, prix différent en France
- $FR = BE \neq NL$ : l'interconnexion avec les Pays-Bas est saturée => même prix en France et en Belgique, prix différent aux Pays-Bas
- $BE = NL = FR$  : les interconnexions ne sont pas saturées (pas de congestion) => même prix sur les trois marchés

<sup>19</sup> Dans la pratique, les prix sur les deux marchés sont considérés identiques si la différence de prix est inférieure à 0,015 €/MWh.

- BE=NL=FR=GE: les interconnexions ne sont pas saturées dans la région CWE (pas de congestion) => le même prix dans toute la région CWE

64. Le tableau indique qu'en 2011, les prix dans la région CWE (BE=NL=FR=GE) étaient égaux durant près des deux tiers du temps. Les prix dans l'ancien TLC (BE=NL=FR) étaient également égaux durant 70% du temps en 2011, soit le plus haut pourcentage depuis 2007. Le pourcentage indiquant que les prix en Belgique différaient des trois autres marchés est très faible, avec 0,5%.

65. Le tableau indique également, dans les trois colonnes les plus à droite, l'incidence exprimée en pourcentage que le prix, respectivement, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne, est égal à celui de la Belgique (FR=BE et NL=BE). Il est singulier que les prix français et belges étaient les mêmes durant 99% du temps en 2011. Il est singulier également que la convergence entre les prix allemands et belges ait augmenté de manière spectaculaire en 2011, ce qui s'explique, bien entendu, par le couplage de marché CWE.

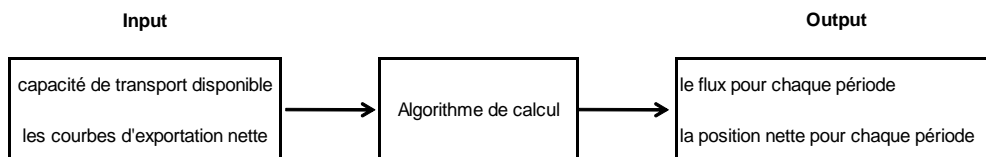
	<b>FR≠BE≠N</b> <b>L</b>	<b>FR≠BE=N</b> <b>L</b>	<b>FR=BE≠N</b> <b>L</b>	<b>BE=NL=F</b> <b>R</b>	<b>BE=NL=FR=</b> <b>GE</b>	<b>BE=NL</b>	<b>BE=FR</b>	<b>BE=G</b> <b>E</b>
2007	1,5%	9,5%	26,3%	62,6%	0,4%	72,1%	89,0%	0,6%
2008	0,7%	14,7%	15,2%	69,3%	0,3%	84,0%	84,5%	0,3%
2009	1,6%	28,4%	13,2%	56,8%	0,2%	85,2%	70,0%	0,3%
2010	1,2%	12,0%	26,3%	60,5%	8,1%	72,4%	86,8%	8,5%
2011	0,5%	0,3%	28,2%	71,0%	65,8%	71,3%	99,2%	67,5%
<b>2007-2011</b>	<b>1,1%</b>	<b>13,0%</b>	<b>21,9%</b>	<b>64,0%</b>	<b>NA</b>	<b>77,0%</b>	<b>85,9%</b>	<b>NA</b>

Source : CREG (données provenant d'ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT, EEX)

### *Le couplage de marché par les volumes*

66. Depuis le 10 novembre 2010, un couplage par les volumes a été réalisé avec le marché nordique conjointement à l'extension du couplage de marché CWE par les prix (voir supra).

67. Le couplage entre les deux zones couplées par les prix que sont la région CWE (BE, DE, FR, NL, LU) et la région nordique (NO, SE, DK, FI, ES) fonctionne sur base d'un couplage de marché par les volumes illustré par la figure suivante :



Dans ce cas, les capacités de transport disponibles à chaque frontière pour chaque direction et chaque période ainsi que les courbes d'exportation nette de chaque pays pour chaque période permettent, à l'aide d'un algorithme de calcul de la société EMCC<sup>20</sup> de définir les flux sur les interconnexions entre les zones couplées par les prix. Cette information est ensuite prise en compte par les bourses pour calculer les prix dans les différents marchés.

## **Prix**

### *Fourchette de prix DAM*

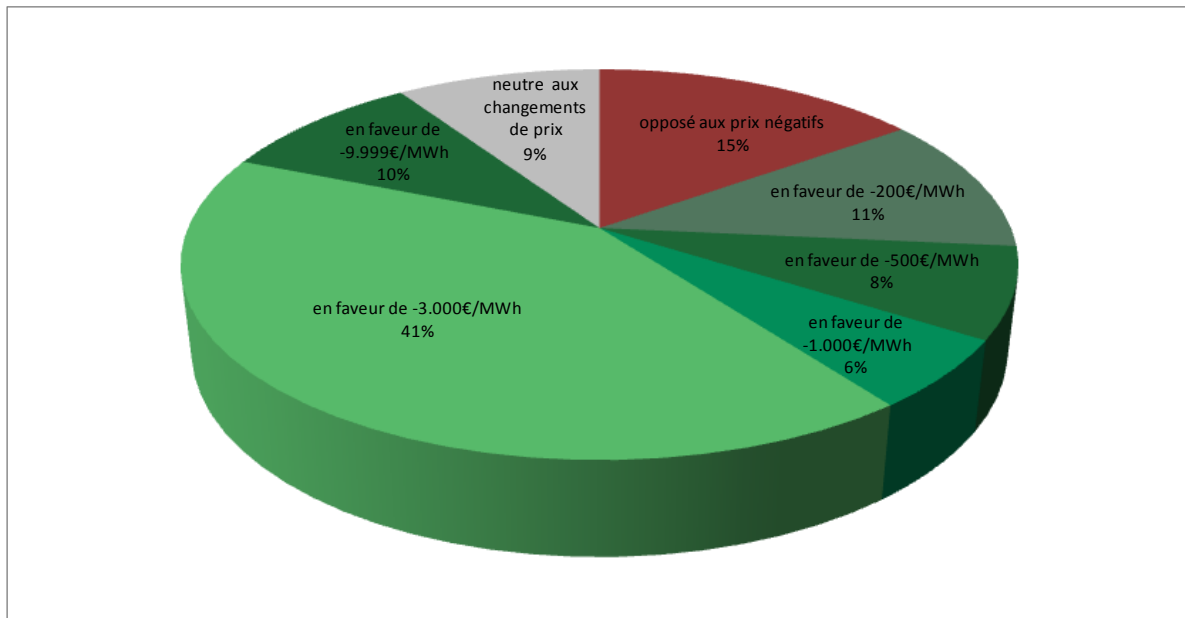
68. Les ordres d'achat et de vente que l'on passe sur les bourses contiennent une limite au niveau du prix. En effet, chaque bourse décrit pour chaque produit les spécificités de celui-ci, y compris l'intervalle de prix dans lequel celui-ci doit se trouver pour être validé. Par conséquent, les limites au niveau du prix de tous les ordres doivent également se situer dans cet intervalle. On appelle « ordre à tout prix » un ordre dont le prix limite est égal à l'une des bornes de l'intervalle.
69. La CREG s'est penchée sur l'analyse de ces fourchettes de prix afin de savoir leur raison d'être.
70. Selon Belpex, la raison d'être principale de ces bornes de prix relève d'une question technique propre à la caractéristique du marché day-ahead et, en particulier, pour la valorisation des ordres à tout prix
71. Les bornes de prix concernant le produit day-ahead de Belpex ont été modifiées au cours du temps.

---

<sup>20</sup> EMCC : European Market Coupling Company est une société qui a été créée afin d'allouer implicitement la capacité disponible entre la région CWE et les pays nordiques

A l'origine, les ordres d'achat et de vente ne pouvaient pas être inférieurs au prix de 0,01 €/MWh et ne pouvaient excéder le prix de 3.000 €/MWh. Ces bornes de prix résultent de l'harmonisation de celles de Powernext (la bourse française) et d'APX (la bourse néerlandaise) qui avaient été revues afin d'établir le couplage trilatéral par les prix entre la Belgique, les Pays-Bas et la France. Les Pays-Bas disposaient jusqu'alors d'une fourchette de prix comprise entre 0,01 €/MWh et 2.500 €/MWh.

A l'approche du lancement du couplage de marché CWE (couplage des marchés de la zone BE-NL-FR-GE-LU), une consultation a été menée sur les différentes questions à trancher concernant la structure du marché dont la question de l'harmonisation des bornes techniques. Les résultats de cette consultation montrent que près de 70% des répondants sont en faveur d'une harmonisation des bornes et 75 % sont favorables à l'intégration de prix négatifs comme ils sont pratiqués en Allemagne. Néanmoins, comme le montre le graphique ci-dessous, des discussions ont eu lieu sur le niveau le plus adéquat du prix négatif à adopter. Finalement, le choix des bornes qui fut adopté lors du lancement du couplage CWE fut celui de l'Allemagne c'est-à-dire +/-3.000 €/MWh.



Source : <http://www.belpex.be/uploads/media/CWE-Survey2009FINAL.pdf>

Selon le résultat de la consultation, la raison principale expliquant un tel engouement pour les prix négatifs est qu'ils permettent une fixation correcte des prix lorsque des installations de production arrivent à un coût marginal négatif<sup>21</sup>.

72. L'harmonisation des bornes techniques est à chaque étape du couplage de marché à redéfinir afin que tous les marchés soient sur le même pied d'égalité lors de pics de prix. En effet, si les prix limites sont les mêmes entre les pays, cela permet de valoriser les ordres à tout prix de la même manière.
73. A travers le continent européen les bornes techniques peuvent différer du marché CWE. Prenons, par exemple, le cas des pays nordiques qui sont couplés par les volumes au marché CWE et ont des bornes techniques plus restrictives. En effet, la plage de prix s'étend de -200 à 2.000 €/MWh. L'Espagne dispose également d'une plage de prix plus restrictive due essentiellement à la structure de son marché qui diffère de celui de la Belgique notamment parce que les producteurs sont rémunérés pour leur disponibilité à produire et ceci même lorsqu'ils ne produisent pas.

#### *Evolution des prix DAM en région CWE*

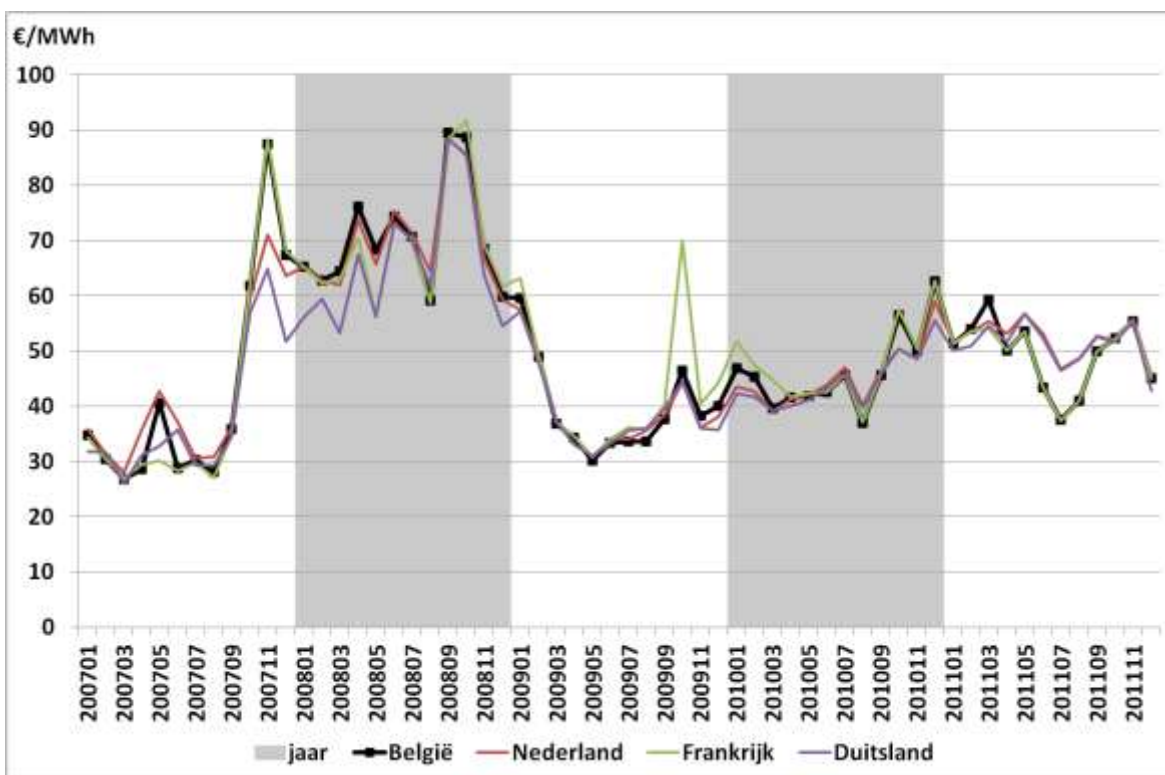
74. Les prix sont plutôt similaires en raison du degré de saturation relativement faible des interconnexions. L'évolution du prix mensuel moyen sur les trois bourses de Belgique, des Pays-Bas et de France est illustrée dans la figure ci-dessous. Cette figure montre les prix moyens par mois pour les trois bourses pour la période de 2007 à 2011. Le mois de 2011 le plus cher sur le Belpex DAM était celui de mars (59,3 €/MWh) ; le mois le meilleur marché était celui de juillet (37,5 €/MWh).
75. Ainsi, le prix annuel moyen sur Belpex DAM s'élève à 49,4 euros/MWh en 2011. C'est plus cher de 0,5 €/MWh par rapport à la France, moins cher de 2,7 €/MWh par rapport aux Pays-Bas et moins cher de 1,7 €/MWh par rapport à l'Allemagne. Ces chiffres sont plus ou moins l'image inverse de celle de 2011, lorsque la France était le pays le plus cher après la Belgique et l'Allemagne.

---

<sup>21</sup> On fait référence aux énergies renouvelables subsidiées en particulier, mais le raisonnement s'applique également pour des interruptions brèves de centrales inflexibles (typiquement nucléaire).

Prix day-ahead de l'électricité moyens (€/MWh)				
	Belgique	Pays-Bas	France	Allemagne
2007	41,7	41,9	40,8	38,0
2008	70,6	70,0	69,2	65,8
2009	39,4	39,1	43,0	38,9
2010	46,3	45,3	47,5	44,5
2011	49,4	52,1	48,9	51,1
<b>2007-2011</b>	<b>49,5</b>	<b>49,8</b>	<b>50,0</b>	<b>47,7</b>

Source : CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT, EEX



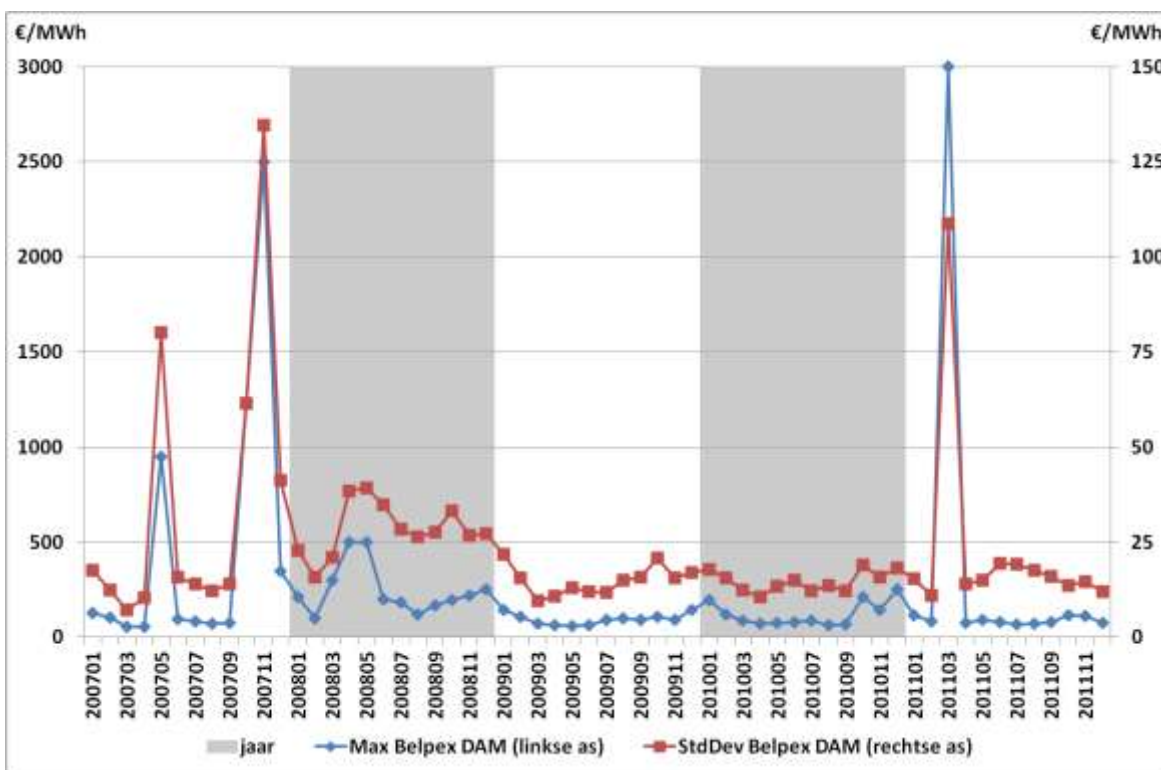
Prix moyens mensuels sur les quatre bourses de la région CWE pour la période de 2007 à 2011

Source : CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT, EEX

76. Il ressort de la figure ci-dessus que les prix moyens sur les quatre bourses au cours des trois dernières années sont modérés par rapport à fin 2007 et 2008. Cela semble également être le cas pour les pics de prix et la volatilité, comme on peut le voir dans la figure ci-dessous : en 2007, différents pics de prix ont été atteints, bien au-delà des 500 €/MWh et en 2008, certains ont encore atteint 500 €/MWh. En 2009, le prix Belpex DAM maximal était de 143 €/MWh, alors qu'il était de 252 €/MWh en 2010. En 2011, il n'y a pas non plus eu de pics importants, à l'exception du pic du mois de mars (voir infra).



77. La volatilité, mesurée au moyen de la déviation standard du prix, était également inférieure sur la période 2009-2011 à celle de 2008 et 2007, à l'exception, à nouveau, de mars 2011. A noter qu'un pic de prix n'est pas indésirable en soi, à condition qu'il se réalise de manière correcte et transparente ; cela indique en effet un déficit de production et donne un signal aux investisseurs.



Prix maximum mensuel et déviation standard sur le Belpex DAM  
Source : CREG+BELPEX

78. Le tableau ci-dessous donne, pour la période 2007-2011, le nombre d'heures durant lesquelles un prix s'est formé pendant un certain intervalle de prix et confirme l'analyse réalisée ci-dessus, selon laquelle le nombre de pics de prix était sensiblement inférieur en 2009-2011, par rapport à 2007 et 2008. En 2011, les prix ont dépassé les 100 €/MWh durant 18 heures seulement.

nombre d'heures	2007	2008	2009	2010	2011
<b>0-100 €/MWh</b>	8396	7601	8716	8705	8741
<b>100-200</b>	305	1164	43	52	17
<b>200-300</b>	25	13		2	
<b>300-500</b>	15	2			
<b>500-1000</b>	14	3			
<b>1000-3000</b>	4				1

Source : CREG+BELPEX

### *Pic de prix du 28 mars 2011*

79. La pointe en 2011 dans l'intervalle de prix 1000-3000 €/MWh est le pic de prix de 2999 €/MWh à l'heure 8 du 28 mars 2011. Certains prix situés dans l'intervalle compris entre 100 €/MWh et 200 €/MWh ont également été notés pour le 28 mars 2011. Le 28 mars 2011, un découplage des marchés à court terme s'est produit dans la région CWE, et donc également sur Belpex DAM. Le *clearing* isolé de Belpex DAM a donné lieu à un prix moyen de 206 €/MWh pour la fourniture de la charge de base le 28 mars 2011, avec un pic de prix de 2.999 €/MWh pour la fourniture à la 8<sup>ème</sup> heure (c.-à-d. entre 7 et 8 heures du matin) de ce jour. La CREG a réalisé une étude<sup>22</sup> sur ce pic de prix et a examiné à cet effet le comportement du *dispatching* et de l'offre des trois plus grands producteurs dans la zone de réglage Elia: Electrabel, E.ON et EdF/SPE. La CREG en conclut que la capacité proposée sur le marché *day-ahead* était suffisante pour éviter le pic de prix. En raison du manque de types d'offres proposées, la capacité proposée n'a toutefois pas pu être allouée de manière efficace, ce qui a donné lieu à un pic de prix. Un *Request for Quotes* aurait également pu éviter le pic de prix. Belpex a entre-temps instauré un certain nombre de types avancés au niveau des offres ainsi qu'une possibilité de *Requests for Quotes* au cours d'un découplage de marché.

### *Impact du moratoire nucléaire allemand sur le prix spot belge*

80. Le gouvernement allemand a décidé, le 15 mars 2011, de suspendre durant 3 mois la production de 8 réacteurs nucléaires suite à la catastrophe de Fukushima. Le 30 mai 2011, il décréta leur arrêt définitif ainsi que la fermeture progressive de l'entièreté de son parc nucléaire pour 2022.

81. La décision de l'Allemagne de réduire sa capacité nucléaire de 8.336 MW a eu un impact sur le prix de gros de l'électricité en Allemagne mais également dans les différents pays couplés par les prix aux marchés allemands<sup>23</sup>.

82. Le CEER<sup>24</sup> a constaté en Allemagne une augmentation des prix forward year ahead de l'ordre de 5 €/MWh<sup>25</sup> mais n'a pas constaté d'impact important sur les prix day-ahead. En

---

<sup>22</sup> Etude (F)110915-CDC-1099.

<sup>23</sup> Depuis novembre 2010, les marchés day-ahead de la Belgique, des Pays-Bas, de la France et de l'Allemagne sont couplés par les prix

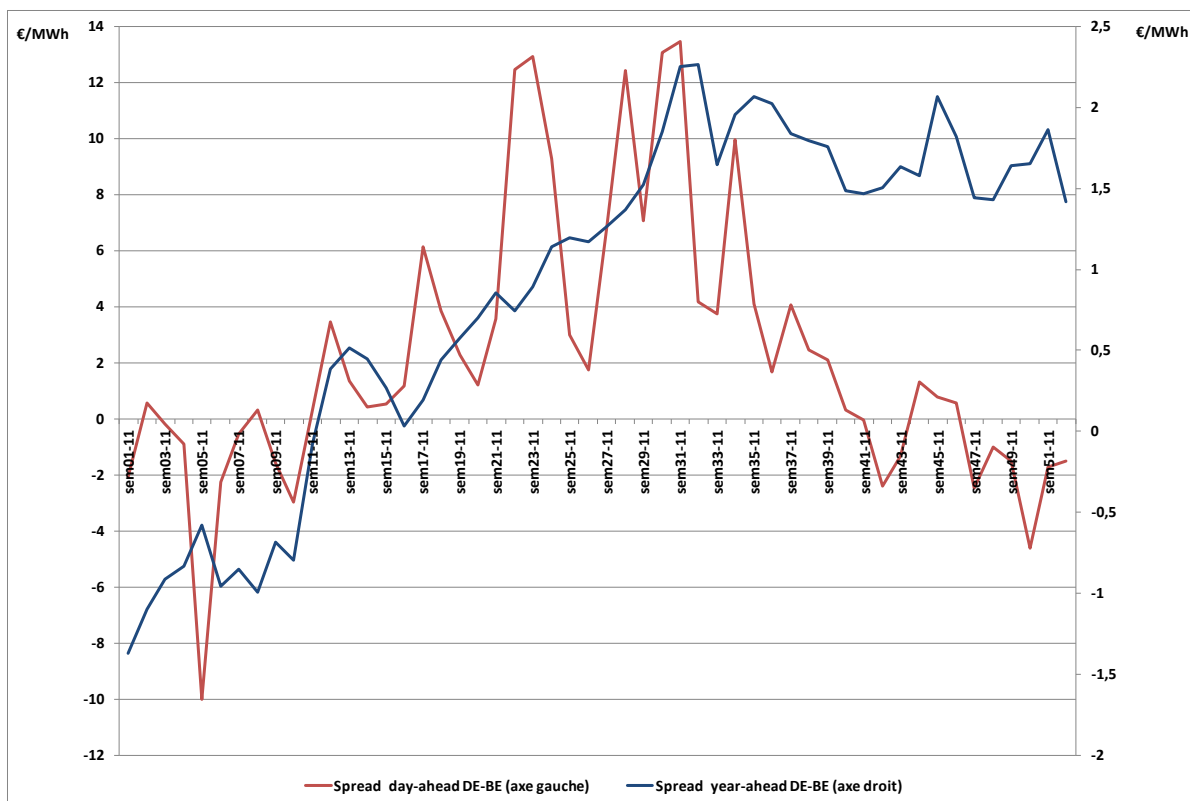
ce qui concerne les prix belges, le CEER a également relevé une augmentation des prix forward year ahead de l'ordre de 4,5 €/MWh et une quasi absence d'impact significatif sur le prix day-ahead. Néanmoins, la CREG tient à nuancer les propos du CEER sur l'évolution des prix year ahead et day-ahead via une analyse de spreads entre la Belgique et l'Allemagne.

83. Le graphique ci-dessous montre l'évolution des spreads moyens par semaine entre l'Allemagne et la Belgique pour l'année 2011 (par convention, le spread est positif quand le prix allemand est supérieur au prix belge). A partir de la semaine 11 de l'année 2011 qui correspond à la semaine de l'annonce de l'arrêt des 8 réacteurs nucléaires, le spread day-ahead entre la Belgique et l'Allemagne affiche une tendance à la hausse. Entre la onzième et la trentième semaine de l'année 2011, le spread year ahead entre l'Allemagne et la Belgique est corrélé à hauteur de 0,74 avec l'évolution du day-ahead spread entre ces deux pays. Ceci montre, qu'à cette époque, le marché estimait que le prix spot serait plus élevé dans le futur en Allemagne qu'en Belgique.

---

<sup>24</sup> CEER: The Council of European Energy Regulators est une association sans but lucratif qui représente au niveau européen les régulateurs nationaux d'électricité et de gaz de l'Union Européenne

25. Le rapport provisoire du CEER de juin indique une augmentation de 8 €/MWh, tandis que celui de septembre une augmentation d'environ 5€/MWh. L'on constate que le prix base forward year ahead sur EEX a augmenté d'environ 5 €/MWh entre le 14 et le 15 mars 2011, mais qu'il a continué à augmenter les quelques jours suivants, oscillant entre 58 €/MWh et 61 €/MWh entre début avril et mi-juin 2011



Source : Belpex, APX, EEX

84. Néanmoins, l'impact du spread day-ahead sur le spread year ahead entre la Belgique et l'Allemagne n'est pas de un sur un. Le tableau ci-dessous montre les prix et spread hebdomadaires moyens avant le 14 mars et après cette date. Le spread day-ahead entre l'Allemagne et la Belgique a augmenté de 7,3 €/MWh entre la période du 14 mars au 31 juillet et la période de référence c'est-à-dire avant le 14 mars. Par contre, le spread year ahead entre l'Allemagne et la Belgique a augmenté de 1,9 €/Mwh. Cela signifie qu'une grande partie du spread day-ahead peut être considérée comme temporaire.

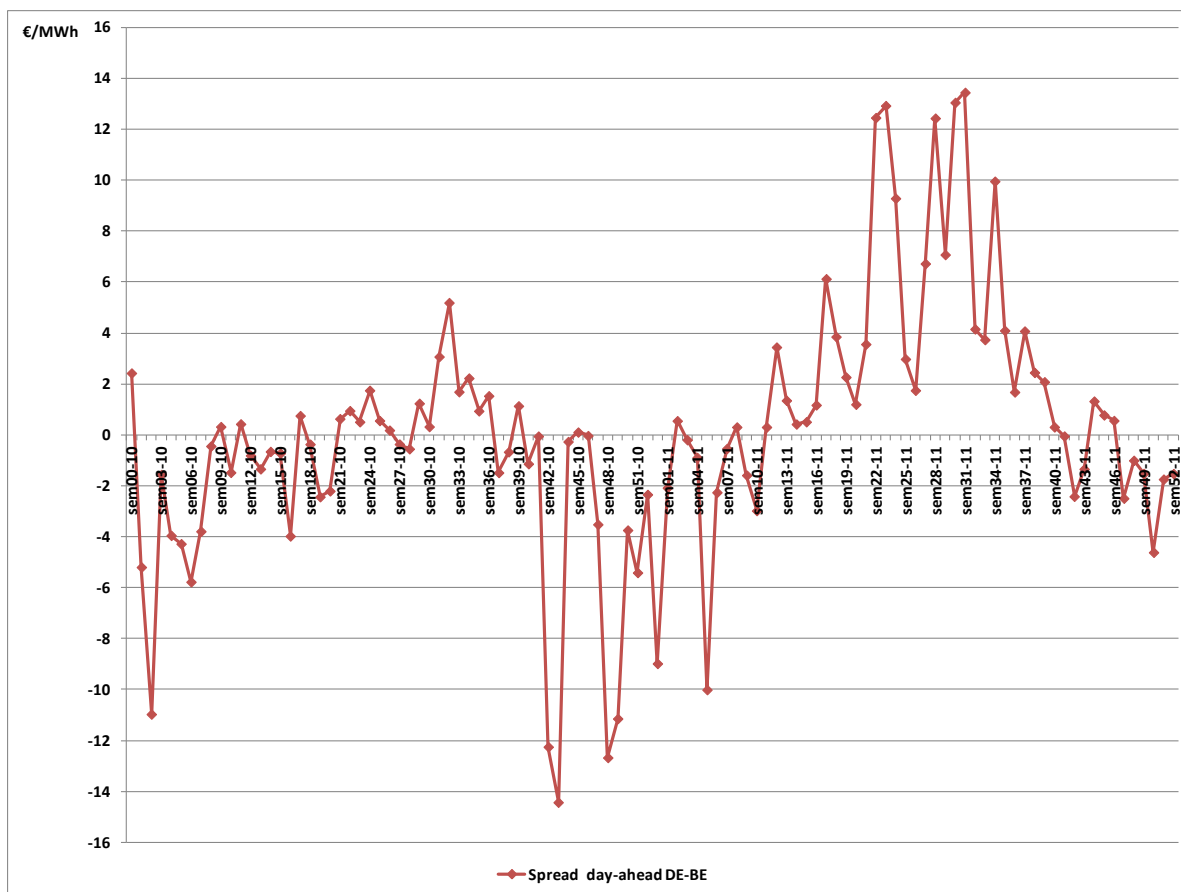
moyenne des prix par semaine	year ahead			day ahead		
	BE Y+1	DE Y+1	spread Y+1	BE D+1	DE D+1	spread d+1
2011 (le 28 mars 2011 exclus)						
du 1 janvier au 13 mars 2011	53,42	52,51	-0,91	53,26	51,10	-2,16
du 14 mars au 31 juillet 2011	57,19	58,24	1,05	46,96	52,13	5,18
différence	3,78	5,74	1,96	-6,30	1,03	7,34
du 1 janvier au 13 mars 2011	53,42	52,51	-0,91	53,26	51,10	-2,16
du 14 mars au 31 décembre 2011	55,61	56,91	1,30	47,87	51,11	3,24
différence	2,19	4,41	2,21	-5,38	0,01	5,40

Source : Belpex, APX, EEX

85. Il peut être intéressant de comparer l'année 2010 avec l'année 2011. Néanmoins, celle-ci doit se faire avec prudence du fait que 2 événements importants ont eu un impact sur les

spreads : le couplage de marché par les prix (10 mai 2010) et l'annonce de l'arrêt des réacteurs allemands (15 mars 2011).

86. Le graphique ci-dessous montre l'évolution des spread day-ahead moyens par semaine entre l'Allemagne et la Belgique pour l'année 2010 et 2011 (par convention, le spread est positif quand le prix allemand est supérieur au prix belge). Depuis le couplage de marché par les prix (semaine 45 de 2010) et jusqu'à la fin de l'année 2010, les spread day-ahead moyens par semaine entre l'Allemagne et la Belgique affichaient une tendance négative. A partir de l'annonce de l'arrêt des réacteurs en Allemagne (semaine 11 de 2011), la tendance s'est inversée. Les spreads day-ahead entre la semaine 17 et la semaine 41 atteignent, à certains moments, des niveaux supérieurs à ceux de la période antérieure au couplage de marché par les prix.



Source : Belpex, EEX

## Volumes

87. Le tableau ci-dessous illustre les volumes annuels négociés sur le Belpex DAM (en TWh, pour la période 2007-2011). Le tableau illustre l'énergie achetée, vendue, négociée, importée et exportée via le Belpex DAM, ainsi que la comparaison du volume négocié via Belpex DAM avec le prélèvement tel que mesuré par Elia ('négoce/prélèvement'). Il ressort de ces données que 12,4 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM en 2011, ce qui représente une légère augmentation par rapport à 2009. Le volume négocié correspond à près de 15% du prélèvement annuel dans la zone de réglage d'Elia, soit la part la plus importante depuis le lancement du Belpex DAM.

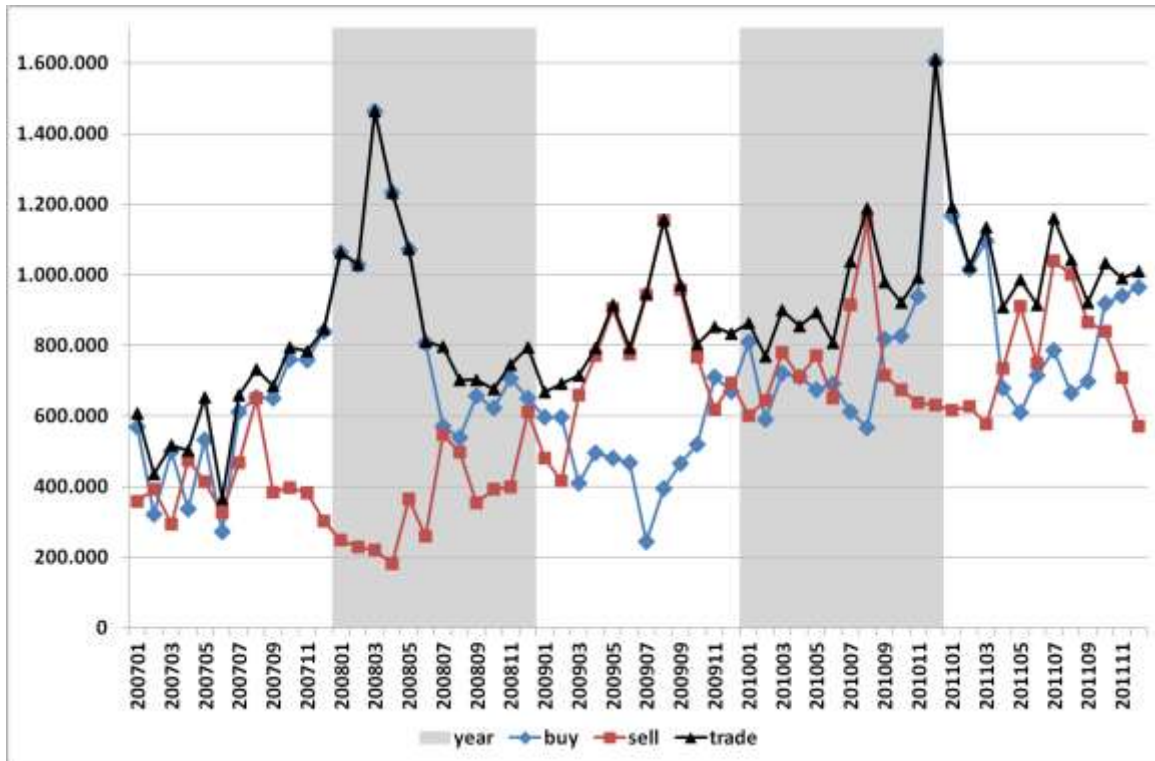
88. Il s'avère par ailleurs que les acteurs actifs sur le Belpex DAM en 2011 ont acheté 10,3 TWh, contre 9,3 TWh vendus<sup>26</sup>. Par conséquent, 1,1 TWh nets ont été importés dans la zone de réglage Elia via le Belpex DAM.

Volumes sur Belpex (en TWh)						
année	achat	vente	négoce	importations	exportations	négoce/prélèvement
2007	6,8	4,8	7,6	2,7	0,8	8,6%
2008	10,4	4,3	11,1	6,8	0,7	12,6%
2009	6,1	9,1	10,1	1,0	4,1	12,4%
2010	9,6	8,9	11,8	2,9	2,3	13,7%
2011	10,3	9,3	12,4	3,1	2,1	14,8%
<b>2007-2011</b>	<b>43,1</b>	<b>36,4</b>	<b>53,0</b>	<b>16,5</b>	<b>9,9</b>	<b>12,4%</b>

Source : CREG

89. La figure ci-dessous montre l'évolution mensuelle des volumes moyens sur le Belpex DAM pour la période 2007-2011. Il ressort de la figure qu'un volume record a été négocié en décembre 2010 (2164 MWh/h). En 2011, le volume négocié est redescendu à des niveaux inférieurs à celui de décembre 2010 mais souvent supérieurs à ce qui constituait la moyenne de 2010. Au début et à la fin de 2011, les importations ont souvent été supérieures aux exportations, à l'inverse des mois d'avril à septembre.

<sup>26</sup> Ces volumes diffèrent entre eux et du volume total négocié en raison, justement, du couplage de marché, à savoir en raison des importations et exportations avec la France et les Pays-Bas. L'exemple suivant est donné à titre explicatif: supposons que durant une heure, 1.000MWh soient achetés et 900 MWh soient vendus sur Belpex (et que 100 MWh soient donc importés) et que durant une autre heure, 800 MWh soient achetés et 1.000 MWh soient vendus (200 MWh seraient donc exportés). Le volume moyen négocié durant les deux heures sur Belpex serait donc de 1.000 MWh, le volume moyen vendu serait de 950 MWh et le volume moyen acheté s'élèverait à 900 MWh.



volumes achetés ('buy'), vendus ('sell'), négociés ('trade') sur Belpex DAM (en MWh)

Source : CREG

### ***Valeur des contrats négociés sur le Belpex***

90. Le tableau ci-dessous donne un bref aperçu de la valeur des contrats négociés sur le Belpex DAM pendant la période 2007-2011. En 2008, la valeur de 802 millions d'euros était la plus élevée, car à l'époque on notait également le prix le plus élevé. En 2011, 619 millions d'euros ont été négociés sur le Belpex DAM.

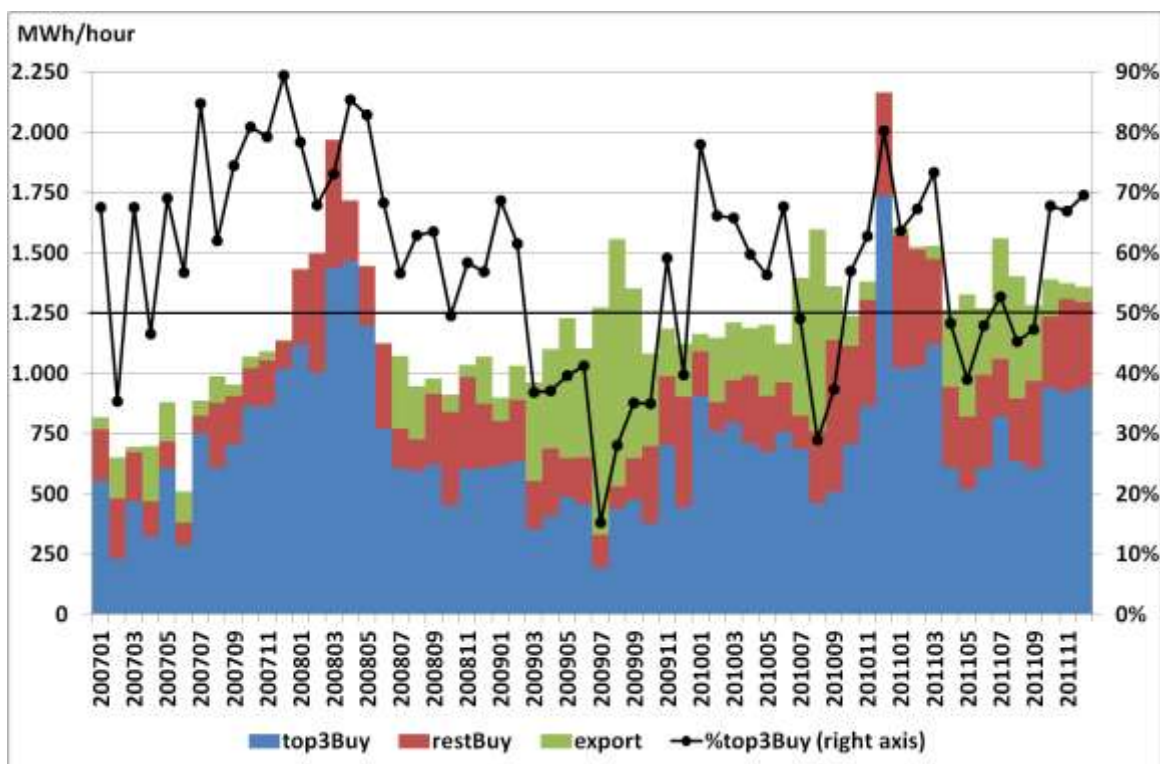
<b>valeur des contrats</b>	
année	Millions d'€
2007	365,9
2008	802,2
2009	388,5
2010	560,8
2011	618,7
<b>2007-2011</b>	<b>2.735,9</b>

Source : CREG

## Parts de marché et résilience du marché du Belpex DAM

91. La figure ci-dessous illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché des achats, converties en MWh par heure. La figure illustre pour chaque mois de la période 2007-2011 la part totale achetée par le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM ('top3Buy' - bleu), la part achetée par le résiduel ('restBuy' - rouge) et la part qui n'a pas été achetée par les acteurs du marché sur Belpex mais par les acteurs actifs sur d'autres marchés couplés, day-ahead ('export' - vert). Cette dernière partie est donc exportée. La part exprimée en pourcentage du top 3 est illustrée par la ligne noire (axe de droite).

92. On remarque dans la figure que les parts de marché et l'"exportation" peuvent fortement varier. Ainsi, la part du top 3 domine au cours de 2007 et 2008. Durant l'année de crise 2009, la part du top 3 diminue au profit des exportations, et domine à nouveau en 2010. En 2011, le top 3 domine surtout au cours des mois d'hiver, lorsque les exportations sont faibles également. La corrélation entre les parts exprimées en pourcentage du top 3 et les exportations est de  $-0,87$ , ce qui signifie que si le top 3 effectue moins d'achats, les exportations détiennent une part relativement plus importante.

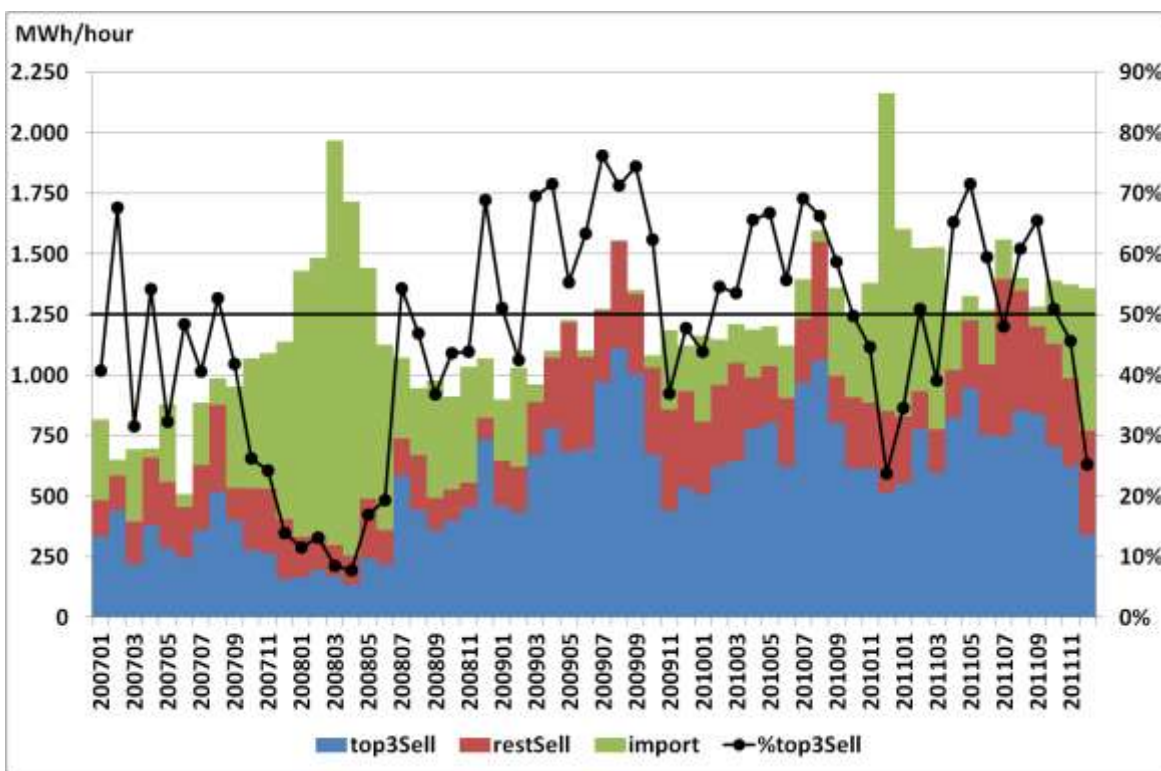


évolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché de l'achat de 2007 à 2010 - Source : CREG



93. La figure ci-dessous illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché des ventes, normalisées en MWh par heure. La figure illustre pour chaque mois de la période 2007-2011 la part totale vendue par le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM ('top3Sell' - bleu), la part vendue par le résiduel ('restSell' - rouge) et la part qui n'a pas été vendue par les acteurs du marché sur Belpex mais par les acteurs sur la bourse néerlandaise ou française aux acteurs du marché belges ('import' - vert). Cette dernière partie est donc importée. La part exprimée en pourcentage du top 3 est illustrée par la ligne noire (axe de droite).

94. On remarque dans la figure que les parts de marché et l'"importation" peuvent fortement varier. Ainsi, les importations dominent fin 2007 et durant la première moitié de 2008. Durant l'année de crise 2009 et durant une grande partie de 2010, la part du top 3 domine au détriment des importations. En 2011, le top 3 domine surtout au cours des mois d'été, lorsque les importations sont faibles également. La corrélation entre les parts exprimées en pourcentage du top 3 et les importations est de -0,92, ce qui signifie que si le top 3 effectue moins de ventes, les importations détiennent une part relativement plus importante.



évolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché des ventes en 2010 - Source : CREG

95. Le tableau ci-dessous fournit un résumé de la part moyenne commune détenue par le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM dans le volume négocié (compte tenu de la part des importations pour le marché des ventes et de la part des exportations pour le marché des achats). On en déduit que, pour la période 2007-2011, le top 3 des acteurs du marché détient en moyenne une part commune de 47% sur le marché des ventes et 59% sur le marché des achats. Pour 2011, ces parts sont de 51% sur le marché des ventes, ce qui est donc un peu plus élevé en moyenne que les années précédentes. Sur le marché des achats, les parts représentaient en moyenne 57%, ce qui est donc un peu moins élevé en moyenne que les années précédentes.

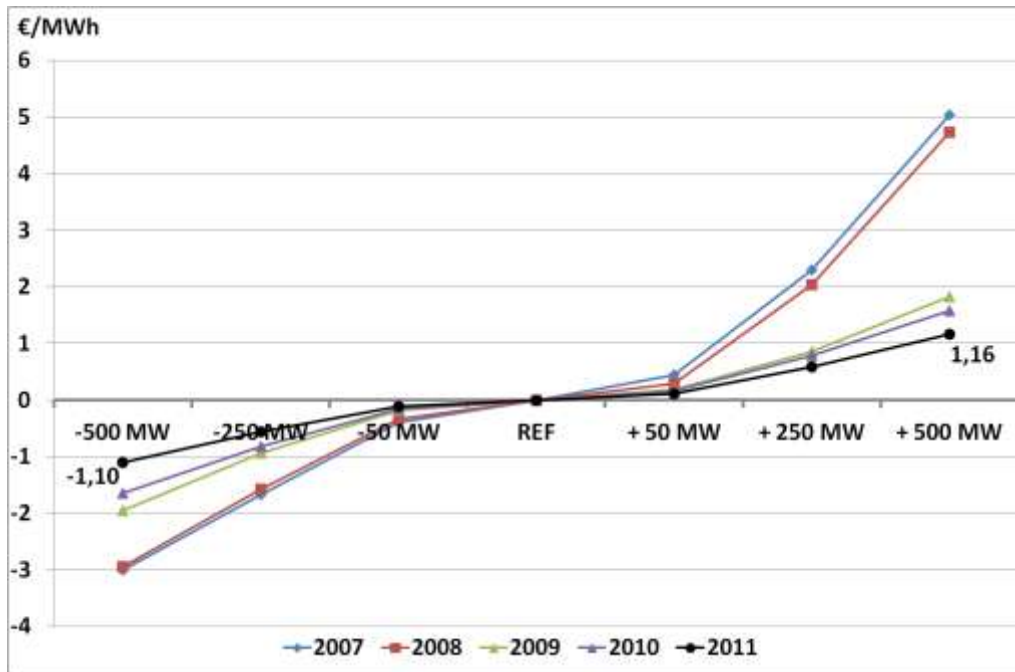
	<b>%top3Sell</b>	<b>%top3Buy</b>
2007	40%	68%
2008	31%	67%
2009	60%	41%
2010	54%	59%
2011	51%	57%
<b>2007-2011</b>	<b>47%</b>	<b>59%</b>

Source : CREG

96. La SA Belpex procède chaque mois à une analyse de la résilience du marché (ou robustesse du marché) du Belpex DAM. La résilience du marché mesure la sensibilité des prix d'un marché : moins le prix de marché réagit à la demande ou l'offre supplémentaire, plus un marché est robuste. Par conséquent, la résilience du marché peut aussi servir de mesure de la liquidité d'un marché : plus un marché est résilient (ou robuste), plus il est liquide. Pour analyser la résilience du marché, la SA Belpex simule de manière exacte pour l'ensemble des heures considérées ce que le prix serait si de l'énergie supplémentaire avait été offerte ou demandée sur le marché, et ce par incrément de 50, 250 et 500 MW. Cette analyse donne par conséquent une image dynamique du marché *day-ahead*, ce qui constitue un aspect très important augmentant la transparence de ce marché. La figure ci-dessous montre la différence de prix moyenne par année pour la période 2007-2011 (les valeurs négatives sur l'axe horizontal représentent l'offre supplémentaire de volumes).

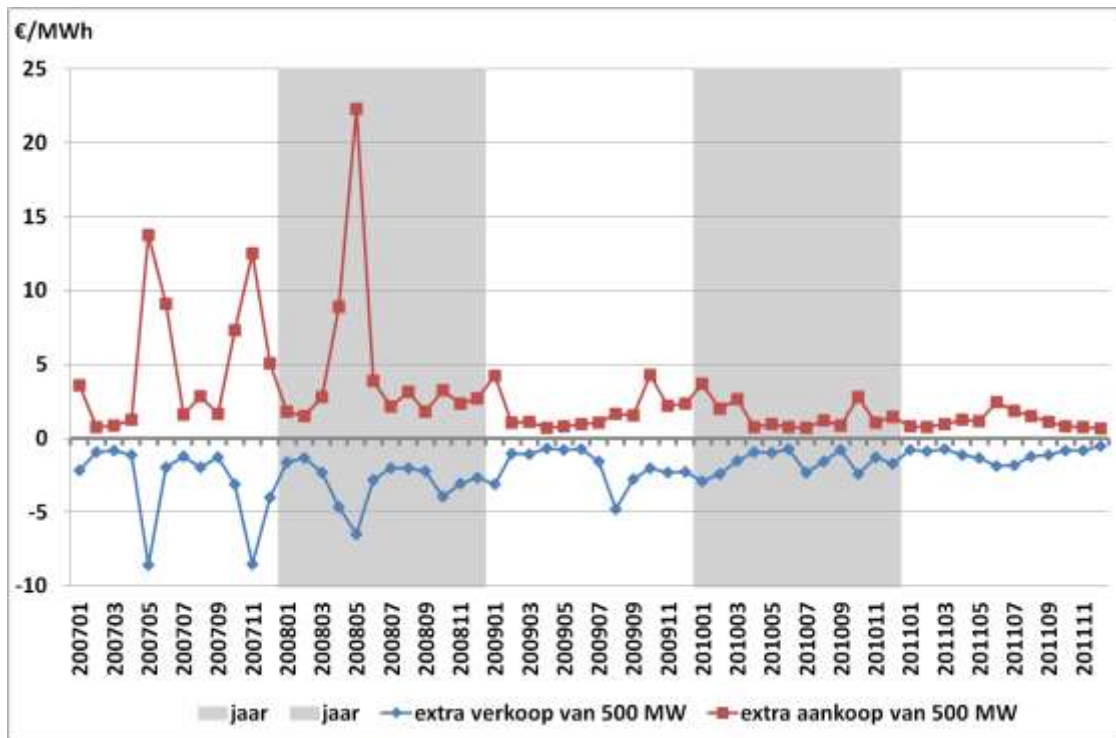
97. Il ressort de la figure que si 500 MW d'énergie supplémentaires avaient été offerts pendant l'ensemble des heures sur le Belpex DAM ("500 MW" sur l'axe x), cela aurait fait baisser le prix moyen en 2011 d'environ 1,1 €/MWh. En 2010, il s'agissait encore 1,6 €/MWh ; en 2007 et 2008, le prix aurait diminué de 3 €/MWh. Dans l'autre direction également, le marché semble plus robuste en 2011 qu'au cours des années précédentes: si, durant toutes les

heures de 2011, 500 MW supplémentaires avaient été achetés, le prix n'aurait augmenté que de 1,2 €/MWh ; en 2007 et 2008, ceci aurait occasionné une hausse de prix de près de 5 €/MWh ; en 2009 et 2010, une hausse de prix de 8 €/MWh et 1,6 €/MWh respectivement.



résilience du marché moyenne pour les années 2007 à 2011  
Source : CREG

98. La figure ci-dessous illustre la résilience du marché moyenne mensuelle. Il ressort de cette figure que la résilience du marché était très volatile en 2007 et pendant le premier semestre de 2008. Depuis juillet 2008, les changements de prix résultant d'un achat ou d'une vente supplémentaire de 500 MW sont encore de 5 €/MWh maximum. Et même de 3,7 €/MWh maximum en 2010. En 2011, la résilience de marché a encore augmenté, comme l'indique la figure ci-dessus.



résilience du marché moyenne mensuelle pour la période 2007-2011

Source : CREG

### **Comportement de l'offre sur Belpex DAM**

99. Sur Belpex DAM, un acteur du marché peut acheter et vendre de l'énergie via, respectivement, une offre 'buy' et une offre 'sell'. Les offres tant 'buy' que 'sell' peuvent être effectuées toutes les heures via une 'LimitOrder' ou un 'BlockOrder' dans un bloc d'heures consécutives. Un 'Sell BlockOrder' de, par exemple, 200 MW à 50 €/MWh de 8 heures à 20 heures est vendu lorsque le prix moyen durant les heures 8 à 20 est égal ou supérieur à 50 €/MWh. Ainsi, le producteur peut refléter correctement ses coûts de démarrage et d'arrêt dans son prix de vente.

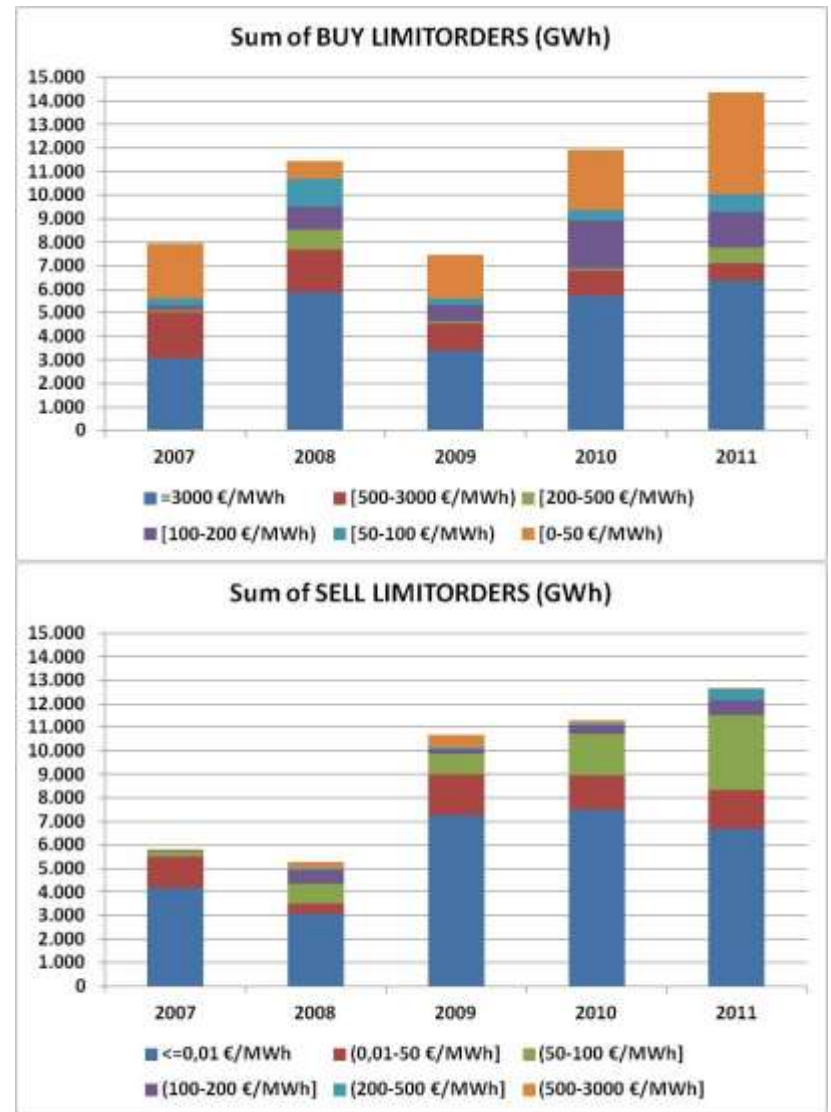
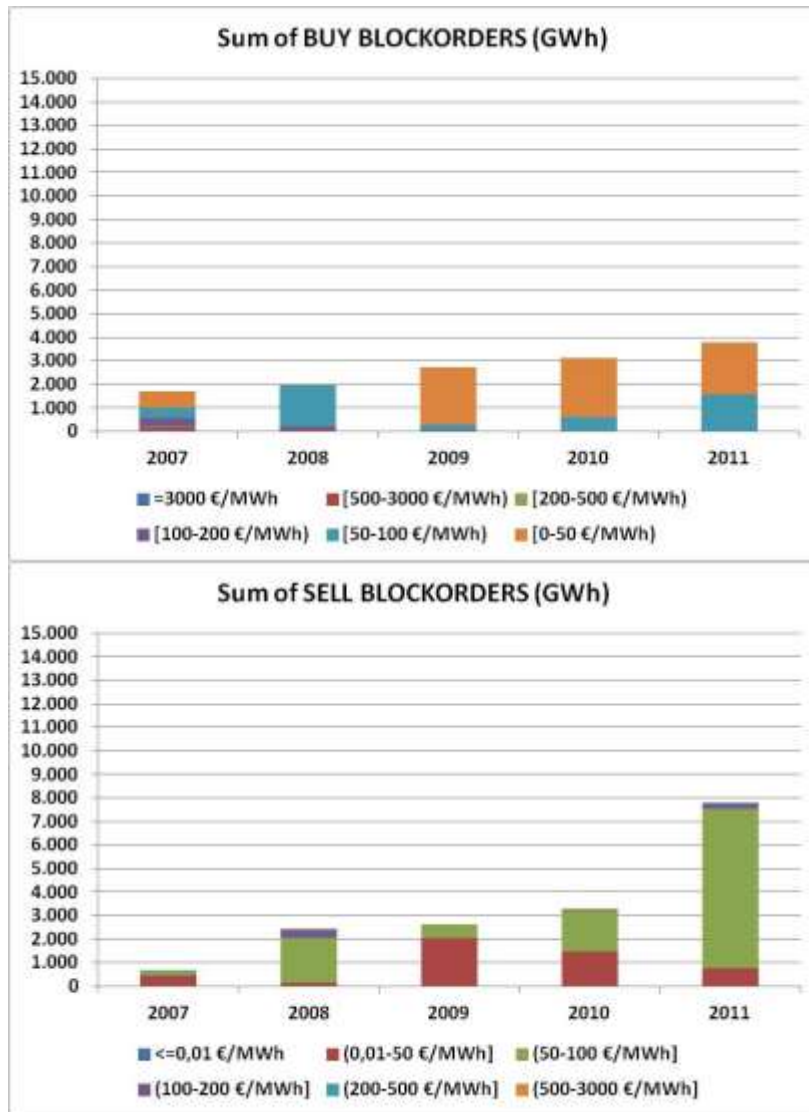
100. Quatre type d'offres sont donc possibles: (1) une 'Buy BlockOrder', (2) une 'Buy LimitOrder', (3) une 'Sell BlockOrder' et (4) une 'Sell Limitorder'. Les quatre figures ci-dessous illustrent l'utilisation totale de ces quatre types d'offre selon différents intervalles de prix. Les figures ci-dessus illustrent deux 'BuyOrders' possibles, tandis que les figures du dessous illustrent deux 'SellOrders'. Dans les quatre figures, l'intervalle de prix négocié en premier lieu est systématiquement indiqué en-dessous. Cela signifie que du côté des achats (figures du dessus), les intervalles de prix les plus faibles figurent en-dessous, alors que du

côté des ventes (figures du dessous), ils figurent en haut. L'échelle des figures est toujours le volume annuel total des offres (qu'elles soient négociées ou non), exprimées en GWh. Cette échelle est la même pour les quatre figures (de 0 à 15.000 GWh).

101. Le déroulement du comportement de l'offre par type d'offre fait l'objet d'une discussion ci-après:

- 'Buy BlockOrder' (en haut à gauche): Ces volumes sont les plus faibles des quatre types. L'utilisation de ce type est toutefois en hausse et a presque doublé en 2011 par rapport à 2007. En 2008, dans l'intervalle de prix [50-100 €/MWh], des 'Buy BlockOrders' ont presque exclusivement été donnés, alors qu'en 2007, une grande diversité d'intervalles de prix ont été utilisés. En 2009 et 2010, l'intervalle de prix [0-50 €/MWh] a dominé. En 2011 une plus grande part dans l'intervalle de prix [50-100 €/MWh] a été offerte.
- 'Buy LimitOrder' (en haut à droite): ces volumes sont les plus élevés des quatre types, avec en 2011 un peu plus de 14.000 GWh offerts, soit près du double par rapport à 2009. La part proposée à 3.000 €/MWh varie de 39% en 2007 à 51% en 2008. En 2011, près de 6.400 GWh, soit le plus grand volume en valeur absolue, ont été proposés à ce prix (et donc vendus au prix du marché, étant donné qu'il s'agit du prix le plus élevé possible et que jamais un tel prix n'avait été coté sur Belpex DAM). Le volume que l'on souhaite acheter à l'aide d'offres dans l'intervalle de prix [500-3000 €/MWh] est bien plus faible, et diminue, mais il reste non négligeable: en 2007, la part était de 24% et est passé à 5% en 2011. La part que l'on souhaite acheter à faible prix [0-50 €/MWh] est, d'un point de vue relatif, déjà la plus élevée en valeur absolue en 2011 (près de 4.300 GWh et une part de 30%)
- 'Sell BlockOrder' (en bas à gauche): ces volumes sont relativement faibles également, mais ont connu une hausse spectaculaire en 2011 : en 2007 moins de 1.000 GWh étaient proposés via 'Sell BlockOrder' alors qu'en 2011, ce volume est passé à près de 8.000 GWh. S'agissant de l'utilisation des intervalles de prix, les années 2008 et 2011 sont très similaires avec, respectivement, 79% et 87% des offres dans l'intervalle de prix de (50-100 €/MWh]. En 2010 également, un peu plus de la moitié a été proposée dans cet intervalle de prix, mais l'intervalle de prix le plus bas (0,01-50 €/MWh) avait près de la moitié des offres. Ce faible intervalle de prix a dominé en 2009.
- 'Sell LimitOrder' (en bas à droite): en 2007 et 2008 il y a eu moins de 'Sell LimitOrders' que de 'Buy LimitOrders' ; en 2009 c'est l'inverse: plus de 'Sell LimitOrders' que de 'Buy

LimitOrders'. En 2010 et 2011, les volumes sont similaires. La forte hausse des volumes en 2009 est remarquable ; cette tendance se poursuit en 2010 et 2011. Au cours des années envisagées, la plupart des offres données dans le plus faible intervalle de prix ' $\leq 0,01$  €/MWh', avec la part la plus importante en 2007 (72%) et la part la plus faible en 2011 (52%) sur la période envisagée. Le deuxième intervalle de prix (0,01-50 €/MWh] est resté plus ou moins constant au cours des trois dernières années, mais l'intervalle de prix suivant (50-100 €/MWh] a connu une forte hausse en 2011, avec une part de 25% des offres.



Bron: CREG

## C 1.2 Marché intra-day continu

### *Historique du marché boursier intra-day*

102. Le marché boursier en continu a de plus en plus d'attrait, ce qui pousse les bourses à créer de nouveaux produits.
103. Le 17 juillet 2007, Powernext lance un produit intra-day pour la livraison d'électricité sur le hub français.
104. Le 13 mars 2008, le Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce intra-day. Ce nouveau segment de marché offre aux acteurs de marché une plateforme transparente pour leur permettre de réagir à tous les changements inattendus qui interviennent sur le marché jusqu'à 5 minutes seulement avant le temps réel. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2008, SPE (à présent EdF Luminus) est un *liquidity provider* pour ce segment de marché, ce qui signifie que SPE s'engage à placer des commandes de 25 MW destinées à l'achat ou à la vente dans une fourchette de prix déterminée pendant 80 % du temps.
105. Le 19 juin 2008, APX, Belpex, Powernext et EEX signent un document intitulé « Cross-Border Intraday Markets - White paper on a possible market model proposed by APX, Belpex, EEX and Powernext » concernant les systèmes à mettre en place afin de réaliser un couplage de marché au niveau intra-day. Ce couplage de marché intra-day n'a pas encore eu lieu à ce jour.
106. Le couplage des marchés intra-day à la frontière néerlandaise se concrétisa le 17 février 2011<sup>27</sup>. Il sera ensuite étendu aux pays nordiques déjà couplés, via le câble reliant les Pays-Bas à la Norvège le 14 mars 2012.

### *L'intervalle de prix sur le marché intra-day*

107. Dans le marché intra-day, les bornes techniques sont, en fait, celles imposées par les outils informatiques qui servent à faire tourner les algorithmes de calcul. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'elles sont très larges. A l'heure actuelle, les bornes de prix intra-day

---

<sup>27</sup> Le 17 février 2011, Belpex CIM a été couplé au marché intra-day de APX-ENDEX..



sont harmonisées entre la Belgique, les Pays-Bas, les Pays nordiques et une partie de l'Allemagne qui utilisent le système Elbas<sup>28</sup>. Les plages de prix pour le système Elbas s'étendent de -9.999,99€/MWh à 9.999,99€/MWh. Les marchés opérés en France et en Allemagne par EPEX Spot<sup>29</sup>, qui utilise actuellement un autre système qu'Elbas, ont une plage de prix identique.

### **Les produits du marché intra-day belge**

108. Jusqu'au 17 février 2011, on comptait trois produits différents sur le Belpex CIM : on pouvait y acheter de l'énergie pour un bloc d'une heure, quatre heures et six heures. Les blocs d'une heure étaient valables pour l'ensemble des 24 heures ; les blocs de 4 heures valaient pour les six intervalles suivants (1-4h, 5-8h,...) ; les blocs de 6h, enfin, valaient pour deux intervalles : de 9 à 14h et de 15 à 20h. Depuis le lancement du couplage entre les marchés intra-day belges et néerlandais le 17 février 2011, la longueur des blocs peut être déterminée librement par le participant et il est uniquement question d'ordres horaires ou de bloc d'heure sur le Belpex CIM.

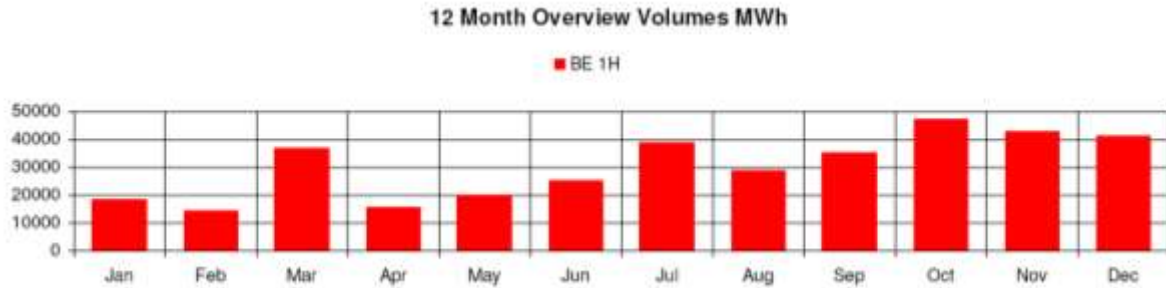
109. Le tableau ci-dessous fournit une indication des volumes et prix négociés pour le marché intra-day. En 2011, 363 GWh ont été négociés au total, soit une hausse de 32% par rapport à 2010. Les prix sur le marché intra-day suivent l'évolution des prix sur le marché day-ahead, mais sont toujours plus élevés. Cela s'explique en grande partie par le fait que, sur le marché intra-day, les négociations ont lieu davantage aux heures de pointe qu'aux heures creuses et que les prix de pointe sont en moyenne plus élevés que les prix creux.

<b>Intra-day</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Volumes (GWh)</b>	89	187	275	363
<b>Prix (€/MWh)</b>	87,8	42,3	50,1	55,0

Source : CREG+Belpex

<sup>28</sup> Le système Eblas est une plateforme de négociation permettant une allocation implicite et continue de la capacité d'interconnexion

<sup>29</sup> EPEX SPOT est la bourse des marchés spot de l'électricité européens qui gère les marchés français, allemand, autrichien et suisse



volumes mensuels totaux négociés (en MWh) et nombre de transactions

Source : Belpex

## C.2 Marché à long terme

110. La section précédente portait sur le marché à court terme, et plus particulièrement sur le Belpex DAM et CIM. La présente section examine le marché à long terme, seule la bourse est prise en considération, en l'espèce APX-ENDEX et ses marchés pour la Belgique et pour les Pays-Bas, et EEX avec ses produits destinés à la fourniture de la France et de l'Allemagne.

### C.2.1 Prix futurs comparés à Belpex DAM

#### *Mois de transaction*

111. La figure ci-dessous illustre le prix mensuel moyen pour quatre types de contrats énergétiques pour la période 2007-2011 : *day-ahead* (D+1, Belpex DAM), *month ahead*<sup>30</sup>

<sup>30</sup> Le month ahead est le Endex Power BE Month et représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("end of day") des contrats *month ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du mois suivant), telle que publiée sur le site Web [www.apxendex.com](http://www.apxendex.com)

(M+1, Endex BE), *quarter ahead*<sup>31</sup> (Q+1, Endex BE), en *year ahead*<sup>32</sup> (Y+1, Endex BE). Les données sont les moyennes qui concerne le mois de transaction. Exemple de calcul : le prix moyen pour un contrat *quarter ahead* en janvier 2007 était de 43,2 €/MWh : il s'agit du prix payé pour la fourniture d'énergie pendant le Q2 de 2007, à savoir la période d'avril à juin 2007. Ce contrat est cependant aussi négocié en février et mars 2007. Les prix qui peuvent apparaître (et apparaîtront) sont différents du prix de janvier.

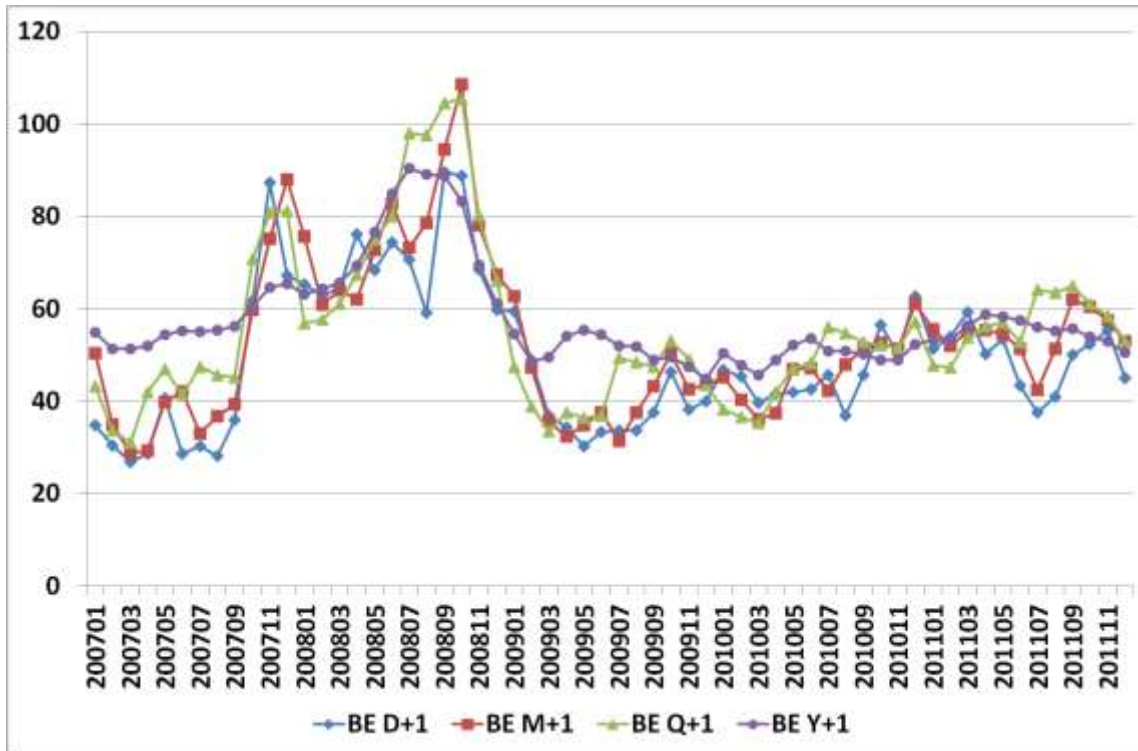
112. Il ressort de la figure que les quatre types de contrats suivent une tendance similaire : une forte augmentation à la fin 2007, avec une diminution début 2008 pour ensuite atteindre un pic en août-octobre 2008 ; les prix rechutent très fortement en raison de la crise économique pour se stabiliser ensuite entre 35 et 65 €/MWh pendant 2009 et 2011. La figure ci-dessous montre la corrélation entre les prix mensuels moyens des quatre types de contrats pour la période 2007-2011. Ce tableau confirme que les quatre types de contrats corrélaient fortement. La corrélation est la plus forte entre le *day-ahead* et le *month ahead* (0,92) et la plus faible entre le *day-ahead* et le *year ahead* (toujours 0,72).

correl	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
BE D+1	0,92	0,82	0,72
BE M+1		0,89	0,79
BE Q+1			0,87

Source : CREG

<sup>31</sup> Le *quarter ahead* est le Endex Power BE Quarter et représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("end of day") des contrats *quarter ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du trimestre suivant), telle que publiée sur le site Web [www.apxendex.com](http://www.apxendex.com)

<sup>32</sup> Le *year ahead* est le Endex Power BE Calendar et représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("end of day") des contrats *calendar* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours de l'année calendrier suivante), telle que publiée sur le site Web [www.apxendex.com](http://www.apxendex.com)

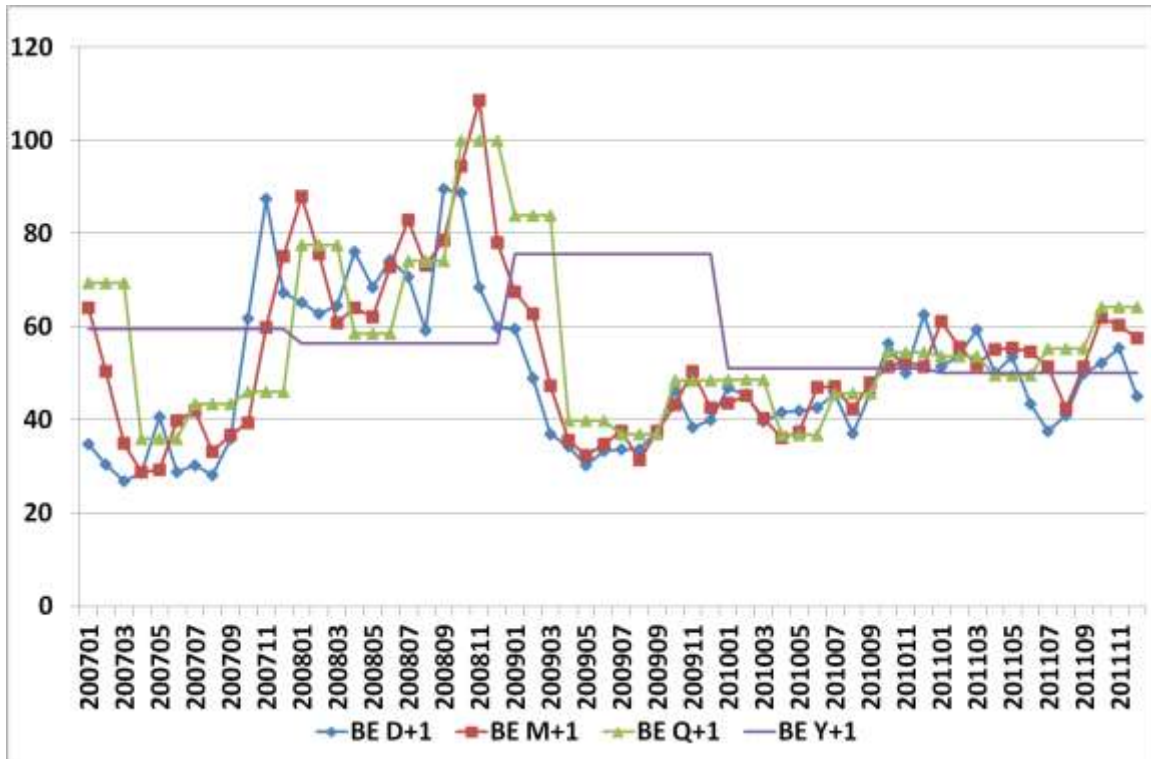


Prix mensuels moyens par mois de transaction pour différents produits (en €/MWh)  
 Source : CREG

### Mois de fourniture

113. Afin de vérifier (ex-post) quel contrat (D+1, M+1,...) était le meilleur marché pendant quelle période, le prix doit être comparé pendant la période de fourniture<sup>33</sup>. Le prix d'un produit *quarter ahead* est fixé pour trois mois, celui d'un *year ahead* pour un an. Cela donne la figure ci-dessous.

<sup>33</sup> Pour déterminer le prix moyen d'un produit déterminé, le prix moyen est systématiquement calculé sur une période de la même longueur que la période de fourniture, et juste avant la fourniture : pour déterminer, par exemple, le prix d'un produit *quarter ahead* (trois mois) sur la période janvier – mars 2010, on utilise la moyenne du prix *quarter ahead* au cours de la période octobre-décembre 2009 (trois mois juste avant le début de la période de fourniture).



Prix mensuels moyens par mois de fourniture pour différents produits (en €/MWh)  
 Source : CREG

114. Le prix de fourniture moyen par année peut être calculé sur la base de ces données, ce qui donne le tableau ci-dessous. Pour la fourniture sur la période 2007-2011, 49,5 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *day-ahead*, 53,3 €/MWh en moyenne pour un contrat *month ahead*, 56,1 €/MWh pour un contrat *quarter ahead* et 58,5€ pour un contrat *year ahead*. Cela signifie que pendant la période 2007-2011, les *month ahead*, *quarter ahead* et *year ahead* étaient respectivement 7 %, 13% et 18% plus chers que le Belpex DAM. On en déduit que, pour la période 2007-2011, plus le prix est fixé à l'avance (et pour une plus longue période), plus le prix moyen sera élevé. Si les chiffres sont analysés par année, il ressort qu'il n'y a eu qu'une seule année durant laquelle un contrat *month ahead* a été en moyenne meilleur marché qu'un contrat *day ahead*, à savoir 2010. En outre, il s'avère qu'il n'y a eu qu'une seule année durant laquelle un contrat *year ahead* a été moins cher qu'un contrat *day ahead*, à savoir 2008. Ces données sont marquées en jaune dans le tableau. Un contrat *quarter ahead* n'a jamais été moins cher qu'un contrat *day-ahead*.

	par rapport à D+1							
	BE D+1	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1		BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
<b>2007</b>	41,7	44,5	48,7	59,5		2,7	7,0	17,8
<b>2008</b>	70,6	78,2	77,6	56,4		7,6	6,9	-14,2
<b>2009</b>	39,4	43,6	52,3	75,5		4,2	12,9	36,1
<b>2010</b>	46,3	45,2	46,4	51,0		-1,1	0,1	4,7
<b>2011</b>	49,4	54,9	55,7	50,1		5,5	6,3	0,7
<b>2007-2011</b>	<b>49,5</b>	<b>53,3</b>	<b>56,1</b>	<b>58,5</b>		<b>3,8</b>	<b>6,6</b>	<b>9,0</b>
					%	7,6%	13,4%	18,2%

Source : CREG

115. Plusieurs raisons peuvent être avancées quant au fait que les contrats à long terme sont plus chers que les contrats day-ahead. Ainsi, le prix supérieur peut par exemple être considéré comme la prime de risque qu'un acteur du marché souhaite payer, se préservant des circonstances imprévues qui ont une influence sur le prix de gros, comme les coûts de combustible, la disponibilité de la capacité de production, le prix du CO<sub>2</sub> et les évolutions économiques à attendre. Plus le contrat est conclu à l'avance, plus la prime de risque est élevée, c'est ce qui ressort des données du tableau ci-dessus.

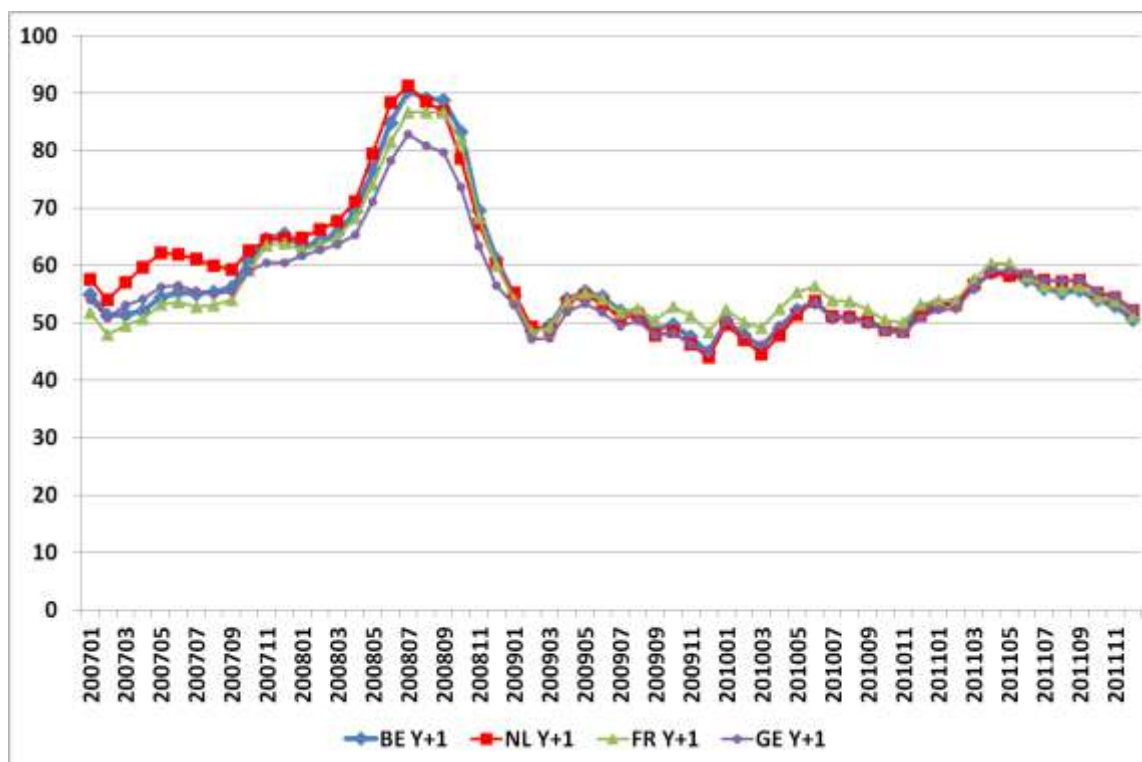
116. Cette prime de risque est clairement positive sur le marché de l'électricité pour la période 2007-2011, ce qui signifie que les consommateurs ont une aversion au risque plus marquée face à des conditions de marché inattendues que les producteurs. Ce phénomène s'explique intuitivement comme suit: les consommateurs sur le marché de gros pour l'électricité sont principalement des acteurs industriels. Leur consommation électrique est déterminée en fonction de leur cahier de commandes, avec un horizon allant de quelques mois à plusieurs années, mais pas plus long dans la plupart des cas. De ce fait, un prix fixe pour leur demande future d'électricité peut limiter leur risque, même s'ils doivent, pour ce faire, payer une prime. D'autre part, les producteurs sont censés présenter une aversion plus grande au risque que les consommateurs lorsqu'il s'agit de contrats à très long terme (jusqu'à plusieurs décennies). Cela s'explique par le fait que les investissements effectués dans la capacité de production doivent la plupart du temps être amortis sur une période de 15 à 40 ans (voire même davantage).

117. D'autres raisons possibles sont, entre autres, le niveau de liquidité et de transparence du marché à long terme par rapport au marché à court terme, ainsi que l'existence d'alternatives valables.

## C.2.2 Prix futurs dans la région CWE

118. La figure ci-dessous illustre le prix mensuel moyen pour un contrat *year ahead* pour la fourniture dans les quatre pays suivants: la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne. Les données sont les moyennes en ce qui concerne le mois de transaction.

119. Il ressort de la figure que les prix appliqués dans les quatre pays sont fortement corrélés, ce qui donne lieu, par conséquent, à la même tendance environ que celle ayant été discutée plus tôt: une hausse dans le courant de 2007 et début 2008, avec une forte hausse à la mi-2008 ; à l'automne 2008, les prix ont fortement chuté en raison de la crise économique ; au cours de 2009 et 2011, les prix ont oscillé entre 40 et 60 €/MWh. Dans le courant de 2011, les prix ont chuté et sont passés de 60 €/MWh à 50 €/MWh environ.



Prix mensuels moyens par mois de transaction pour la fourniture year ahead en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne (en €/MWh).

Source : CREG

120. Les prix sont très proches, surtout depuis 2009. Les différences ne sont dès lors que de l'ordre de quelques pourcents. Le tableau ci-dessous indique le prix *year-ahead* moyen par an pour les quatre pays ; dans la deuxième partie du tableau, ce prix est comparé à celui du prix en Belgique. Il en ressort qu'en 2011, le prix year ahead belge s'est avéré être le plus bas de toute la région CWE. Le marché s'attend donc à ce que le prix belge de l'électricité en Belgique soit le plus bas en 2012. Pour la période de transaction complète 2007-2011, seule l'Allemagne est moins chère que la Belgique.

	Période de transaction- €/MWh				par rapport à BE Y+1		
	BE Y+1	NL Y+1	FR Y+1	GE Y+1	NL Y+1	FR Y+1	GE Y+1
2007	56,4	60,4	54,4	55,9	7,0%	-3,5%	-0,9%
2008	75,5	75,8	73,8	70,0	0,4%	-2,3%	-7,4%
2009	51,0	50,3	51,8	49,3	-1,3%	1,7%	-3,3%
2010	50,1	49,6	52,4	49,9	-1,0%	4,7%	-0,3%
2011	55,2	56,0	56,0	56,0	1,5%	1,5%	1,6%
<b>2007-2011</b>	<b>57,6</b>	<b>58,4</b>	<b>57,7</b>	<b>56,2</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-2,4%</b>

Source : CREG

### C.3 HUB Elia

121. Si les acteurs du marché de l'électricité souhaitent effectuer des échanges physiques, ils peuvent le faire via le hub d'Elia. Le HUB est une construction abstraite du réseau haute tension sur lequel les acteurs du marché peuvent injecter et prélever de l'énergie. Les échanges effectués sur le HUB supposent toujours deux parties: le vendeur (injecte de l'énergie) et l'acheteur (prélève de l'énergie). Les volumes achetés ou vendus sur Belpex ou Endex et qui nécessitent une livraison physique sont échangés sur le HUB d'Elia. Pour pouvoir échanger de l'énergie sur le HUB d'Elia, l'acteur du marché doit être responsable d'équilibre (ARP).

122. L'analyse des volumes échangés sur le HUB d'Elia entre les différentes parties permet de se forger une image du volume négocié en dehors des bourses : il s'agit du marché dit OTC ('over-the-counter').



123. L'analyse du HUB a ses limites également: la CREG ne dispose que des volumes et non des prix. Cette analyse ne permet par ailleurs que d'obtenir un aperçu de l'échange physique via OTC, et non de l'échange d'énergie qui n'entraîne pas de fourniture physique. Une distinction est toutefois possible entre, d'une part, l'échange sur le HUB un jour à l'avance (HUB day-ahead) et, d'autre part, l'échange ayant lieu le jour-même (HUB intra-day). Notons toutefois qu'une échange sur le HUB day-ahead peut avoir été conclu par contrat des années au préalable.
124. Les échanges sur le HUB peuvent avoir lieu pour une période d'un quart d'heure, ce qui permet à l'acteur du marché de maintenir un meilleur équilibre dans son portefeuille et de réduire le paiement du tarif de déséquilibre. Les échanges sur le HUB peuvent en effet avoir lieu sur une base quart-horaire, et les déséquilibres peuvent être facturés sur une base quart-horaire. Les échanges effectués via la bourse et via les interconnexions avec l'étranger ne permettent pas d'adapter le portefeuille sur une base quart-horaire, étant donné que la plus petite unité de temps sur la bourse et sur les interconnexions est une heure.
125. Les données qui sont à la disposition de la CREG portent sur la période 2009 et 2011.

### **C.3.1 HUB day-ahead**

126. Le tableau ci-dessous indique les volumes des échanges sur le HUB day-ahead, agrégés selon deux types: échanges via la bourse ou via OTC.
127. Un échange fait via la bourse est tout échange impliquant Belpex ou APX-ENDEX. Vu que Belpex et APX-ENDEX agissent en tant qu'intermédiaire, ceci signifie que tout échange de vente effectué via ces parties implique également un échange d'achat et que les volumes échangés entre ces parties doivent donc être divisés en deux afin d'éviter les doubles comptages. Pour les échanges qui ne se font pas via la bourse, cette démarche n'est pas nécessaire.
128. Il ressort du tableau que le volume des échanges entre les parties s'élevait à 56,8 TWh en 2011, soit un volume beaucoup plus élevé qu'en 2009 et 2010. La part absolue de la bourse est demeurée constante avec 10,8 TWh environ, mais la part de la bourse est

passée de 27% à 19% en raison de la forte hausse des échanges OTC. Par conséquent, en 2011, le marché OTC était environ quatre fois plus important que les échanges effectués via la bourse.

échange physique sur le HUB day-ahead						
	en TWh			en %		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
<b>Bourse (/2)</b>	10,8	11,4	10,8	26%	27%	19%
<b>OTC</b>	31	31,2	46,0	74%	73%	81%
<b>total</b>	41,9	42,6	56,8	100%	100%	100%

Source : CREG

### C.3.2 HUB intra-day

129. Le tableau ci-dessous indique les volumes des échanges sur le HUB intra-day, agrégés selon deux types: échanges via la bourse ou via OTC.

130. Un échange fait via la bourse correspond à tout échange impliquant Belpex. Vu que Belpex intervient en tant qu'intermédiaire, ceci signifie que tout échange de vente effectué via cette partie implique également un échange d'achat et que les volumes échangés via cette partie doivent donc être divisés en deux afin d'éviter les doubles comptages. Pour les échanges qui ne se font pas via la bourse, cette démarche n'est pas nécessaire.

131. Il ressort du tableau que les volumes des échanges entre les parties s'élevait à 1,13 TWh en 2011, soit un volume en forte hausse par rapport à 2010, tout comme sur le HUB day-ahead. Les échanges boursiers représentent environ 0,34 TWh en 2011, soit une hausse en valeur absolue par rapport à 2010, mais une diminution en part relative (30% au lieu de 35% en 2010). Par conséquent, le marché OTC a fortement augmenté: il est passé de 0,49 TWh en 2010 à 0,79 TWh en 2011 et représente donc 70% des échanges en 2011. Le marché intra-day OTC est, de ce fait, bien 2 fois plus grand que le marché boursier intra-day, malgré le volume plus élevé sur la bourse intra-day.

<b>échange physique sur le HUB intra-day</b>						
	<b>en TWh</b>			<b>en %</b>		
	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Bourse (/2)</b>	0,18	0,26	0,34	23%	35%	30%
<b>OTC</b>	0,58	0,49	0,79	77%	65%	70%
<b>total</b>	0,75	0,76	1,13	100%	100%	100%

Source : CREG

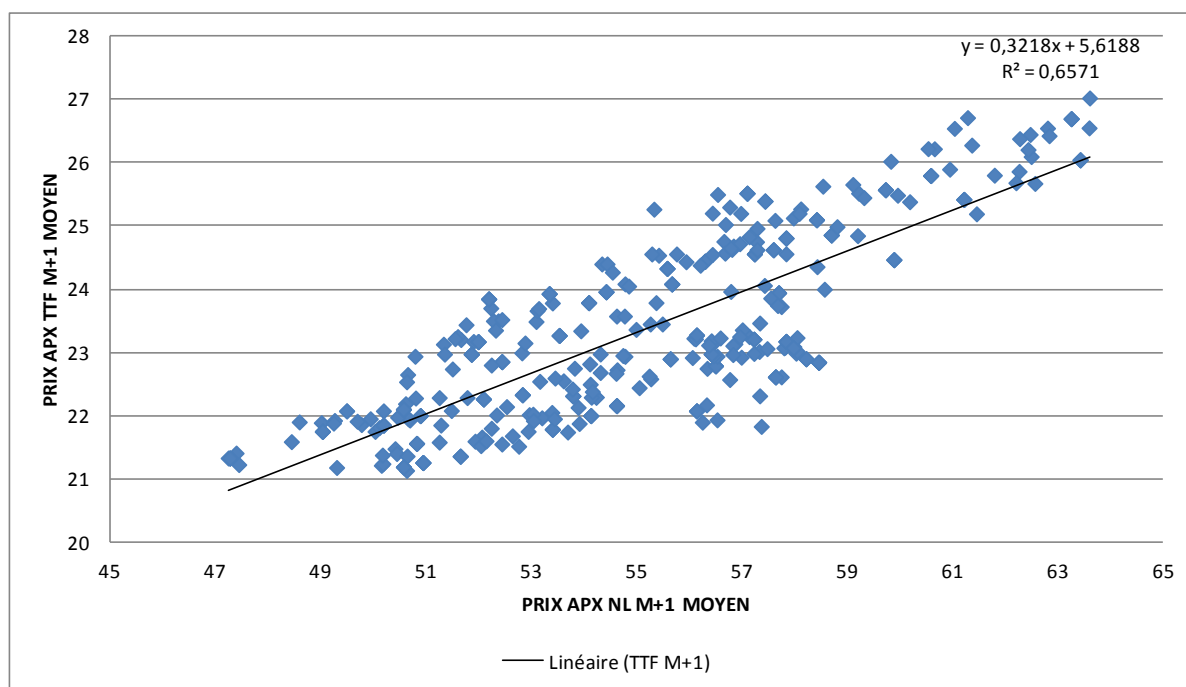
## C.4 Autres facteurs influençant les prix

132. Dans cette partie, nous examinerons les différents facteurs qui ont un impact sur le prix de l'électricité pour les pays participant au couplage de marché CWE. Les facteurs étudiés sont principalement les « combustibles » (charbon, gaz, pétrole, vent) servant à la production d'électricité.

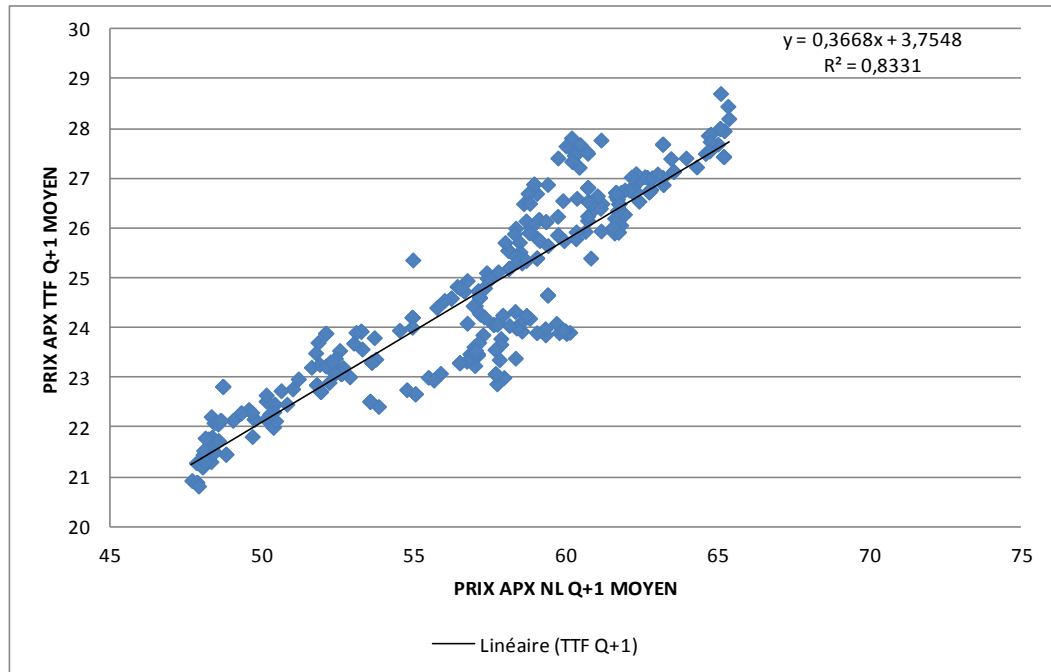
### **Pays-Bas**

133. Aux Pays-Bas, l'évolution des prix de l'électricité (month ahead, quarter ahead et year ahead) est expliquée en 2011 principalement par l'évolution du prix du gaz TTF comme nous pouvons le voir sur les graphiques ci-dessous. Plus le prix du gaz sur le marché TTF est élevé, plus le prix de l'électricité (*month ahead, quarter ahead et year ahead*) est élevé.

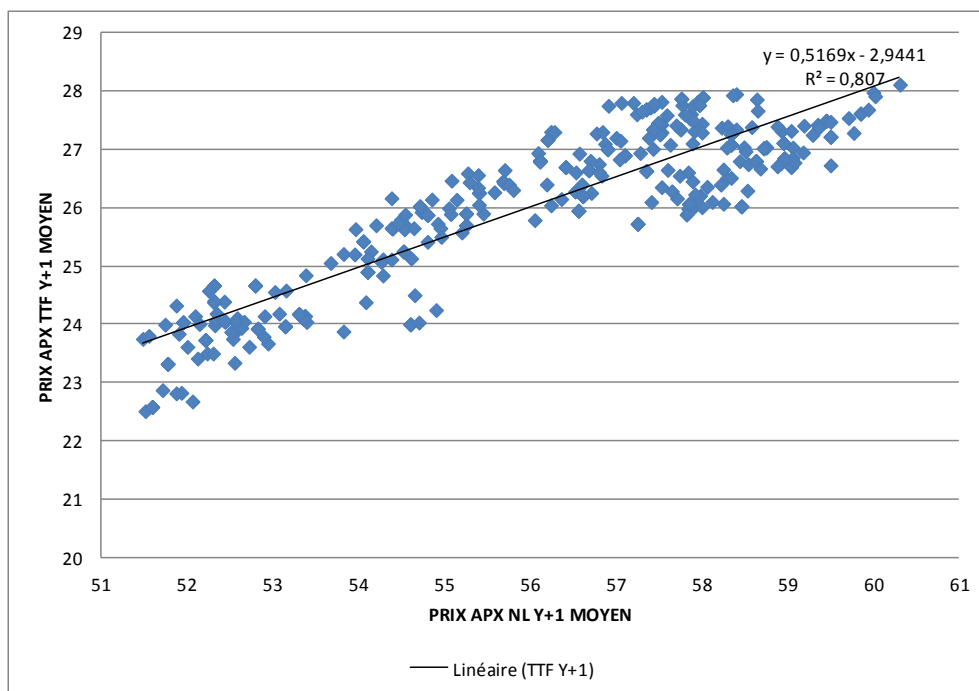
Le graphique ci-dessous montre que 65,71% de la part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *month ahead* en 2011 est expliquée par l'évolution des prix du TTF sur le même horizon de temps.



Il ressort du graphique ci-dessous que 83,31% de la part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *quarter ahead* est expliquée par l'évolution des prix du TTF sur le même horizon de temps.



Le graphique ci-dessous indique que 80,7% de la part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *year ahead* est expliquée par l'évolution des prix du TTF sur le même horizon de temps.



Le fait que l'évolution du prix aux Pays-Bas soit liée fortement aux prix du TTF n'est pas étonnant. En effet, le parc de production de ce pays est majoritairement composé de centrales thermiques et la majorité de ces centrales sont alimentées au gaz naturel.

### **Allemagne**

134. Voyons, à présent, les facteurs qui influencent le prix en Allemagne. Seule une analyse du prix *day-ahead* (DAM) sera réalisée cette année. Comme nous l'avons vu précédemment, le parc de production allemand est assez bien diversifié et donc plus d'une matière première devraient expliquer l'évolution du prix. Pour identifier les facteurs qui influencent le prix, une analyse multivariée a été utilisée.

Le choix des variables à introduire dans l'analyse multivariée a été guidé par les éléments suivants.

Le choix du NCG comme variable gazière car le gaz NCG est situé sur le marché allemand.

Les énergies renouvelables comme sources de productions d'électricité sont non négligeables en Allemagne. Platt's European Power Daily cite le solaire et l'éolien comme

étant les deux sources d'énergies ayant la plus grande influence sur le prix. Ces deux variables seront intégrées au modèle.

Le Brent et le charbon sont deux autres sources possibles pour produire de l'électricité et ont donc été rajoutées.

À coté de la production, il semblait également utile de voir dans quelle mesure la demande pouvait avoir un impact sur le prix. C'est dans cette optique que la variable demande est venue compléter le modèle.

Le tableau ci-dessous reprend les coefficients de corrélation (partie verte du tableau) et les coefficients détermination (partie orange du tableau) pour chaque variable testée dans le modèle multivarié. Le coefficient de corrélation est un coefficient statistique permettant de mettre en évidence, le degré de dépendance entre deux variables. Plus il se rapproche de 1, plus les variables entretiennent une dépendance forte. Plus il se rapproche de 0, plus les variables semblent peu liées entre elles. Le signe de ce coefficient donne le sens de la relation entre les deux variables. Le coefficient de détermination donne lui la part de variance expliquée entre les deux variables. Ce tableau donne également le degré de significativité des variables dans le modèle via le nombre d'étoiles (\*) apposées au côté du coefficient de corrélation. Les variables significativement associées au prix DAM sont : l'éolien (plus il y a de production éolienne, plus le prix DAM est faible), la demande (plus la demande est élevée, plus le prix DAM est élevé), le NCG (plus le prix du gaz est élevé, plus le prix DAM est élevé) et le solaire (plus la production solaire est élevée, plus le prix DAM est élevé). Tant le Brent que le charbon ne sont pas associés de manière significative avec le prix DAM.

	prix DAM	éolien	NCG	brent	demande	solair	charbon
prix DAM	1	0,2401	0,0676	0,0016	0,3249	0,0403	0,0049
éolien	-0,49***	1	0,0016	0,0016	0,04	0,1444	0,0049
NCG	0,26***	0,04	1	0,0361	0,0016	0,0121	0,0001
brent	0,04	0,04	0,19***	1	0,0196	0,0529	0,0121
demande	0,57***	-0,20***	0,04	-0,14**	1	0,0196	0,0004
solair	0,13*	-0,38***	-0,11*	0,23***	-0,14**	1	0,0009
charbon	-0,07	-0,04	0,01	-0,11*	0,02	-0,03	1

Note : toutes les données sont journalières excepté pour le Brent dont la valeur est mensuelle.

Les variables sur la production éolienne, le NCG et la demande ont été introduites dans le modèle multivarié dont on trouve le résultat final ci-dessous :

Variable	Estimateur	Ecart-type	T valeur	P valeur
Intercept	-1,532e+01	5,416e+00	-2,828	0,00495 **
eolien	-8,234e-07	7,299e-08	-11,281	< 0,001***
NCG	1,494e+00	2,084e-01	7,168	< 0,001***
demande	3,307e-05	2,507e-06	13,189	< 0,001***

Signif, codes: 0 '\*\*\*' 0,001 '\*\*' 0,01 '\*' 0,05 '.' 0,1 ' ' 1

Le test de Fischer ( $F=142,6$  dl= 3, 361, p-valeur <0,001) indique qu'un modèle comprenant les variables indépendantes est mieux ajusté aux données qu'un modèle ne comprenant que l'Intercept. Ce modèle explique 53,86% de la variance du prix DAM allemand à l'aide de 3 prédicteurs.

La « t valeur » en valeur absolue nous indique l'ordre d'importance des variables qui influence le prix allemand. La variable expliquant la plus grande part de variance de l'évolution du prix de l'électricité day-ahead allemand est la demande suivie par la production éolienne et le prix du gaz. Deux des variables significatives sont liées positivement au prix allemand : la demande et le NCG. Cela signifie que plus la demande est élevée, plus le prix DAM est élevé et que plus le plus le prix du gaz NCG est élevé, plus le prix DAM est élevé. La production éolienne est quant à elle liée négativement au prix allemand. Ce qui doit se comprendre comme suit : plus la production éolienne est élevée, plus le prix DAM est faible.

Nous pouvons déduire de ce modèle, qu'il fallait en 2011 :

- une demande supplémentaire de  $3,307^{e-05}$  MWh/jour pour augmenter le prix DAM allemande de 1 euro.
- une augmentation du gaz NCG de 1,494 €/MWh sur une journée pour augmenter le prix DAM allemande de 1 euro. Comme dit précédemment, le gaz est utilisé de manière assez importante pour produire de l'électricité en Allemagne et donc si la matière première pour produire de l'électricité augmente, cela entraîne une augmentation du prix de la production et par conséquent une augmentation du produit final c'est-à-dire du prix de l'électricité.
- une augmentation de la production éolienne de  $8,234^{e-07}$  MWh/jour diminuait de 1 euro le prix DAM allemand. Comme mentionné antérieurement dans la partie production,



l'augmentation de la production éolienne entraîne, à certains moments, les prix de cette énergie à un coût marginal négatif influençant les prix fortement à la baisse.

## Belgique

135. Essayons à présent de déterminer les facteurs qui influencent le prix belge pour les horizons suivants : *month ahead*, *quarter ahead*, *year ahead*.

Voyons, tout d'abord, l'influence sur le prix month ahead. Pour ce faire, regardons les corrélations entre les 3 énergies primaires pouvant servir à alimenter les centrales belges pour produire de l'électricité : le gaz, le charbon et le fioul<sup>34</sup>.

Le tableau ci-dessous reprend les coefficients de corrélation (partie verte du tableau) et les coefficients de détermination (partie orange du tableau) pour les différentes variables.

	Prix BE M+1	TTF M+1	Charbon M+1	Brent M+1
Prix BE M+1	1	0,6241	0,0784	0,0004
TTF M+1	0,79***	1	0,0576	0,0484
Charbon M+1	0,28***	0,24***	1	0,0121
BrentM+1	-0,02	0,22***	-0,11*	1

Il ressort de ce tableau que le Brent n'est pas associé de manière significative avec les prix month ahead belge. Les variables que nous décidons d'introduire dans le modèle sont donc les variables suivantes : le prix du TTF *month ahead* et le prix du charbon API2 *month ahead*. Le modèle multivarié nous fournit les résultats suivants :

Variable	Estimateur	Ecart-type	T valeur	P valeur
Intercept	-25.24209	5.28816	-4.773	< 0,001***
TTF M+1	2.74511	0.11893	23.083	< 0,001***
Charbon M+1	0.17488	0.05973	2.928	0,004**

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Le test de Fischer (F=303,9, dl= 2, 361, p-valeur <0,001) indique qu'un modèle comprenant les variables indépendantes est mieux ajusté aux données qu'un modèle ne comprenant

<sup>34</sup> Le fioul n'a que peu d'importance dans la production en Belgique car comme on l'a vu dans les tableaux des paragraphes 12 et 13 mais est pertinent pour l'analyse des facteurs influençant le prix boursier

que l'intercept. Ce modèle explique 62,53% de la variance du prix *month ahead* belge à l'aide de 2 prédicteurs.

La « t valeur » en valeur absolue nous indique l'ordre d'importance des variables qui influence le prix belge. La variable expliquant la plus grande part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *month ahead* belge est le prix du gaz suivi par le prix du charbon.

Les deux variables significatives sont liées positivement au prix belge. Ce qui signifie que plus le prix du TTF est élevé, plus le prix *month ahead* belge est élevé et que plus le prix du charbon est élevé, plus le prix *month ahead* belge est élevé.

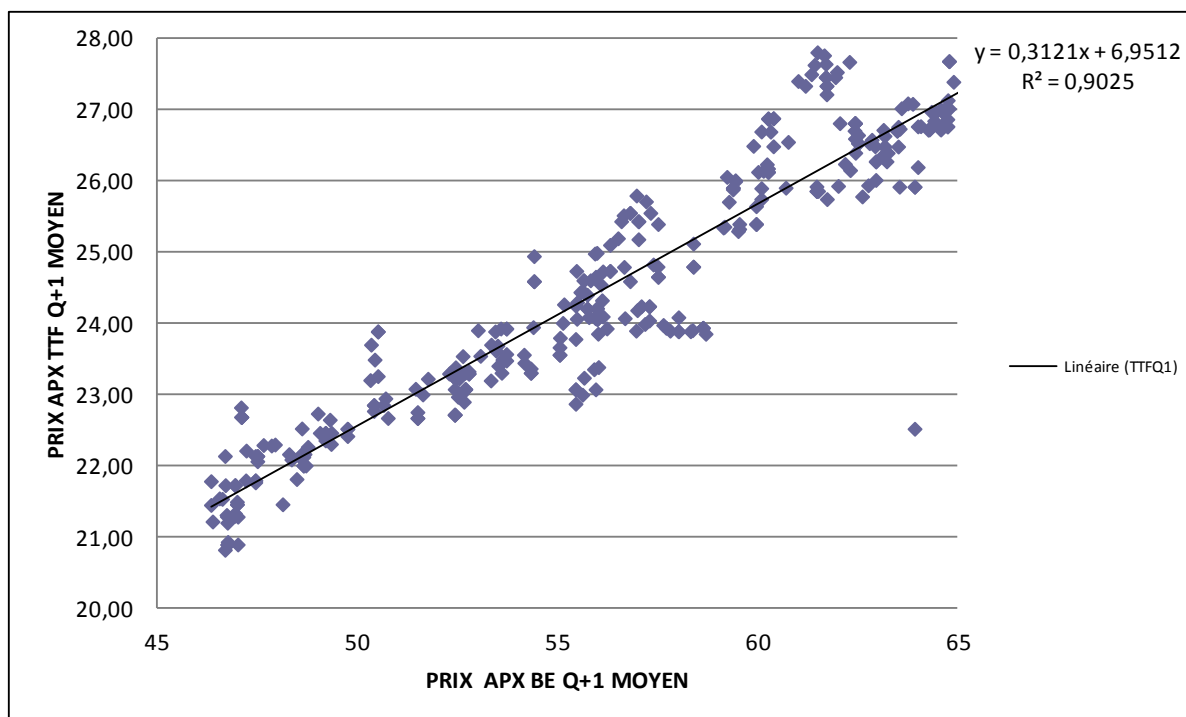
Nous pouvons déduire du modèle qu'il fallait en 2011 :

- une hausse du prix *month ahead* du TTF de l'ordre de 2,74511 €/MWh pour augmenter le prix *month ahead* belge de 1 euro.
- une hausse du prix *month ahead* du charbon de l'ordre de 0,1748 €/MWh pour augmenter le prix *month ahead* belge de 1 euro.

Voyons à présent l'influence sur le prix *quarter ahead*. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix *quarter ahead* et les variables.

	Prix BE Q+1	TTF Q+1	Charbon M+1	Brent M+1
Prix BE Q+1	1	0,9025	0,0784	0,0961
TTF Q+1	0,95***	1	0,0729	0,1024
Charbon Y+1	0,28***	0,27***	1	0,0441
BrentM+1	0,31***	0,32***	0,21***	1

Il ressort de ce tableau que le prix belge *quarter ahead* est très fortement dépendant du prix du TTF Q+1. Le coefficient de détermination entre la variable prix *quarter ahead* et la variable du prix du TTF *quarter ahead* est de 90,25%. Ce qui signifie que 90,25% de la part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *quarter ahead* est expliquée par l'évolution des prix du TTF sur le même horizon de temps. Ceci est illustré sur le graphique ci-dessous



Voyons à présent l'influence sur le prix *year ahead*. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix *year ahead* et les variables.

	Prix BE Y+1	TTF Y+1	Charbon Y+1	Brent M+1
Prix BE Y+1	1	0,5184	0,4489	0,1024
TTF Y+1	0,72***	1	0,3249	0,1024
Charbon Y+1	0,67***	0,57*	1	0,0441
Brent M+1	0,32***	0,49***	0,21***	1

Les variables sur le prix du gaz (TTF Y+1), du charbon (API2 Y+1) et du Brent (M+1) ont été introduites dans le modèle multivarié mais celui-ci nous a montré que le Brent n'était pas significatif. Nous avons alors retiré du modèle multivarié cette variable afin d'obtenir le modèle suivant :

Variable	Estimateur	Ecart-type	T valeur	P valeur
Intercept	-4,36606	3,09675	-1,410	0,159
TTF Y+1	0,89474	0,07097	12,607	< 0,001***
Charbon Y+1	2,84773	0,29376	9,694	< 0,001***

Signif, codes: 0 '\*\*\*' 0,001 '\*\*' 0,01 '\*' 0,05 '.' 0,1 ' ' 1

Ce modèle explique 61,34% de la variance du prix *year ahead* belge en 2011 à l'aide de 2 prédicteurs.

La « t valeur » en valeur absolue nous indique l'ordre d'importance des variables qui influence le prix belge. La variable expliquant la plus grande part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *year ahead* belge est le prix du gaz suivi par le prix du charbon.

Les deux variables significatives sont liées positivement au prix belge. Ceci s'interprète de la manière suivante : plus le prix du gaz TTF *year ahead* est élevé, plus le prix *year ahead* belge est élevé et plus le prix du charbon API2 *year ahead* est élevé, plus le prix *year ahead* est élevé.

Nous pouvons déduire du modèle qu'il fallait en 2011 :

- une hausse du prix *year ahead* du TTF de l'ordre de 0,89474 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* de 1 euro.
- une hausse du prix *year ahead* du charbon de l'ordre de 2,84773 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* de 1 euro.

## France

136. Examinons à présent les facteurs qui influencent le prix en France pour les horizons suivant : *month ahead*. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix *month ahead* et les variables.

	Prix FR M+1	BrentM+1	TTF M+1	Charbon M+1	PEG nord M+1
Prix FR M+1	1	0,0004	0,64	0,0625	0,6561
Brent M+1	0,02	1	0,0484	0,0121	0,09
TTF M+1	0,80***	0,22***	1	0,0576	0,8836
Charbon M+1	0,25***	-0,11*	0,24***	1	0,0225
PEG nord M+1	0,81***	0,30***	0,94***	0,15**	1

Le tableau ci-dessus nous montre que les coefficients de corrélation (partie verte du tableau) entre le prix français et les différentes variables de combustibles sont assez importants excepté pour le Brent. La corrélation avec le PEG nord ainsi qu'avec le TTF sont élevées. Nous avons décidé de privilégier la valeur du gaz PEG nord par rapport au TTF du fait que le PEG nord est situé sur le marché français. Le modèle nous donne les résultats suivants :

Variable	Estimateur	Ecart-type	T valeur	P valeur
Intercept	-39,72071	5,41670	-7,333	< 0,001***
Charbon M+1	0,24885	0,05825	4,272	< 0,001***
PEG Nord M+1	3,07824	0,11878	25,915	< 0,001***

Signif, codes: 0 '\*\*\*' 0,001 '\*\*' 0,01 '\*' 0,05 '.' 0,1 ' ' 1

Le test de Fischer (F=369,8, dl= 2, 362, p-valeur <0,001) indique qu'un modèle comprenant les variables indépendantes est mieux ajusté aux données qu'un modèle ne comprenant que l'intercept. Ce modèle explique 66,96% de la variance du prix *month ahead* français à l'aide de 2 prédicteurs.

La « t valeur » en valeur absolue nous indique l'ordre d'importance des variables qui influence le prix français. La variable expliquant la plus grande part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *month ahead* français est le prix du gaz PEG nord suivi par le prix du charbon.

Les deux variables significatives sont liées positivement au prix français. Ceci signifie que plus le prix du PEG nord *month ahead* est élevé, plus le prix *month ahead* français est élevé et que plus le prix du charbon *month ahead* est élevé, plus le prix *month ahead* français est élevé.

Nous pouvons déduire du modèle qu'il fallait en 2011 :

- une hausse du prix *month ahead* du PEG nord de l'ordre de 3.07824 €/MWh pour augmenter le prix *month ahead* français de 1 euro.
- une hausse du prix *year ahead* du charbon de l'ordre de 0,24885 €/MWh pour augmenter le prix *month ahead* de 1 euro.

L'analyse ci-dessus nous montre que suivant le pays et l'horizon de temps choisi pour l'étude les facteurs qui influence le prix sont différents

## D Interconnexions

137. Cette section aborde la capacité et l'utilisation des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Cette section maintient en grande partie le contenu des études précédentes portant sur le même sujet<sup>35</sup>.

### D.1 Capacité

#### D.1.1 Capacité physique

138. La zone de réglage belge possède deux frontières d'interconnexions avec l'étranger: une avec les Pays-Bas (frontière nord) et une avec la France (frontière sud). Le courant électrique peut circuler dans les deux directions (importations et exportations) ; la zone de réglage belge possède donc quatre directions d'interconnexion. Elia applique la convention selon laquelle les flux d'exportation sont positifs ; la CREG reprend cette convention.

139. Une interconnexion avec l'étranger se compose physiquement de plusieurs lignes aériennes, dotées chacune d'une capacité déterminée pour transporter de l'énergie. Une seule capacité d'interconnexion disponible est toutefois calculée pour le marché, pour l'interconnexion complète.

140. La capacité physique totale de l'interconnexion est égale pour les deux directions de l'interconnexion et est déterminée par la somme de la capacité physique des lignes aériennes séparées. La capacité physique ne change en principe pas, à moins que des éléments du réseau (comme une ligne aérienne ou un transformateur) ne soient hors service. Le calcul de la capacité physique disponible est toutefois complexe, parce que celle-ci dépend de l'utilisation du réseau, tant au sein de la zone de réglage Elia qu'en dehors de celle-ci. Ainsi, par exemple, certaines lignes aériennes seront saturées plus rapidement que d'autres ; la capacité totale de l'interconnexion sera, de ce fait, inférieure à la somme de la capacité des lignes. En outre, il faut également tenir compte du critère N-1 pour l'exploitation sécurisée du réseau. Enfin, d'autres conditions techniques annexes sont encore susceptibles d'influencer la capacité physique. La CREG a réalisé une étude sur le

---

<sup>35</sup> Voir études (F) 080117-CDC-742, (F) 090223-CDC-827, (F)100218-CDC-947 et (F)110331-CDC-1050 disponibles à l'adresse <http://www.creg.be/>

lien entre les capacités physiques et commerciales dans le courant de l'année 2011, qui est publiée sur le site Web de la CREG<sup>36</sup>.

141. Cette étude (ci-après "étude CREG 1129") a constaté que la relation entre l'utilisation physique des "lignes critiques" du réseau de transport d'Elia et l'utilisation commerciale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas est très faible : si l'utilisation commerciale aux deux frontières va de bas (050 %) vers le haut (90-100 %), l'utilisation physique n'augmente que très légèrement. En d'autres termes, l'utilisation physique des "lignes critiques" n'est presque pas sensible aux changements de l'utilisation commerciale des interconnexions. La CREG va encore élargir cette étude à d'autres années et affinera les calculs à l'aide de données complémentaires.

### **D.1.2 Capacité commerciale**

142. Le tableau ci-dessous illustre la capacité commerciale moyenne disponible par année sur les quatre directions d'interconnexion pour la période 2007-2011, ainsi que pour l'importation et l'exportation (deux directions d'interconnexions étant comptées à chaque fois) ; la dernière colonne du tableau montre la moyenne totale pour cette période (toutes les valeurs sont en MW). Le tableau illustre un certain nombre d'éléments remarquables :

- A la frontière avec la France (deux premières colonnes), la capacité commerciale disponible pour l'importation est 2,5 fois plus importante que pour l'exportation.
- La capacité commerciale moyenne disponible par année ne varie que peu, sauf pour la direction de l'exportation à la frontière sud : la variation peut aller jusqu'à 50% à cette frontière (2008 comparé à 2011).
- La capacité d'interconnexion à la frontière avec la France a clairement augmenté en 2010 et une nouvelle fois en 2011 ; on note une forte hausse en 2011, au niveau des exportations vers la France ; ce n'est pas le cas à la frontière néerlandaise.
- La capacité d'importation disponible est d'environ 4.250 MW en 2011, contre 2.800 MW de capacité d'exportation. Ainsi, la Belgique est un des pays les mieux interconnectés d'Europe, certainement en ce qui concerne la capacité d'importation : en moyenne 4.250 MW de capacité d'importation correspond en 2011 à 40 % de la consommation moyenne dans la zone de réglage Elia et à plus de 30 % de la

---

<sup>36</sup> Voir étude (F)111208-CDC-1129

consommation de pointe ; cela fait de la Belgique l'un des pays les mieux interconnectés en Europe.

capacité commerciale moyenne disponible par heure (MW)							
année	par direction d'interconnexion				importation - exportation		
	FR=>BE (SI)	BE=>FR (SE)	NL=>BE (NI)	BE=>NL (NE)	importation	exportation	
2007	2.576	1.000	1.333	1.316	3.908	2.317	
2008	2.532	898	1.350	1.344	3.882	2.242	
2009	2.501	1.088	1.376	1.373	3.877	2.460	
2010	2.700	1.188	1.323	1.371	4.023	2.558	
2011	2.880	1.420	1.370	1.370	4.250	2.790	
<b>2007-2011</b>	<b>2.638</b>	<b>1.119</b>	<b>1.350</b>	<b>1.355</b>	<b>3.988</b>	<b>2.473</b>	

Source : CREG

143. La capacité d'interconnexion mise à la disposition du marché n'est pas égale à la capacité d'interconnexion physique. Une raison souvent citée pour expliquer cette différence est la présence sur le réseau de flux dits non nominés ou *loop flows*. Ceci est abordé de manière plus détaillée dans l'étude CREG 1129 (voir également supra).

144. L'étude CREG 1129 démontre également que le *loop flow* attendu n'exerce pas d'influence en soi sur la capacité d'interconnexion commerciale totale disponible d'une frontière, pour laquelle le total est calculé comme étant la somme de la capacité d'importation et d'exportation de cette frontière. En effet, lorsqu'un *loop flow* de 1.000 MW est prévu dans un sens à la frontière (par exemple, le sens des importations), la capacité dans le sens des importations diminue alors de 1.000 MW, mais la capacité dans le sens des importations augmente de 1.000 MW. Si les importations et les exportations sont additionnées, l'effet du *loop flow* est neutralisé.

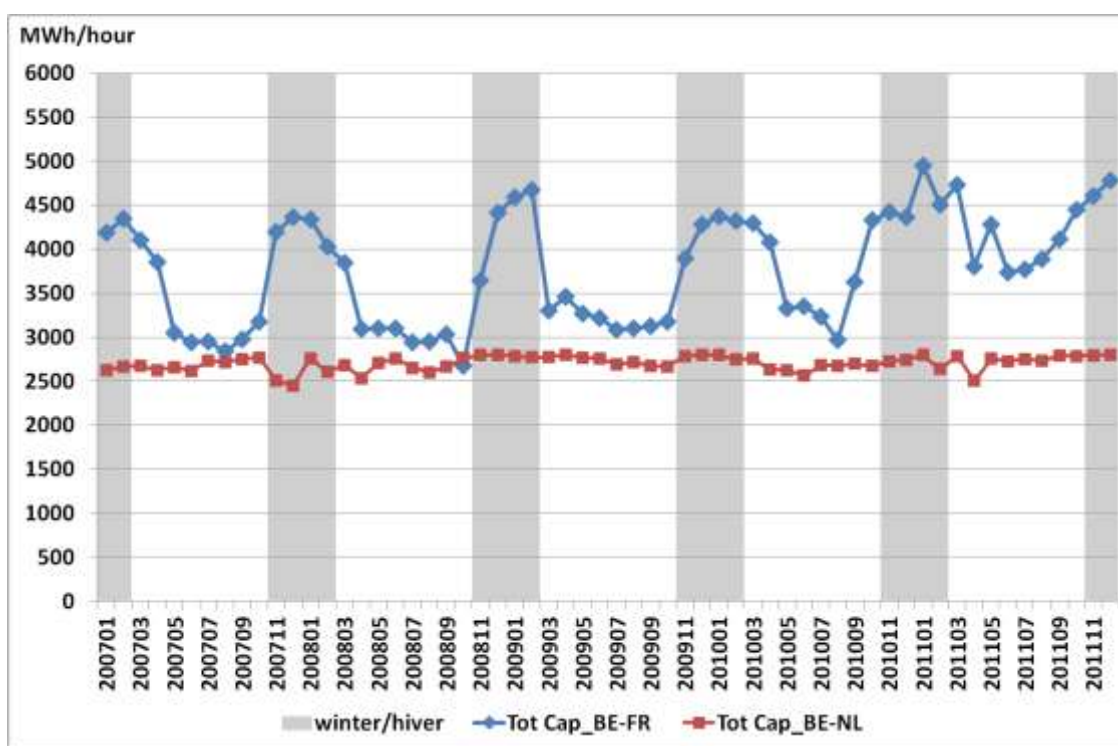
145. L'incertitude du *loop flow* entourant la valeur prévisible a toutefois un impact, dans le sens où il faut systématiquement pendre le plus mauvais scénario envisageable dans les deux sens, ce qui a un impact sur la capacité totale. En admettant que cette incertitude ne soit pas saisonnière, les *loop flows* n'ont pas d'impact saisonnier sur la capacité d'interconnexion commerciale totale disponible.

146. Seul subsistera un impact saisonnier en raison du fait que la capacité physique en hiver est supérieure de 10 à 12% en raison des conditions atmosphériques favorables en



comparaison avec l'été. Pour la frontière française, l'on pourrait encore y ajouter 4 points de pourcentage en raison d'une charge inégale saisonnière des lignes d'interconnexion (voir également étude 1129). Cela signifie qu'il doit y avoir une différence au niveau de la capacité d'interconnexion commerciale totale entre l'été et l'hiver sur la frontière française et néerlandaise, de 14 à 16% et de 10 à 12% respectivement.

147. La figure ci-dessous indique la capacité d'interconnexion commerciale totale disponible moyenne (importations + exportations) tant pour la frontière française que néerlandaise. Les zones grises indiquent la période hivernale, définies comme étant les mois de novembre à février. Il ressort de ce graphique que la capacité à la frontière française a un caractère très saisonnier alors qu'il n'y a pas d'effet saisonnier à la frontière néerlandaise.



Capacité d'interconnexion commerciale totale disponible moyenne aux frontières de la Belgique avec les Pays-Bas et la France. Source : CREG

148. Le tableau ci-dessous indique les capacités totales moyennes par année et par période hivernale ou estivale, ainsi que la différence (exprimée en pourcentage) entre ces deux périodes. S'agissant de la frontière néerlandaise, ce qui est évident sur la figure se trouve confirmé: l'évolution de la capacité totale n'est pas cohérente par rapport à ce à quoi l'on pourrait s'attendre sur la base du caractère saisonnier de la capacité physique, à savoir plus

de capacité en hiver qu'en été. Il existe bel et bien un effet saisonnier sur la frontière française, mais il oscille entre 26% et 30% pour la période 2007-2010 ; il est donc beaucoup plus fort que ce à quoi l'on pourrait s'attendre. En 2011 toutefois, l'effet saisonnier est passé à 17%, ce qui est bien plus proche des valeurs de 14 à 16%. Cette amélioration est due à une capacité commerciale sensiblement plus élevée durant l'été: par rapport à l'été 2010, il y a eu en moyenne 700 MW de capacité en plus durant l'été 2011 à la frontière française. Durant l'hiver 2011 également, il y a eu plus de capacité à la frontière française qu'au cours de l'hiver 2010: 350 MW en moyenne. Il s'agit d'une évolution positive en ce qui concerne la frontière française ; à la frontière néerlandaise, par contre, on ne constate aucune évolution.

<b>Capacité d'interconnexion commerciale totale (importations + exportations) - en MW - Hiver v. été</b>								
	<b>HIVER</b>		<b>ETE</b>		<b>DIFFERENCE</b>		<b>%DIFFERENCE</b>	
	<b>BE-FR</b>	<b>BE-NL</b>	<b>BE-FR</b>	<b>BE-NL</b>	<b>BE-FR</b>	<b>BE-NL</b>	<b>BE-FR</b>	<b>BE-NL</b>
2007	4.273	2.562	2.945	2.681	1.328	-119	31%	-5%
2008	4.105	2.741	3.026	2.680	1.080	61	26%	2%
2009	4.360	2.786	3.165	2.733	1.194	53	27%	2%
2010	4.370	2.754	3.218	2.637	1.152	117	26%	4%
2011	4.712	2.758	3.915	2.741	797	17	17%	1%
<b>2007-2011</b>	<b>4.364</b>	<b>2.720</b>	<b>3.254</b>	<b>2.694</b>	<b>1.110</b>	<b>26</b>	<b>25%</b>	<b>1%</b>

Source : CREG

## **D.2 Enchère de capacité à long terme**

149. Les acteurs du marché peuvent acheter de la capacité d'interconnexion à l'avance par le biais des enchères explicites. Deux produits sont proposés : la capacité annuelle et la capacité mensuelle. Si un acteur du marché achète 10 MW de capacité annuelle par exemple pour l'année A, via l'enchère annuelle pendant l'année A-1, cela donne le droit au titulaire de la capacité de nommer 10 MW ou moins pour l'ensemble des heures de l'année A. Cette nomination se fait à chaque fois le jour J-1 avant le jour J. Si le titulaire de capacité ne nomme pas la capacité ou la nomme seulement partiellement, la partie restante de cette capacité est utilisée pour le couplage de marché du Belpex DAM avec les bourses de la France et des Pays-Bas. Le titulaire de capacité reçoit alors l'éventuelle différence de prix entre les deux bourses (voir également infra).

150. Les acteurs du marché qui achètent de la capacité d'interconnexion à l'avance montrent par le prix qu'ils paient l'estimation qu'ils font de la différence de prix (et de sa volatilité) entre les deux bourses sur lesquelles ils achètent de la capacité d'interconnexion. Cette estimation de prix ex-ante peut être comparée à la différence de prix finale constatée ex-post.

### **D.2.1 Enchère de capacité annuelle**

151. Le tableau ci-dessous montre la quantité de capacité annuelle mise aux enchères ('cap' – en MW) pour la période 2007-2011, le prix par MWh payé par les acteurs du marché ('prix' – en €/MWh) et le revenu de l'enchère ('M€' – en millions d'euros). Le revenu est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés.

152. On déduit du tableau une forte diminution de valeur de la capacité d'interconnexion dans la direction de la France vers la Belgique (FR=>BE) : pour 2007, 2,06 €/MWh ont été payés, alors que cela représentait seulement 0,06 €/MWh en 2011. C'est également le cas pour la direction de la Belgique vers les Pays-Bas (BE=>NL) : de 3,46 €/MWh en 2007 à 0,59 €/MWh en 2010. Dans la direction de la Belgique vers la France (BE=>FR), la tendance va dans le sens contraire : la valeur a fortement augmenté de 0,25 €/MWh en 2007 à 3,47 €/MWh en 2010, mais a à nouveau fortement chuté à 0,69 €/MWh pour 2011. C'est plus ou moins le cas pour la direction des Pays-Bas vers la Belgique (NL=>BE) : de 0,11 €/MWh en 2007 à 3,07 €/MWh en 2009, mais a chuté à 1,1 €/MWh en 2011. Ces tendances reflètent les changements généraux de la situation de marché en Europe centre-ouest : la France a évolué, sur la période 2007-2010, d'un pays d'exportation vers un pays d'importation, alors que les Pays-Bas connaissent plus ou moins une évolution inverse, les flux commerciaux qui étaient orientés du sud vers le nord avant 2009, allaient en 2009 et 2010 plutôt du nord vers le sud, s'accompagnant d'une autre appréciation économique des directions d'interconnexion concernées.

153. On a toutefois constaté une diminution pour toutes les directions pour 2011. La troisième colonne de chaque direction du tableau montre le revenu de l'enchère en millions d'euros (M€). La dernière colonne du tableau montre le total par année pour les quatre directions. Il en ressort que les acteurs du marché ont payé au total 10 millions d'euros en 2011 pour la capacité annuelle offerte, soit une diminution très forte par rapport à 2007, lorsque le marché payait encore 39 millions d'euros pour une quantité plus ou moins équivalente de

capacité mise aux enchères. Ceci signifie qu'au total, le marché a estimé les différences de prix (et leur volatilité) très à la baisse entre les trois bourses concernées en 2011, par rapport à 2007, ce qui a reflété les attentes du marché en faveur d'une poursuite de la convergence des prix entre les trois pays.

	FR=>BE			BE=>FR			NL=>BE			BE=>NL			total
	cap	prix	M€	cap	prix	M€	cap	prix	M€	cap	prix	M€	M€
<b>2007</b>	1299	2,06	23,4	400	0,25	0,9	467	0,11	0,5	467	3,46	14,1	38,9
<b>2008</b>	1300	0,90	10,3	400	0,56	2	468	1,57	6,5	468	2,04	8,4	27,1
<b>2009</b>	1300	0,88	10	400	0,81	2,8	468	3,07	12,6	468	1,34	5,5	30,9
<b>2010</b>	1297	0,16	1,8	400	3,46	12,1	467	2,02	8,2	467	0,8	3,3	25,5
<b>2011</b>	1474	0,06	0,8	400	0,69	2,4	467	1,10	4,5	467	0,59	2,4	10,1

Source: CREG

## D.2.2 Enchère de capacité mensuelle

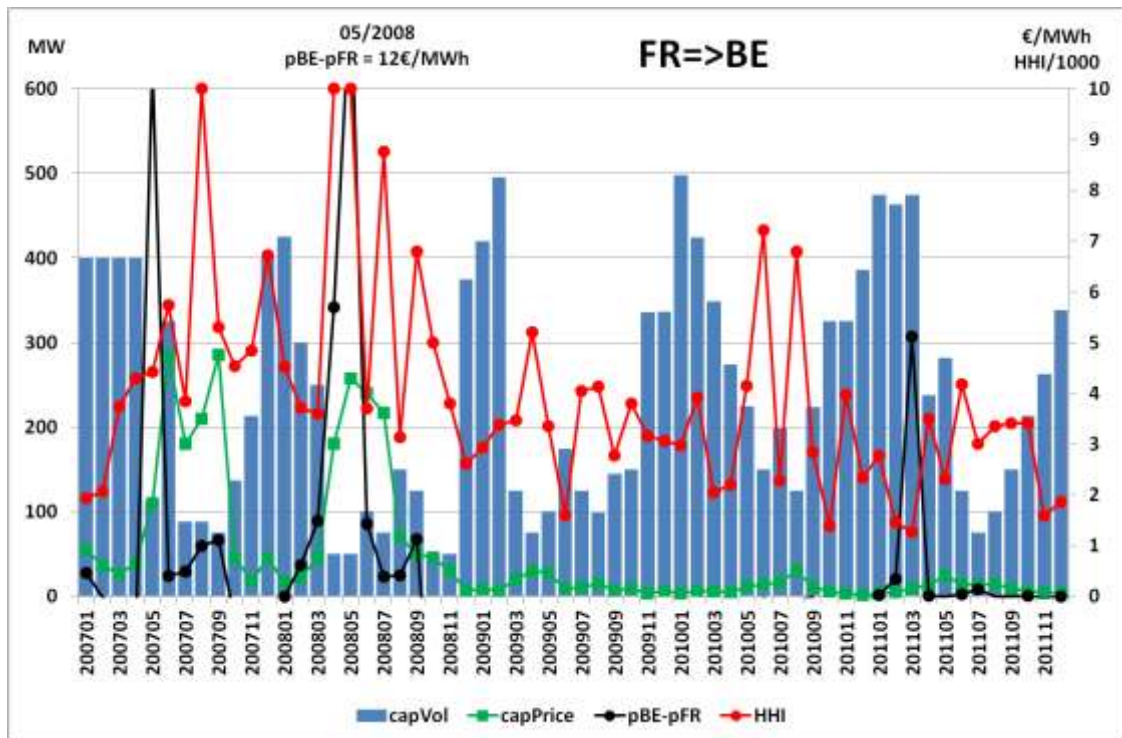
154. La légende suivante s'applique aux quatre figures comportant des résultats d'enchères dans la présente section :

- 'capVol' (bandes bleues) : la capacité d'interconnexion mise aux enchères durant l'enchère mensuelle, indiquée sur l'axe de gauche en MW
- 'capPrice' (ligne verte) : le prix payé pour la capacité d'interconnexion mise aux enchères, indiqué sur l'axe de droite en €/MWh
- Différence de prix, ex. 'pBE-pFR' (ligne noire) : la différence de prix entre les deux bourses qui est pertinente pour la direction d'interconnexion concernée, indiquée sur l'axe de droite en €/MWh ;
- 'HHI' (ligne rouge) : le Herfindahl-Hirschman Index des volumes achetés par acteur du marché, un indice de concentration pour le marché de capacité mensuelle, indiqué sur l'axe de droite, divisé par 1000 (le HHI va de 0 à 10.000 ; plus il est élevé, plus la concentration est importante). Un faible HHI peut être vu comme une situation dans laquelle le marché fixe un prix par consensus, alors qu'un HHI élevé est atteint lorsqu'un ou deux acteurs souhaitent payer un prix (plus) élevé.

### a. Frontière française – importation (FR=>BE)

155. La figure ci-dessous donne les résultats des enchères mensuelles de capacité d'interconnexion dans la direction de la France vers la Belgique. Ce qui est singulier, c'est le

prix très faible qui devait être payé pour la capacité mensuelle depuis 2009, contrairement à (aux mois d'été de) 2007 et 2008. Cela s'explique entièrement par la différence de prix entre la Belgique et la France : la ligne noire de la figure montre la différence de prix entre la Belgique et la France : en 2009, 2010 et 2011, le prix de la bourse belge était inférieur ou égal à celui de la bourse française, on ne voit donc pas la ligne noire, ou bien celle-ci est proche de zéro (la différence de prix 'pBE-pFr' est négative). Le marché a aussi estimé cela en tant que tel et ne souhaite par conséquent payer qu'un prix bas pour la capacité d'interconnexion dans cette direction. Mars 2011 constitue une exception en raison du fait qu'à l'époque, un bug informatique a occasionné un découplage des marchés ayant entraîné un pic de prix sur le marché belge (voir aussi étude CREG 1099<sup>37</sup>).



résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion de la France vers la Belgique.  
Source : CREG

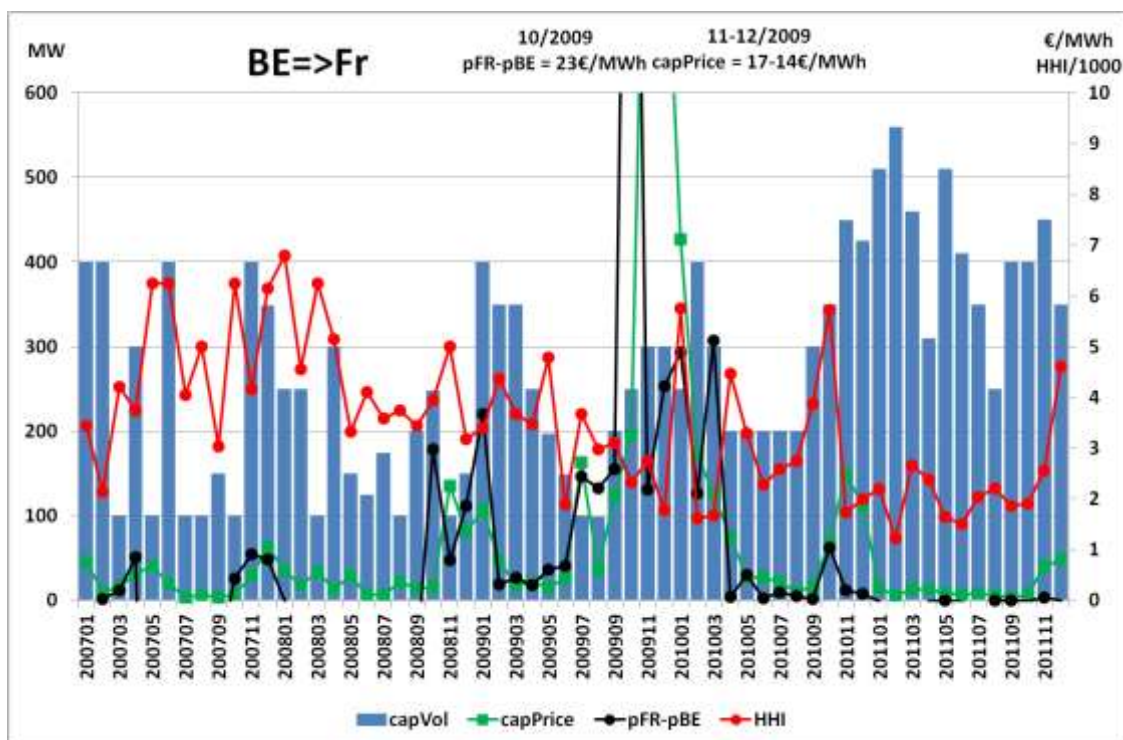
156. La ligne rouge sur la figure ci-dessus illustre l'indice HHI, qui mesure la concentration du marché. Si l'indice HHI est bas, la capacité mise aux enchères est fortement répartie entre les différents acteurs du marché. Il indique qu'il y avait un consensus sur le marché pour ce qui concerne la valeur de la capacité d'interconnexion. Le HHI a connu une valeur maximale

<sup>37</sup> Voir étude (F)110915-CDC-1099 à télécharger sur le site <http://www.creg.be/>

de 4.170 en juin 2011, ce qui était beaucoup plus faible que les pics connus au cours des années précédentes.

*b. Frontière française – exportation (BE=>FR)*

157. La figure ci-dessous donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers la France. On remarque le prix très bas à payer pour la capacité mensuelle en 2007 et 2008, contrairement aux prix payés pour novembre-décembre 2009 et janvier 2010, par la suite le prix a de nouveau fortement diminué et reste faible en 2011. Le prix élevé pour la capacité mensuelle pour la fin de 2009 et le début de 2010 s'explique (en partie) par le déficit de production en France à la fin de 2009 (par exemple, on note un pic de prix de 3.000 €/MWh pour quatre heures le 19 octobre 2009 sur la bourse française). Hormis pour les trois mois précités à la fin 2009 et au début 2010, le marché semble pouvoir relativement bien prévoir la différence de prix entre la Belgique et la France.



résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion de la Belgique vers la France.  
Source : CREG

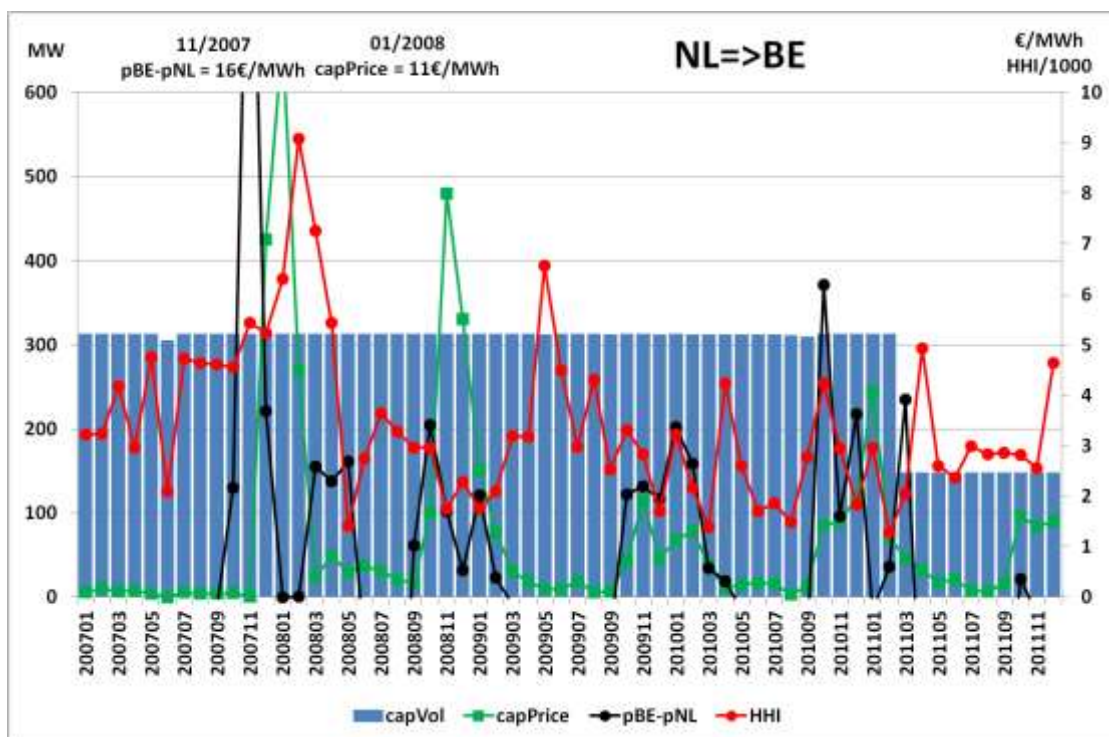
158. L'indice HHI (ligne rouge) oscille autour de 2.000, ce qui indique qu'il existe, par rapport au passé, un consensus plus élevé sur ce qui constitue la valeur (marginale) de la capacité.



Cet effet a toutefois été occasionné, entre autres, par le fait qu'il y a eu plus de capacité mise à la disposition de l'enchère mensuelle. Le HHI connaît une forte hausse pour décembre 2011, avec une valeur supérieure à 4.000 et un prix légèrement inférieur à 1 €/MWh.

c. *Frontière néerlandaise – importation (NL=>BE)*

159. La figure ci-dessous donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction des Pays-Bas vers la Belgique. Tant la différence de prix entre les bourses (ligne noire) que le prix pour la capacité mensuelle (ligne verte) connaissent un cours volatil. Cette volatilité est moins prononcée en 2011, sauf en ce qui concerne le pic de mars 2011 relatif à l'écart de prix entre les bourses en conséquence du pic de prix précité sur le Belpex DAM occasionné par le découplage de marché.

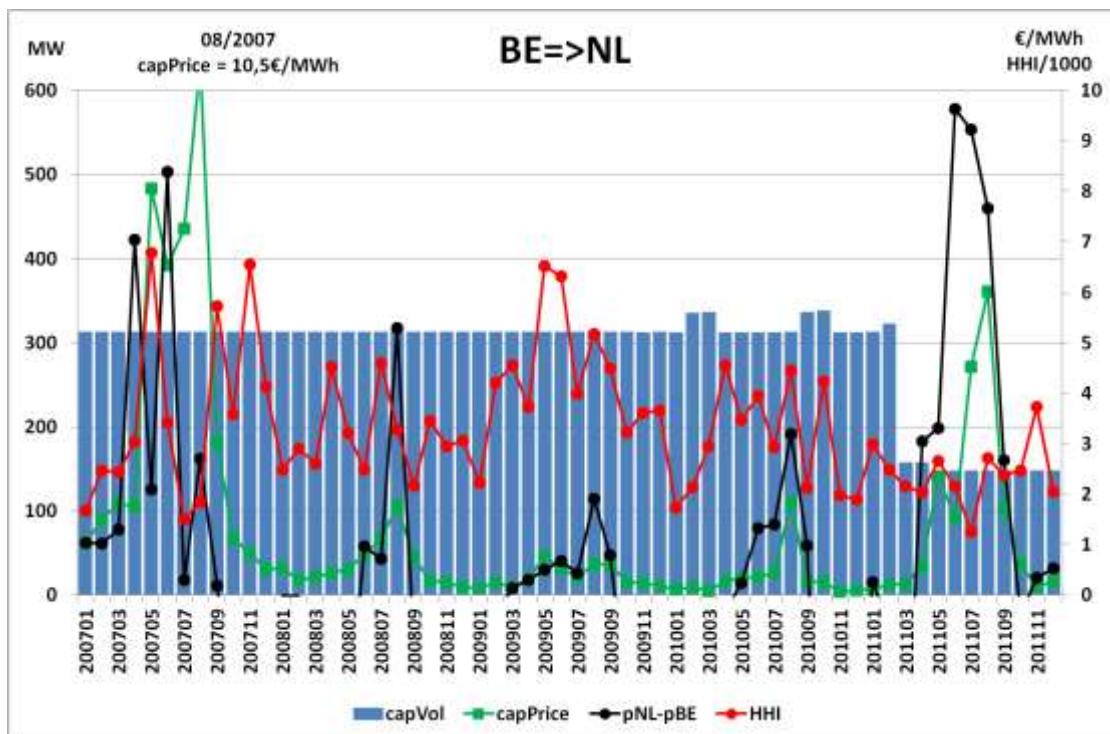


résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion des Pays-Bas vers la Belgique  
Source : CREG

160. La capacité mise aux enchères connaît à partir de mars 2011 une forte diminution, passant de 313 MW à 148 MW. Cela ne semble toutefois pas avoir d'impact sur le HHI de ce marché. Tant en avril qu'en décembre 2011, la concentration de marché augmente pour atteindre près de 5.000 points, mais l'effet sur le prix de la capacité est relativement faible.

d. Frontière néerlandaise – exportation (BE=>NL)

161. La figure ci-dessous donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers les Pays-Bas. En 2007, tant les différences de prix entre les bourses (ligne noire) que le prix pour la capacité mensuelle (ligne verte) ont connu une certaine volatilité. Cette volatilité est beaucoup moins prononcée sur la période 2008-2010 mais devient d'autant plus forte sur la période d'avril à septembre 2011, lorsque le prix sur le marché spot néerlandais devient, en moyenne, près de 10 €/MWh plus cher que sur le marché belge. Cet écart de prix important n'a toutefois pas été anticipé par le marché: le prix pour la capacité mensuelle suit à retardement et n'est jamais au même niveau que la différence de prix payée ex post.



résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion de la Belgique vers les Pays-Bas  
Source : CREG

162. La capacité mise aux enchères connaît à partir de mars 2011 une forte diminution, passant de 313 MW à 148 MW. Cela ne semble toutefois pas avoir d'impact sur le HHI de ce marché qui se situe entre 2.000-3.000 points. L'écart de prix important entre le marché spot belge et néerlandais n'a pas été anticipé, comme précisé plus haut, et il existait



clairement un consensus sur le marché à ce sujet, étant donné que l'indice HHI demeure faible (vu surtout le volume relativement faible de la capacité mensuelle proposée). Il s'agit d'une indication selon laquelle aucun acteur du marché n'a utilisé de manière significative un éventuel avantage d'information relatif aux différences de prix sur ce marché.

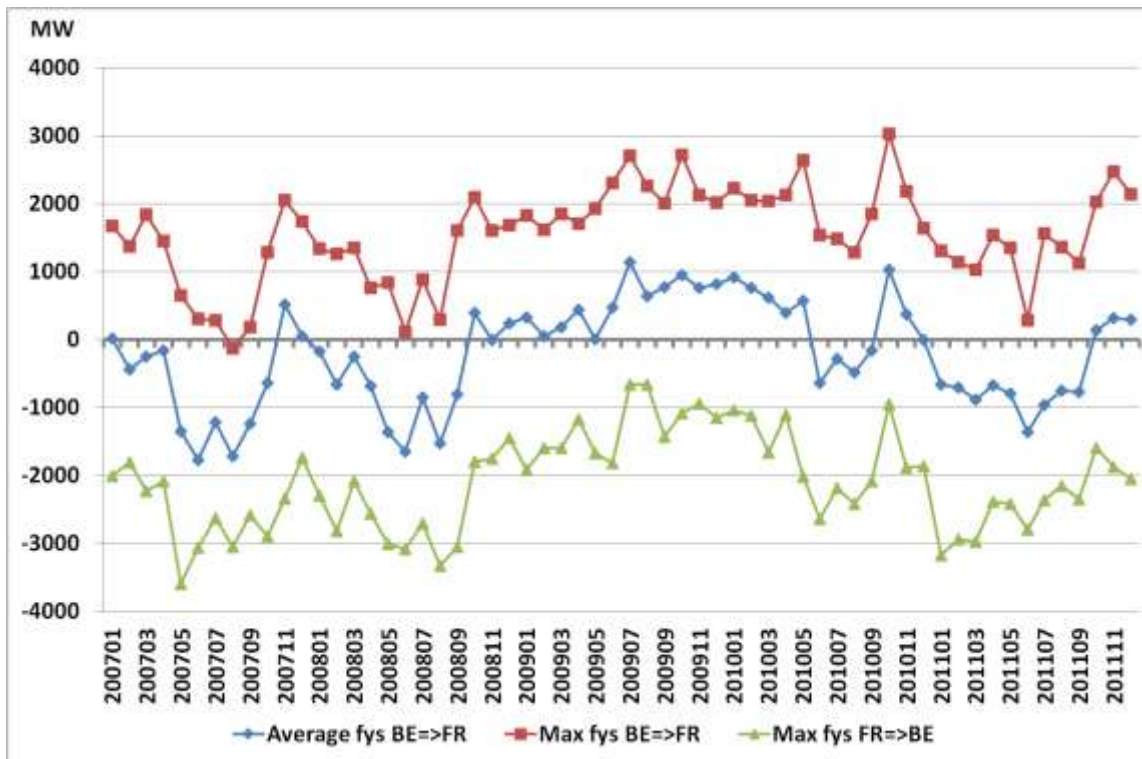
## **D.3 Utilisation de la capacité d'interconnexion**

### **D.3.1 Utilisation physique**

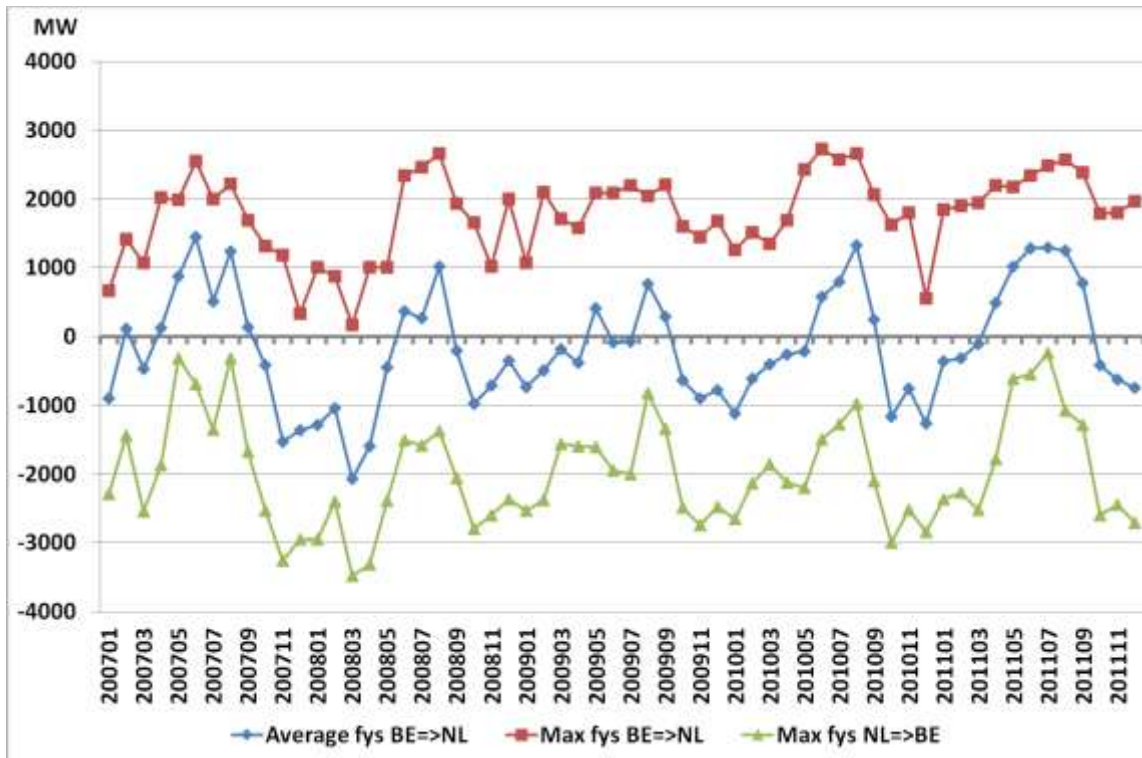
163. La figure ci-dessous montre l'évolution du flux physique mensuel moyen sur l'interconnexion française pour la période 2007-2011, ainsi que le flux maximal dans la direction exportation (positif) et importation (négatif) (respectivement les lignes bleue, rouge et verte). La figure suivante donne les mêmes informations, mais pour l'interconnexion avec les Pays-Bas. L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

164. Il ressort de la première figure (frontière française) que le flux d'importation physique mensuel maximal (ligne verte – négatif) le plus extrême est de -3.500 MW pendant seulement 1 des 60 mois. Le flux maximal dans la direction de l'exportation (ligne rouge – positif) est une seule fois supérieur à 3.000 MW. Il semble qu'il n'y ait pas eu d'augmentation de l'utilisation extrême en 2011.

165. Il ressort de la deuxième figure (frontière néerlandaise) que le flux d'importation physique mensuel maximal (ligne verte – négatif) le plus extrême est de -3.000 MW pendant 6 (des 60) mois. Le flux d'exportation physique maximal (ligne rouge – positif) n'est plus jamais supérieur à 2.750 MW. Il semble qu'il n'y ait pas eu d'augmentation de l'utilisation extrême en 2011.



Flux physiques à la frontière Belgique-France  
Source : CREG



Flux physiques à la frontière Belgique-Pays-Bas  
Source : CREG

### D.3.2 Utilisation commerciale (nominations)

166. La succession chronologique de l'utilisation des interconnexions est la suivante<sup>38</sup> :
- Deux jours avant le temps réel (J-2), la capacité commerciale est calculée par les gestionnaires de réseau : il s'agit de la NTC ('net transfer capacity'). A ce moment, une estimation des *loop flows* attendus doit donc déjà être effectuée.
  - Un seul jour avant le temps réel (J-1), (une partie de) la capacité commerciale est nominée ou non par les acteurs du marché (la nomination se fait à 8h pour la capacité annuelle et mensuelle, ce qui génère l'ATC ('available transfer capacity') ; à 12h, la bourse nomme la capacité journalière<sup>39</sup>, cette dernière se fait implicitement par l'algorithme de couplage, et donc pas explicitement par les acteurs du marché).
  - Pendant le jour (J) même mais avant le temps réel, de la capacité commerciale est mise à disposition, laquelle peut être nominée par les acteurs du marché (capacité intra-day).
  - En temps réel (R), le flux physique effectif est mesuré. C'est à ce moment seulement que le *loop flow* peut être calculé.
167. Les deux figures suivantes illustrent l'utilisation commerciale de la capacité d'interconnexion à la frontière avec la France et les Pays-Bas dans les deux directions. La légende des deux figures est la suivante (par mois) :
- 'nomD' (jaune) : nomination moyenne de capacité journalière (à J-1)
  - 'nomM' (bleue) : nomination moyenne de capacité mensuelle (à J-1)
  - 'nomY' (rouge) : nomination moyenne de capacité annuelle (à J-1)
  - 'nomID' (vert) : nomination moyenne de capacité intra-day (à J)
  - 'Cap' (ligne noire): capacité moyenne totale (déterminée à J-1)

Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire et sont exprimées en MWh/h. L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

---

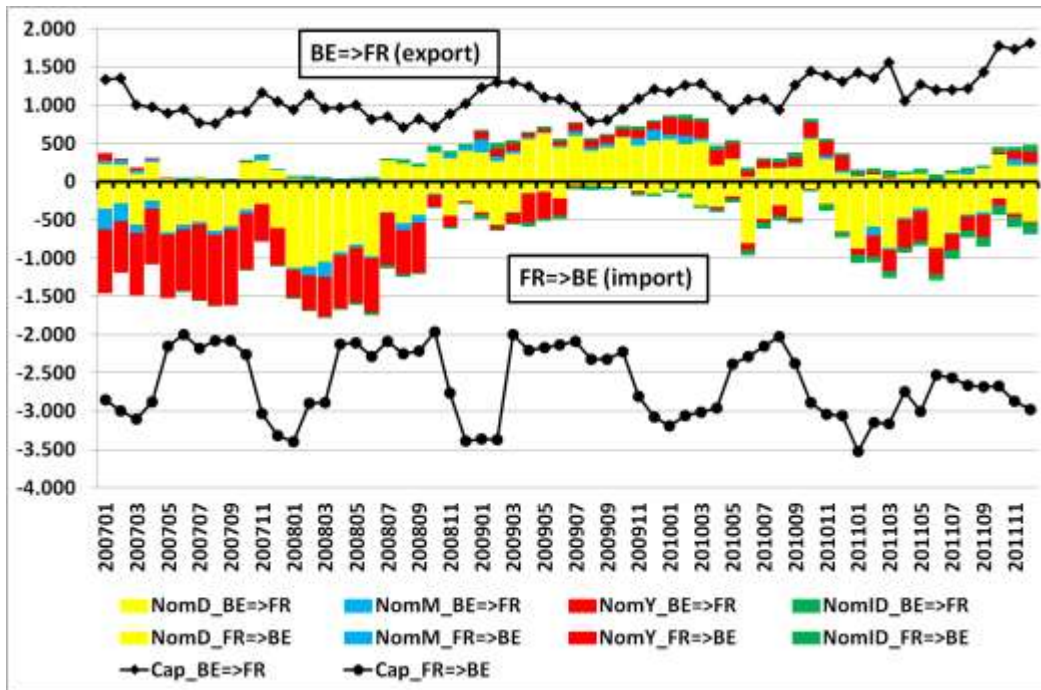
<sup>38</sup> Une description détaillée figure sur le site Internet d'Elia, à la rubrique "Operational data & tools > Interconnexions: infos marché > Informations générales > "Méthodes de calcul". Au bas de cette page, vous trouverez également un lien vers les document "Modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport".

<sup>39</sup> Depuis le 10 novembre 2010, le couplage de marché a été étendu à l'Allemagne. Depuis cette date, le clearing est effectué à 12h au lieu de 11h.

## Frontière avec la France

168. La figure suivante illustre l'utilisation commerciale de l'interconnexion avec la France. En 2007 et 2008, la direction de la France vers la Belgique (importation, 'FR=>BE') a été utilisée intensivement, mais ce n'est plus le cas à partir de la fin 2008. Entre le second semestre de 2009 et mai 2010, cette direction est encore à peine utilisée en faveur de l'autre direction (exportation, 'BE=>FR'). A partir de fin 2010, l'utilisation du sens des importations augmente à nouveau, avec une utilisation accrue de la capacité journalière et mensuelle, mais aussi de l'intra-day en 2011. Le tableau ci-dessous donne un résumé par année.

169. A noter que la capacité moyenne disponible à la frontière sud dans la direction de la France (exportation) est bien moindre en comparaison avec la capacité disponible dans la direction de la Belgique (importation). En 2007 et 2008, cela n'a pas posé de problème, car la direction d'exportation à la frontière sud a à peine été utilisée, mais cette capacité limitée réduit considérablement la négociation d'énergie dans la direction de l'exportation depuis la mi-2009. On notait par conséquent beaucoup de congestion dans cette direction en 2009 et au début de 2010 (voir infra). Cette capacité d'exportation a toutefois fortement augmenté dans le courant de 2011 et comportait, au dernier trimestre de 2011, 1.170 MW en moyenne.



Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière française, dans les deux sens (en MWh/heure)  
Source : CREG

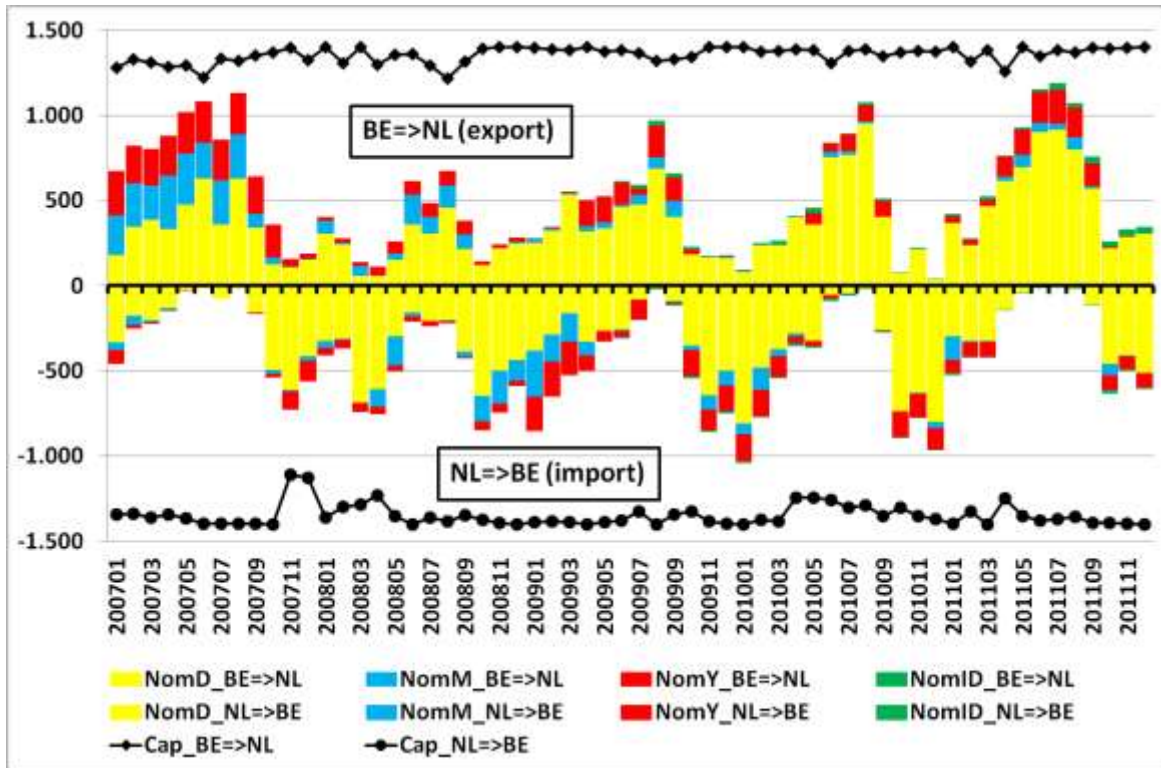
<b>Capacité commerciale + nominations à la frontière FRANCAISE - 2007 - 2011 (en MW)</b>										
	<b>BE=&gt;FR (exportation)</b>					<b>FR=&gt;BE (importation)</b>				
	<b>Cap</b>	<b>NomD</b>	<b>NomID</b>	<b>NomM</b>	<b>NomY</b>	<b>Cap</b>	<b>NomD</b>	<b>NomID</b>	<b>NomM</b>	<b>NomY</b>
<b>2007</b>	1003	138	17	21	14	-2578	-474	-14	-84	-773
<b>2008</b>	899	159	41	12	0	-2532	-688	-25	-57	-471
<b>2009</b>	1089	471	37	63	87	-2507	-199	-38	-2	-101
<b>2010</b>	1189	301	45	30	167	-2702	-351	-54	-1	-34
<b>2011</b>	1419	131	56	16	29	-2881	-557	-101	-27	-213
<b>2007-2011</b>	<b>1.120</b>	<b>240</b>	<b>41</b>	<b>28</b>	<b>59</b>	<b>-2.640</b>	<b>-454</b>	<b>-49</b>	<b>-34</b>	<b>-318</b>

Source : CREG

### *Frontière avec les Pays-Bas*

170. La figure suivante montre l'utilisation de l'interconnexion avec les Pays-Bas ("frontière nord"). A l'instar des années précédentes, l'utilisation de cette interconnexion était aussi volatile en 2011, avec une utilisation accrue de l'interconnexion vers les Pays-Bas au début de 2011 et un pic en été, lorsque plus de 1.000 MW en moyenne ont été exportés vers les Pays-Bas ; la capacité annuelle a également été davantage nominée durant cette période. Tout comme les années précédentes, le sens des importations a à nouveau été plus important, avec en moyenne plus de 500 MW d'importations depuis les Pays-Bas durant le dernier trimestre. On note une utilisation accrue de la capacité intrajournalière. Le tableau ci-dessous donne un résumé par année.

171. Il est évident que la capacité d'exportation limitée engendre beaucoup de congestion durant cette période (voir aussi supra). On remarquera que la capacité moyenne disponible sur l'interconnexion avec les Pays-Bas est peu volatile (voir aussi supra).



Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière néerlandaise, dans les deux sens (en MWh/heure)  
Source : CREG

Capacité commerciale + nominations à la frontière NEERLANDAISE - 2007 -2011 (en MW)										
	BE=>NL(exportation)					NL=>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
<b>2007</b>	1317	337		181	199	-1333	-221		-16	-31
<b>2008</b>	1344	227		58	48	-1350	-397		-71	-37
<b>2009</b>	1373	357	18	30	71	-1376	-281	-10	-74	-112
<b>2010</b>	1370	376	11	6	34	-1324	-403	-9	-23	-79
<b>2011</b>	1369	531	24	23	89	-1369	-220	-8	-19	-42
<b>2007-2011</b>	1.355	366	18	60	88	-1.350	-304	-9	-41	-60

Source : CREG

172. Le tableau ci-dessous montre les nominations nettes par frontière. En 2011, 666 MW nets ont été importés de France en moyenne, mais la Belgique a également exporté 378 MW vers les Pays-Bas. En 2011, 288 MW nets ont donc été importés en moyenne. En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était encore un exportateur net vers la France. En 2007 et 2008, la Belgique a à nouveau effectué beaucoup d'importations depuis la France.

(en MW)	Exportation commerciale nette par frontière		
	France	Pays-Bas	FR+NL
<b>2007</b>	-1.155	449	-706
<b>2008</b>	-1.029	-172	-1.201
<b>2009</b>	318	-1	317
<b>2010</b>	103	-87	16
<b>2011</b>	-666	378	-288
<b>2007-2011</b>	-487	118	-369

Source : CREG

173. Les données ci-dessus montrent que la nomination de capacité journalière (bandes jaunes) pour les deux frontières (France et Pays-Bas) constitue la plus grande partie de l'utilisation commerciale totale de l'interconnexion. Cette nomination se fait implicitement, à savoir par l'algorithme mettant en œuvre le couplage de marché avec la France et les Pays-Bas et reliant l'énergie et la capacité, la capacité journalière pouvant être utilisée le plus efficacement<sup>40</sup>. La nomination de la capacité mensuelle et principalement annuelle (bandes respectivement bleue et rouge) n'est pas non plus sans importance. La nomination de capacité intra-day (bandes vertes) est très limitée en termes de volume, mais son intérêt ne peut être sous-estimé, car elle donne davantage de possibilités aux acteurs du marché d'adapter leur portefeuille dans la journée. Cette possibilité seule réduit le risque pour les acteurs du marché.

### *Exportation - Importation*

174. La figure ci-dessous illustre les données relatives à l'exportation. Les données sont obtenues en calculant la nomination d'exportation nette sur base horaire pour la capacité journalière, mensuelle et annuelle, ainsi que l'intra-day. La nomination d'exportation peut être à la fois positive (exportations) et négative (importations). La moyenne mensuelle est ensuite calculée.

<sup>40</sup> Deux autres mécanismes sont importants : le "netting" de la capacité annuelle et mensuelle nominée dans la direction économiquement "mauvaise" (à savoir d'une zone de prix élevée à une zone de prix basse) et le "resale sur base journalière" (la capacité annuelle et mensuelle non nominée utilisée par les bourses pour le couplage de marché).



175. La légende de la figure est la suivante (par mois) :

- 'nomD' (jaune) : nomination moyenne de capacité journalière (à J-1)
- 'nomM' (bleue) : nomination moyenne de capacité mensuelle (à J-1)
- 'nomY' (rouge) : nomination moyenne de capacité annuelle (à J-1)
- 'nomID' (vert) : nomination moyenne de capacité intra-day (à J)
- 'Cap' (ligne noire): capacité moyenne totale (déterminée à J-1)

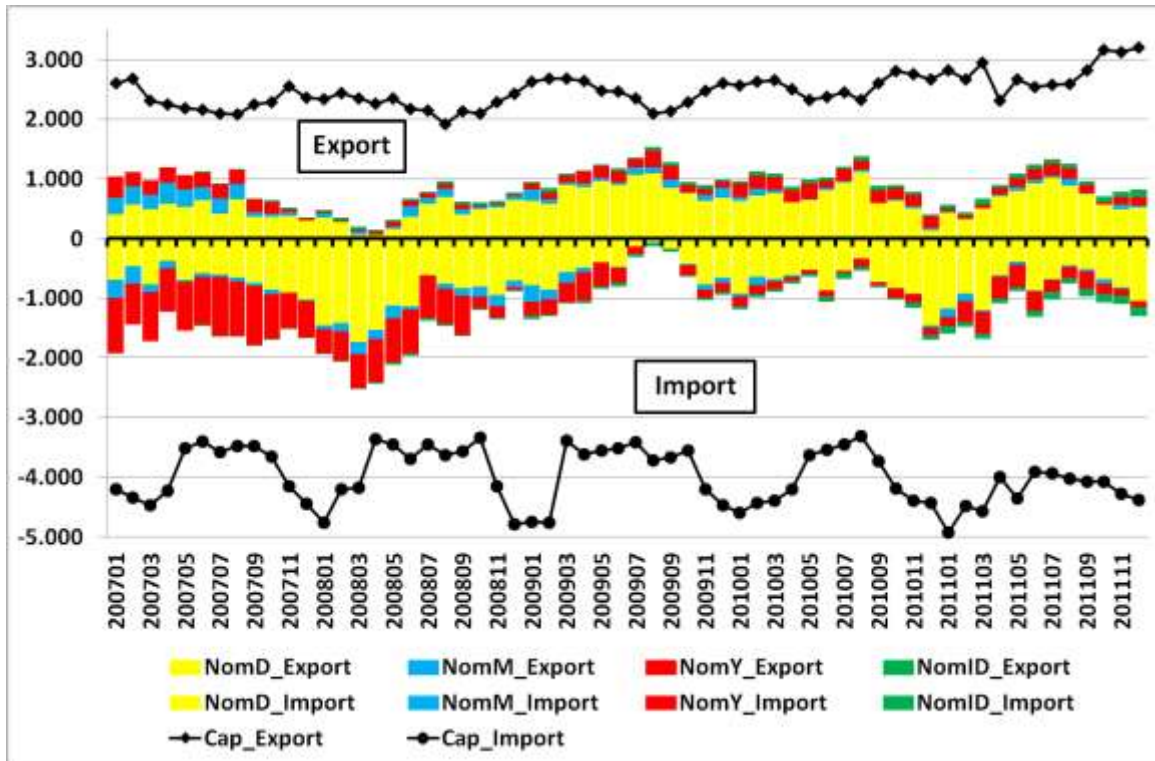
Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

176. Il ressort de la figure qu'il y a toujours eu autant d'importations que d'exportations mensuellement en 2011 et qu'elles ont le même ordre de grandeur, à l'exception du début de 2011, qui a connu plus d'importations que d'exportations. Le tableau ci-dessous donne un aperçu par année des importations et exportations commerciales, ainsi que les exportations nettes (le total en TWh, ainsi que la moyenne en MWh par heure). Il en ressort que la zone de réglage Elia a importé 2,5 TWh nets d'énergie en 2011. La zone de réglage n'était ni importatrice ni exportatrice en 2010 et était exportatrice nette en 2009. L'année 2007 et surtout l'année 2008 ont connu beaucoup d'importations. Pendant la période 2007-2011, la zone de réglage Elia était un importateur net d'un peu plus de 16 TWh au total, soit 370 MWh/h en moyenne.

	<b>Nominations commerciales aux frontières de la zone de réglage Elia</b>					
	<b>Total (en TWh)</b>			<b>Moyenne (en MWh/h)</b>		
	<b>Importation</b>	<b>Exportation</b>	<b>Exportation nette</b>	<b>Importation</b>	<b>Exportation</b>	<b>Exportation nette</b>
<b>2007</b>	14,1	7,9	-6,2	1.609	899	-710
<b>2008</b>	15,3	4,8	-10,5	1.742	546	-1.196
<b>2009</b>	7,1	9,9	2,8	808	1.127	319
<b>2010</b>	8,3	8,5	0,1	953	970	17
<b>2011</b>	10,4	7,9	-2,5	1.187	900	-287
<b>2007-2011</b>	<b>55,2</b>	<b>38,9</b>	<b>-16,3</b>	<b>1.260</b>	<b>888</b>	<b>-371</b>

Source : CREG





Utilisation de capacité d'interconnexion pour les importations/exportations (en MWh/heure)  
 Source : CREG

### Transit

177. La figure ci-dessous illustre les données relatives au transit. Le transit des Pays-Bas vers la France est présenté de manière positive par convention et est calculé en prenant le minimum de la nomination dans le sens FR =>BE et BE =>NL. Le transit de la France vers les Pays-Bas est calculé de manière analogue et est présenté en négatif sur le graphique.

178. La légende de la figure est la suivante (par mois) :

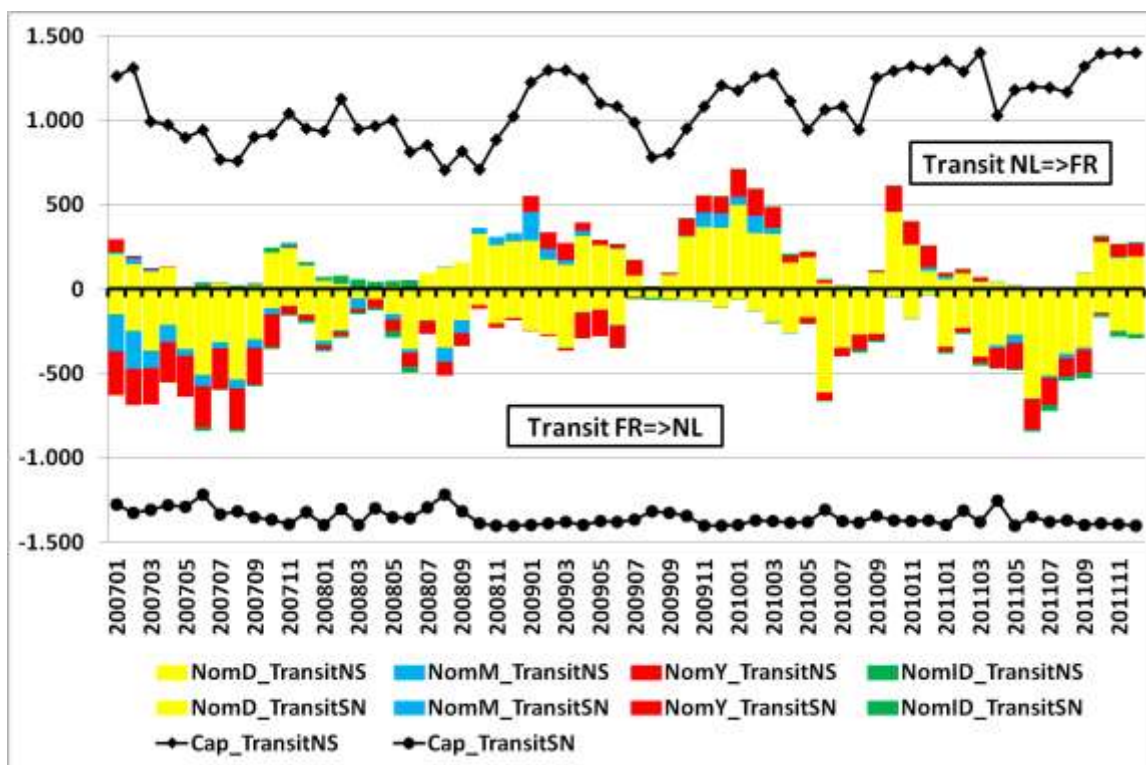
- 'nomD' (jaune) : nomination moyenne de capacité journalière (à J-1)
- 'nomM' (bleue) : nomination moyenne de capacité mensuelle (à J-1)
- 'nomY' (rouge) : nomination moyenne de capacité annuelle (à J-1)
- 'nomID' (vert) : nomination moyenne de capacité intra-day (à J)
- 'Cap' (ligne noire): capacité moyenne totale (déterminée à J-1)

Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. Le transit passant par la Belgique des Pays-Bas vers la France (nord =>sud) est positif par convention, de la France vers les Pays-Bas (sud =>nord) est négatif.

179. Il ressort de la figure que 2011 débute par des volumes de transit relativement élevés des Pays-Bas vers la France. C'est le contraire en 2010 : la France a exporté vers les Pays-Bas en passant par la Belgique en moyenne, jusqu'à 850 MW nets en juin 2011. Au dernier trimestre, le transit atteint à nouveau l'équilibre. Le tableau ci-dessous illustre les valeurs moyennes pour les quatre années précédentes. En 2009 et 2010, les Pays-Bas ont exporté de l'énergie nette vers la France, contrairement à 2007, 2008 et 2011. L'explication de ce phénomène se situe au niveau des différences de prix entre les deux pays (voir dernière colonne).

transit moyen via la Belgique (MW)				
	Transit NL=>FR	Transit FR=>NL	Transit net NL=>FR	pFR-pNL (€/MWh)
2007	121	-556	-435	-1,1
2008	124	-270	-145	-0,8
2009	327	-188	139	3,9
2010	308	-239	69	2,2
2011	109	-454	-345	-3,2
<b>2007-2011</b>	<b>198</b>	<b>-341</b>	<b>-143</b>	<b>0,2</b>

Source : CREG



Utilisation de capacité d'interconnexion pour le transit (en MWh/heure)

Source : CREG

### D.3.2 Rentes de congestion sur base journalière

180. Les rentes de congestion sur base journalière sont générées sur une interconnexion lorsque cette interconnexion est saturée. Cette saturation peut donner lieu à une différence de prix entre les deux marchés day-ahead des bourses d'électricité couplées. Par rentes de congestion, on entend, dans cette section, les rentes de congestion sur une base journalière qui découlent des échanges énergétiques via les frontières avec les Pays-Bas et la France et ne prenant pas en considération les enchères explicites (année et mois).

Supposons par exemple que la capacité d'importation de la France vers la Belgique soit de 1000 MW et soit saturée à l'heure 12 (la Belgique importe donc 1.000 MWh durant cette heure). Le prix en France est de 30 €/MWh, le prix en Belgique est de 40 €/MWh. Par conséquent, la rente de congestion équivaut à  $(40 \text{ €/MWh} - 30 \text{ €/MWh}) * 1.000 \text{ MWh} = 10.000 \text{ €}$ . Ce montant est en principe réparti entre les gestionnaires de réseau concernés.

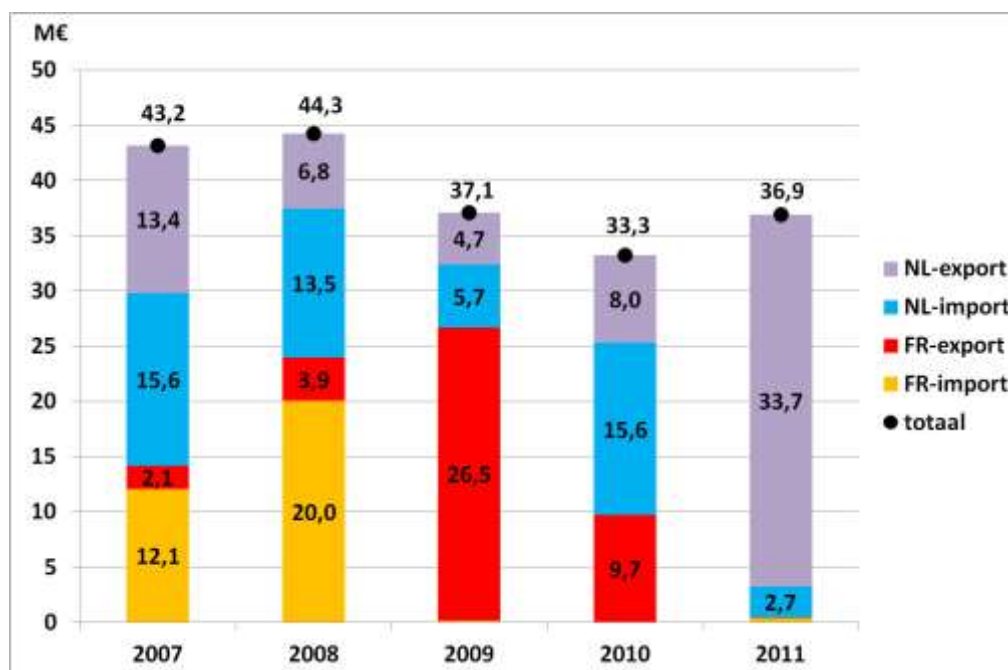
181. Un acteur du marché ayant acheté de la capacité annuelle ou mensuelle peut décider, le jour J-1, de nommer cette capacité (utilisation explicite) ou de ne pas la nommer. Si le titulaire de la capacité n'effectue pas de nomination, sa capacité annuelle ou mensuelle est attribuée à la capacité journalière et le titulaire de la capacité reçoit la différence de prix entre les deux marchés. Cette différence de prix est la rente de congestion. Il s'agit du marché secondaire<sup>41</sup> ou *resale* sur une base journalière. Supposons par exemple qu'un acteur du marché ait acheté 100 MW sur l'enchère explicite et qu'il ne nomme pas cette capacité ; cet acteur du marché reçoit dès lors la rente de congestion pour cette quantité, soit dans l'exemple ci-dessus:  $100 * (40-30) = 1000 \text{ €}$ . Les gestionnaires du réseau concernés reçoivent ensuite ce qui reste, soit 9.000 €.

182. La figure ci-dessous illustre la rente de congestion (de la capacité journalière) par année pour les quatre directions pour la période 2007-2011 (en millions d'euros). Il ressort de la figure que la rente de congestion totale par an ne varie pas tellement (de 33 à 44 millions d'euros). La part dans la rente de congestion par direction d'interconnexion est cependant très différente : en 2007 et 2008, elle était encore plus ou moins répartie sur les quatre directions, mais ce n'est pas le cas pour les années suivantes. En 2009 et 2010, les directions exportations françaises et néerlandaises respectivement ont constitué la majeure partie de la rente de congestion. En 2009, 10,5 millions d'euros sur les 37 millions d'euros

---

<sup>41</sup> La capacité annuelle peut également devenir mensuelle.

ont été engendrés en un seul jour, à savoir le 19 octobre lorsque les prix ont connu un pic à 3.000 €/MWh pendant 4 heures en France. En 2011, la majeure partie de l'exportation néerlandaise n'a pas été déterminée par un jour ou une semaine précise, mais par la période d'été lors de laquelle les prix sur la bourse spot néerlandaise (et allemande) étaient sensiblement supérieurs.



Rentes de congestion annuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions  
Source : CREG

183. Des pics de congestion ont été notés non seulement en 2009, mais aussi pendant d'autres années. Le tableau ci-dessous illustre, pour la période 2007-2011, le top 10 des jours de rentes de congestion les plus importantes, ainsi que la somme des top 10, top 50 et top 500 des jours. Il en ressort qu'aucun jour de 2010 ni 2011 ne figure dans le top 10.

Rentes de congestion 2007-2011			
	Rentcong	% du total	% de temps
<b>1826 jours</b>	194.673.984		
<b>top 1 jour</b>	10.466.426	5,4%	0,05%
<b>top 10 jours</b>	35.224.537	18,1%	0,5%
<b>top 50 jours</b>	60.916.933	31,3%	2,7%
<b>top 500 jours</b>	157.605.609	81,0%	27,4%
<i>19/10/2009</i>	<i>10.466.426</i>		

22/05/2007	6.753.117
3/05/2008	4.811.153
15/11/2007	3.516.913
12/11/2007	1.949.657
29/10/2007	1.796.294
26/04/2008	1.521.983
8/05/2008	1.382.119
9/11/2007	1.059.998
26/04/2007	1.017.975

184. Le tableau ci-dessous illustre la rente de congestion totale pour les quatre directions d'interconnexion par an pour la période 2007-2011. La première colonne est la partie attribuée aux gestionnaires de réseau. La deuxième colonne illustre la rente de congestion gagnée par les acteurs du marché via le *resale* sur une base journalière. La dernière colonne indique le total. En 2011, les rentes de congestion ont générés au total 36,9 millions d'euros . Cela équivaut plus ou moins à 2009 et est supérieur à 2010. La part des GRT a fortement augmenté et est au même niveau qu'en 2007 et celle des acteurs du marché est presque identique en 2011.

<i>Millions d'euros</i>	<i>GRT</i>	<i>Resale</i>	<i>Total</i>
2007	23,7	19,5	43,2
2008	21,1	23,1	44,2
2009	16,6	20,7	37,3
2010	16,2	17,1	33,3
2011	23,3	13,6	36,9

Rentes de congestion totales sur base journalière  
Source : CREG

Les rentes de congestion rapportent donc environ autant qu'auparavant, mais comme mentionné ci-dessus, les acteurs du marché paient beaucoup moins pour la capacité annuelle et mensuelle lors des enchères explicites. Ceci signifie que la rentabilité du *resale* a dû fortement augmenter.

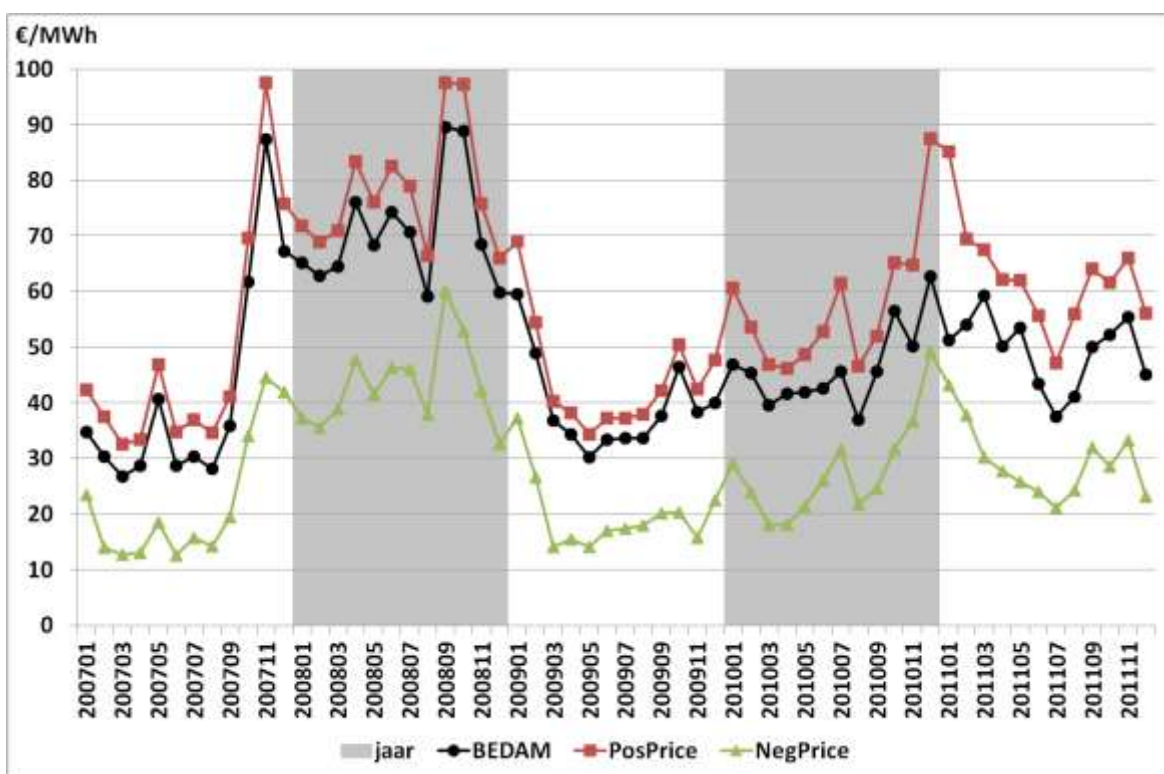
## E Equilibrage

185. Le déséquilibre en temps réel d'un responsable d'accès (ARP) est payé par quart d'heure: si l'ARP a prélevé plus d'énergie qu'il n'en a injecté dans ce quart d'heure, l'ARP a un déséquilibre négatif (un manque): l'ARP achète dès lors obligatoirement de l'énergie à Elia au tarif de déséquilibre. Si un ARP présente un déséquilibre positif (un excédent), cet excédent est obligatoirement vendu à Elia au tarif de déséquilibre.
186. Le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre négatif était supérieur d'au moins 8% au prix Belpex DAM pour cette heure en 2011. Le coût pour l'ARP peut être considéré comme représentant au moins 8% du prix Belpex DAM, parce que l'ARP aurait également pu acheter le manque d'énergie sur le DAM. Le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif était inférieur d'au moins 8% au prix Belpex DAM pour cette heure en 2011. Dans ce cas également, il y a un coût pour l'ARP, qui peut également être considéré comme représentant au moins 8%, parce que l'ARP aurait également pu vendre l'excédent d'énergie sur le DAM.
187. La figure ci-dessous illustre l'évolution du tarif de déséquilibre mensuel moyen pour un déséquilibre négatif et positif pour la période 2007-2011 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM. Il ressort de cette figure que le prix d'un déséquilibre est fortement corrélé au Belpex DAM. Il s'avère par ailleurs que le prix du déséquilibre pour un déséquilibre positif (ce que l'ARP reçoit pour son excédent) est bien inférieur au prix Belpex DAM. Le mode de calcul du tarif de déséquilibre est une formule complexe et n'est pas développé dans cette étude.
188. Le tableau ci-dessous indique les chiffres moyens par année, une moyenne pour la période 2007-2011, et les écarts (relatifs) avec le prix Belpex DAM. Les écarts par rapport au prix Belpex DAM fournissent une indication des coûts et sont indiqués dans le tableau par 'Cost\_Pos' pour le coût lié à un déséquilibre positif et par 'Cost\_Neg' pour un coût lié au déséquilibre négatif. Durant la période 2007-2011, le coût dans la zone de réglage Elia qu'un ARP devait payer pour un déséquilibre négatif s'élevait en moyenne à 58 €/MWh par rapport à un prix Belpex DAM moyen de 49,5 €/MWh. Ce prix est supérieur de 18 % au prix Belpex DAM, soit 10 points de pourcentage au-dessus du minimum de 8 %. Le prix reçu par un ARP pour un déséquilibre positif dans la zone de réglage Elia était de 28€/MWh en moyenne. Ce prix est inférieur de 43 % au prix Belpex DAM, soit 35 points de pourcentage

en-dessous du minimum de 8 %. Ceci permet de conclure que le coût d'un déséquilibre positif est beaucoup plus élevé que le coût d'un déséquilibre négatif. La structure tarifaire actuelle est, par conséquent, de nature à inciter les ARP à être davantage en situation de déséquilibre négatif (manque) qu'en situation de déséquilibre positif (excédent). Cette structure tarifaire a été adaptée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

	BEDAM	NegPrice	PosPrice	Cost_Neg	Cost_Pos	%Cost_Neg	%Cost_Pos
2007	41,8	48,6	22,1	6,9	19,7	16,4%	47,1%
2008	70,6	77,9	43,2	7,3	27,4	10,3%	38,8%
2009	39,4	44,3	19,9	4,9	19,5	12,4%	49,5%
2010	46,3	57,2	27,8	10,9	18,5	23,6%	40,0%
2011	49,4	62,7	29,2	13,3	20,2	27,0%	40,8%
<b>2007-2011</b>	<b>49,5</b>	<b>58,2</b>	<b>28,4</b>	<b>8,7</b>	<b>21,1</b>	<b>17,5%</b>	<b>42,5%</b>

Source : CREG



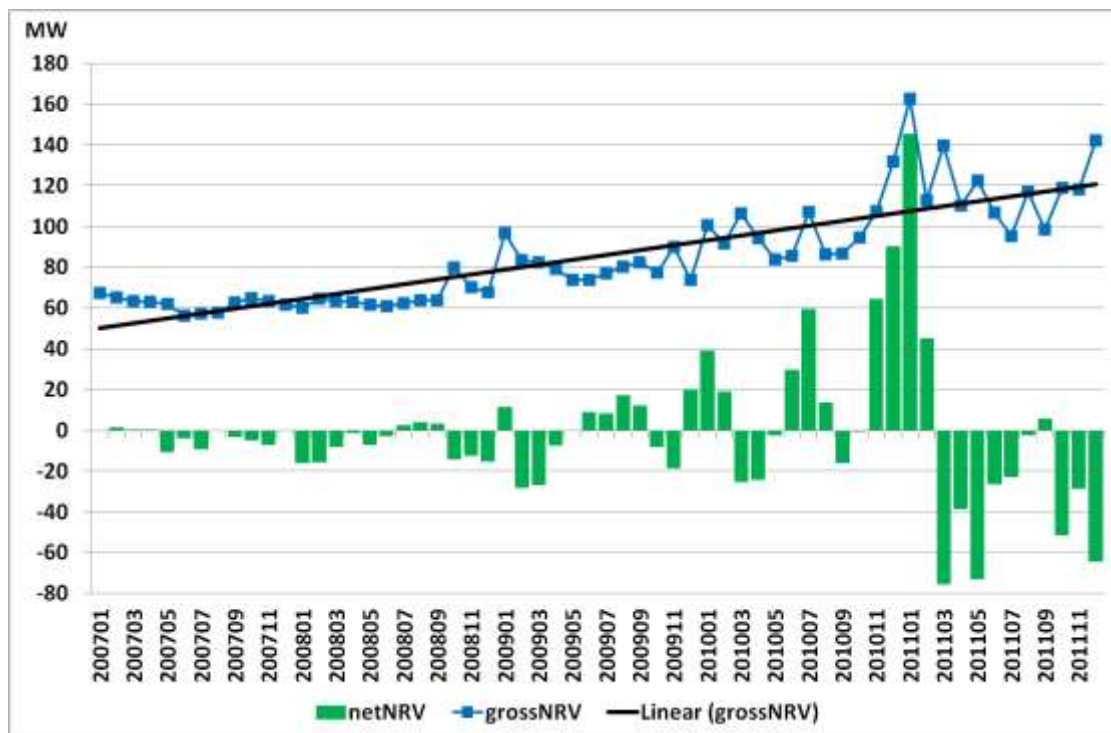
tarifs de déséquilibre mensuels moyens dans la zone de réglage d'Elia pour la période 2007-2011 en comparaison avec le prix mensuel moyen sur le Belpex DAM.

Source : CREG

189. Pourtant, il s'avère que les ARP, pris ensemble, ne maintiennent pas un manque, mais plutôt un surplus, du moins en 2011 et sur la période 2007-2009 : pendant ces années, la



compensation de déséquilibre ('net regulation volume' (NRV)) était en effet négative en moyenne, ce qui signifie que le gestionnaire de réseau devait effectuer un réglage davantage vers le bas que vers le haut, parce que la zone de réglage présentait un excédent (en raison du fait que les ARP présentaient ensemble un excédent). Dans le courant de 2009 et surtout en 2010, la situation était différente, comme le révèle la figure ci-dessous. Alors que le NRV mensuel moyen (barres vertes) était encore principalement négatif en 2007, 2008 et durant la première moitié de 2009 (et qu'un réglage par le bas était nécessaire de la part du gestionnaire de réseau, indiquant un excédent de tous les ARP pris ensemble), le NRV devient principalement positif à partir de la deuxième moitié de 2009 et le NRV augmente à la fin de 2010 pour atteindre des valeurs maximales.



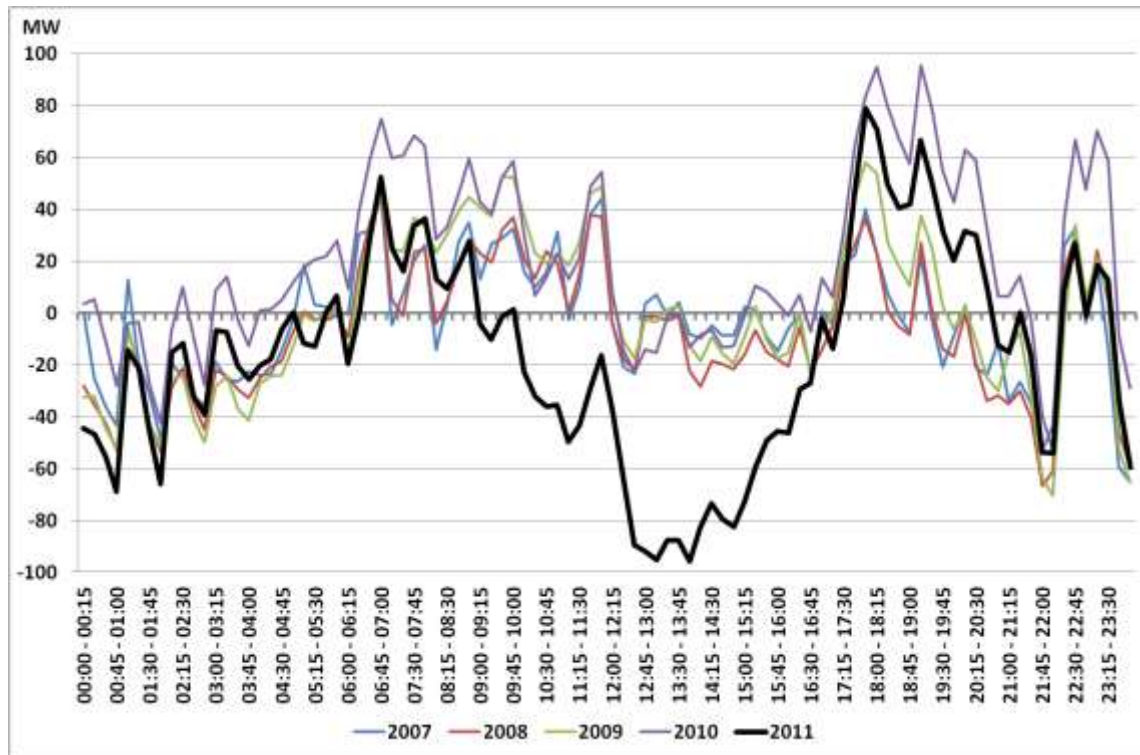
Prix mensuel moyen net et brut de la puissance de réglage que le gestionnaire du réseau utilise pour maintenir l'équilibre dans la zone de réglage.

Source : CREG

190. La tendance inverse se produit à partir de mars 2011 lorsque le NRV devient fortement négatif, ce qui implique que les ARP présentent conjointement un équilibre positif (ils injectent donc plus qu'ils ne prélèvent). Cela va à l'encontre de la rationalité économique, parce que les tarifs de déséquilibre punissent davantage un excédent qu'un déficit. Ce n'est pas négligeable. L'analyse du NRV moyen par quart d'heure et par an, tel que dans la



figurant ci-dessous, peut en donner l'explication. Il en ressort que le NRV était surtout négatif pendant la journée en 2011. Cela pourrait souligner le rôle joué par la production décentralisée au moyen des panneaux solaires. Elle a fortement augmenté en 2011<sup>42</sup> et peut-être que les ARP ne tiennent pas suffisamment compte de cette production, surestimant ainsi le prélèvement et injectant donc plus qu'ils ne prélèvent, avec pour conséquence un déséquilibre positif et un NRV négatif.



Puissance de réglage nette moyenne (NRV) par quart d'heure que le gestionnaire du réseau utilise pour maintenir l'équilibre dans la zone de réglage.  
Source : CREG

191. La figure ci-dessus illustre également le 'grossNRV' (ligne bleue). Cette valeur est la valeur moyenne absolue du NRV (les valeurs négatives et positives ne sont donc pas compensées). Le 'grossNRV' indique par conséquent la quantité que le gestionnaire du réseau a dû régler vers le haut et vers le bas. Cette valeur affiche une nette tendance à la hausse, ce qui est confirmé par ailleurs dans le tableau ci-dessous qui illustre les moyennes par année. Comme décrit plus haut, le NRV moyen devient (fortement) négatif en 2011, mais le 'grossNRV' passe également d'une moyenne de 63 MW en 2007 à une moyenne de 120 MW en 2011, ce qui représente une hausse de 92% de l'utilisation de la puissance de

<sup>42</sup> En Flandre, un total de 142.000 certificats verts a été octroyé en 2009. Ce chiffre est passé à 489.000 en 2010 et à 986.000 en 2011 (source : VREG).

réglage par le gestionnaire du réseau. Cette valeur élevée pour 2011 est due essentiellement au fait que les ARP pris ensemble sont plus souvent et de manière plus importante en déséquilibre positif. En 2007, le système a présenté un déséquilibre positif pendant 52 % du temps, entraînant un réglage vers le bas de 63 MW en moyenne. En 2011, le système a présenté un déséquilibre positif pendant 55 % du temps (une hausse de 5 %), entraînant un réglage vers le bas de 124 MW en moyenne (hausse de 97 %). Le réglage vers le haut moyen est également passé de 62 MW en 2007 à 116 MW en 2011 (une hausse de 87 %).

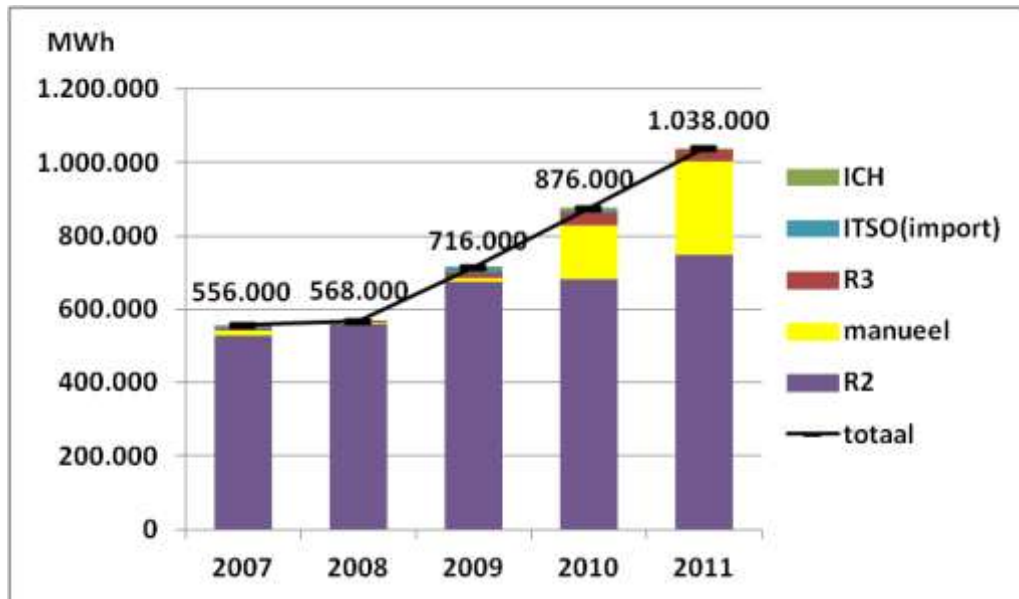
	<b>NRV</b>	<b>grossNRV</b>	<b>NRVpos</b>	<b>NRVneg</b>	<b>#NRVpos</b>	<b>#NRVneg</b>
2007	-3,2	<b>62,6</b>	62,1	-63,0	47,8%	52,2%
2008	-7,0	<b>65,3</b>	63,6	-66,9	45,8%	54,2%
2009	-0,8	<b>80,9</b>	82,5	-79,4	48,5%	51,5%
2010	20,7	<b>97,1</b>	107,2	-87,0	55,4%	44,6%
2011	-16,0	<b>120,3</b>	116,3	-124,3	45,0%	55,0%
<b>2007-2011</b>	<b>-1,9</b>	<b>85,6</b>	<b>86,9</b>	<b>-84,4</b>	<b>48,3%</b>	<b>51,7%</b>
2011 par rapport à 2007		<b>92%</b>	87%	97%	-6%	5%

Source : CREG

192. La compensation de déséquilibre (NRV) peut être fournie par différentes sources : réserves secondaires (R2), activation manuelle des 'incremental/decremental bids'<sup>43</sup>, réserve tertiaire (R3), clients interruptibles et compensation inter-GRT. La figure ci-dessous donne la répartition de l'évolution des sources de NRV pour les trois dernières années. Il ressort de cette figure que le NRV est presque exclusivement fourni par R2 en 2007-2008, avec une partie minime par activation manuelle des I/D-bids. L'utilisation des I/D-bids augmente légèrement en valeur absolue en 2009. L'année 2010 a connu une tendance claire à davantage d'activation d'I/D-bids et de R3, et cette tendance se poursuit en 2011 en ce qui concerne l'activation manuelle (I/D bids). Etant donné que de plus en plus de NRV doivent être fournis, une augmentation accrue des I/D-bids et de R3 peut indiquer que le R2 est saturé, le gestionnaire du réseau se voyant ainsi contraint d'utiliser d'autres moyens. L'utilisation énergétique totale des moyens de réserve a franchi pour la première fois en

<sup>43</sup> En vertu de l'art.159, §2 de l'AR du 28 décembre 2002, tous les produits de la zone de réglage Elia dont la capacité nominale est égale ou supérieure à 75 MW doivent mettre leur capacité disponible à la disposition du gestionnaire de réseau. La capacité disponible est appelée 'incremental/decremental bids' (I/D-bids).

2011 la barre des 1 TWh (réglage vers le haut et vers le bas). C'est presque le double par rapport à 2007 et 2008.



les différentes sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2011  
Source : CREG

////

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Dominique Woitrin  
Directeur

Guido Camps  
Directeur

François Possemiers  
Président du Comité de direction

## Annexe : Définitions statistiques

### Modèle multivarié

Le modèle multivarié que nous avons utilisé dans l'étude est en fait un modèle linéaire multiple qui revient à trouver des facteurs explicatifs ( $X_i$ ) d'une variable dépendante ( $Y$ ) ici le prix.

L'équation de régression s'écrit de la manière suivante :

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_K X_K + \varepsilon$$

$Y$  = variable expliquée/dépendante

$X_i$  = variable explicatives/indépendantes

$\beta$  = paramètre du modèle

$\beta_0$  = représente la constante (appelé également intercept)

$\beta_i$  = donne le nombre d'unités supplémentaires de  $y$  associées à une augmentation par une unité de  $X_k$  lorsque toutes les autres variables indépendantes sont constantes

L'équation de régression estimée par le modèle s'écrit de la manière suivante :

$$\hat{y} = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_K X_K,$$

Où les  $b$  servent d'estimations  $\beta$  et sont appelés les estimateurs

### Estimateur

Il donne le nombre d'unités supplémentaires de  $y$  associées à une augmentation par une unité de  $X_k$  lorsque toutes les autres variables indépendantes sont constantes

### Ecart-type

L'écart-type est une mesure de dispersion de la variable par rapport à la moyenne

### T-valeur

Mesure de niveau de significativité de la variable indépendante dans l'explication de la variable dépendante.

### P-valeur

La valeur  $p$  est le plus petit niveau de significativité pour lequel les données observées indiquent que l'hypothèse nulle est rejetée. L'hypothèse nulle étant que chaque  $\beta$  n'a pas d'influence.

De façon purement arbitraire, on considère en général comme « statistiquement significatives » les valeurs de  $p$  inférieures à 1 chance sur 20 autrement dit que la probabilité ( $p$ ) qu'une valeur soit due au hasard ne dépasse pas 5%

$p < 0,05 \Rightarrow$  différence statistiquement significative

$p > 0,05 \Rightarrow$  différence non statistiquement significative.

### Intercept

Il correspond à l'ordonnée à l'origine de la droite de régression du modèle

### Test Fischer

Le test de Fischer est utilisé pour déterminer s'il existe une relation significative entre  $Y$  et l'ensemble des variables indépendantes  $X_i$ . Autrement dit, ce test nous indique si le modèle comprenant des variables indépendantes est meilleur qu'un modèle sans variable indépendante. En d'autres mots, il nous indique si les variables indépendantes introduites dans le modèle sont pertinentes d'un point de vue statistique dans la prédiction de la variable dépendante