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)130530-CDC-1247

relative aux

"fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012"

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

30 mai 2013

PREAMBULE

Dans la présente étude, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge pour l'électricité pendant la période allant du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012 inclus. Depuis 2007, la CREG réalise tous les ans une telle étude.

L'objectif de ces études est d'informer toutes les parties intéressées de certains aspects importants du marché belge de l'électricité , à savoir les interconnexions avec l'étranger, l'échange d'électricité sur les bourses d'électricité, la production, la consommation, et le balancing.

Dans la mesure du possible, un historique des 6 dernières années (2007-2012) 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 30 mai 2013.

TABLE DES MATIERES

PREAMBULE 2
RESUME 4
FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE 10
A Production d'électricité 10
A.1 Type centrales 10
A.2 Estimation marge brute 16
A.3 Capacité et énergie produite des centrales de production 28
B Consommation électrique 32
B.1 Evolution de la consommation d'électricité 32
B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météorologiques 36
B.3 Profil d'utilisation et impact des panneaux solaires 41
B.4 Ecarts de prévision 47
C Echange d'électricité 49
C.1 Marché à court terme 49
C.1.1 Marché day-ahead (DAM) 49
C.1.2 Marché intra-day continu (CIM) 86
C.2 Marché à long terme 87
C.2.1 Prix futurs comparés à Belpex DAM 88
C.2.2 Prix futurs dans la région CWE 92
C.3 Autres facteurs influençant les prix 94
D Interconnexions 103
D.1 Capacité 103
D.1.1. Capacité physique 103
D.1.2 Capacité commerciale 104
D.2 Enchère de capacité à long terme 106
D.2.1 Enchère de capacité annuelle 107
D.2.2 Enchère de capacité mensuelle 108
D.3. Utilisation de la capacité d'interconnexion 114
D.3.1 Utilisation physique 114
D.3.2 Utilisation commerciale (nominations) 116
D.3.3 Utilisation physique vs. commerciale 127
D.3.4 Impact capacité nucléaire sur les importations et les TGV STEG's 130
D.3.5 Rentes de congestion sur base journalière 132
E Equilibrage 136
Annexe : Définitions statistiques 147

RESUME

La présente étude porte sur le fonctionnement du marché de gros belge de l'électricité en 2012. Afin de donner une meilleure compréhension de l'évolution en 2012, la période de 2007 à 2012 est souvent prise en considération dans l'étude.

A. Production

La **production totale**[1] en 2012 dans la zone de réglage Elia est estimée par la CREG à 70 TWh contre 78 TWh en 2011 et 83,5 TWh en 2010 ; c'est une diminution de 10% par rapport à 2011 et de 16,5 % par rapport à 2010. La **part de marché d'Electrabel** est de 69 % en 2012 en ce qui concerne l'énergie produite et a diminué en comparaison avec 2011 (73%). La part de marché qu'Electrabel a perdue est en grande partie absorbée par les petits acteurs (<2 %) qui ont vu leur part de marché commune croître à 7 %. En 2007, Electrabel avait encore une part de 87% en ce qui concerne la production. Malgré cette baisse, le marché de la production est encore **très fortement concentré**.

Les centrales nucléaires ont produit 38,7 TWh en 2012, ce qui représente une diminution de 7,3 TWh par rapport à 2011. Cela s'explique par le fait que deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2, représentant conjointement 2.000 MW) ont été indisponibles d'août 2012 jusqu'à la fin de l'année. La part de la production nucléaire a pu se maintenir à 55 % en raison de la diminution totale de la production en Belgique. Les centrales au gaz ont produit 21,3 TWh en 2012, ce qui représente une diminution de 2 TWh par rapport à 2011. Les centrales au charbon ont produit 5,1 TWh en 2012, ce qui représente une hausse de 0,6 TWh par rapport à 2011. Les autres types de combustible ont produit moins de 7%.

En 2012, 11 TGV étaient disponibles dans la zone de réglage Elia, lesquelles ont nominé conjointement 15,3 TWh ; cela représente 17,6 % de moins par rapport à 2007, malgré le fait que trois TGV supplémentaires depuis 2007. De ce fait, la production nominée moyenne en day-ahead par TGV a diminué de 2,3 TWh en 2007 à 1,4 TWh en 2012, soit une diminution de près de 40 %. Malgré cette diminution de la production, **les TGV ont réalisé en 2011 et 2012 une marge brute** estimée par la CREG à plus de **35 millions d'euros par unité** de 420 MW, si les unités étaient vendues à l'avance sur le marché à long terme selon une stratégie linéaire triennale de couverture, qui peut faire office de référence. C'est **plus qu'en 2009 et 2010.** Ceci

[1] Voir définition au paragraphe 2

s'explique par l'optimisation des TGV sur le marché à court terme. La CREG souligne que ceci ne constitue pas une indication du profit futur qu'une unité TGV pourra réaliser.

B. Consommation

Au total en 2012, **le prélèvement d'électricité**[2] dans la zone de réglage Elia s'élevait à 81,7 TWh, soit une diminution de 2 % par rapport à 2011. Le prélèvement maximal était de 13.369 MW, soit un peu plus qu'en 2011, mais moins que durant la période 2006-2010, malgré la vague de froid de février 2012. De façon générale, la CREG constate une **tendance à la baisse du prélèvement d'électricité**. Par ailleurs, la variabilité du prélèvement d'électricité diminue, tant durant la journée qu'entre deux jours consécutifs.

La météorologie n'a eu que peu d'impact sur la consommation en 2012. Seuls les mois de février, juin et août ont connu des conditions météorologiques qui ont eu pour conséquence d'augmenter la consommation. En février, c'est une vague de froid qui a entraîné une hausse de la demande pour le chauffage, tandis qu'en juin et en août, la Belgique a connu quelques jours caniculaires entraînant une hausse de la consommation d'électricité suite à une demande accrue de climatisation.

La production décentralisée non contrôlable, tel que la production par panneaux solaires, est considérée par la CREG comme une consommation négative. L'impact de la production **par panneaux solaires** a également été plus fort en 2012. La CREG estime la production moyenne vers 13h à 620 MW en 2012, contre 382 MW en 2011. La CREG estime la production maximale à midi à 1.376 MW en 2012 contre 846 MW en 2011. La production minimale à midi est inférieure à 50 MW.

La CREG constate que la qualité des prévisions de prélèvement d'électricité réalisées par Elia pour le jour suivant s'est améliorée en 2012.

C. Echange d'électricité

Le prix de l'électricité sur le **marché Belpex Day-Ahead à court terme** était de 47,1 €/MWh en moyenne en 2012. Cela correspond pratiquement au prix moyen en France (47,1 €/MWh), mais est 4,4 €/MWh plus élevé qu'en Allemagne (42,7 €/MWh). Le prix belge est 1 €/MWh inférieur au prix aux Pays-Bas (48,1 €/MWh). Malgré l'indisponibilité de deux centrales nucléaires, les

[2] Voir définition de la note de bas de page 11 du paragraphe 58

prix sur le Belpex DAM des trois derniers mois n'étaient pas beaucoup plus élevés par rapport au prix moyen annuel. La volatilité du prix DAM est également restée à peu près au même niveau qu'au cours des années 2009-2011.

Le prix Belpex DAM est couplé par les prix aux marchés DAM français, hollandais, et allemand. En 2012, la convergence des prix entre ces pays est moindre qu'en 2011. En effet, les prix étaient identiques en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne durant 46,4% du temps en 2012 contre 65,8% en 2011. Notons que la fréquence des prix négatifs en Allemagne s'est encore accrue en 2012 par rapport à 2011 et**,** grâce au couplage de marché par les prix, on assiste pour la première fois à des prix négatifs simultanés dans les pays composant la région CWE[3].

16,5 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM, ce qui **correspond à 20 % du prélèvement d'électricité annuel du réseau Elia**. C'est un record et une forte augmentation par rapport à 2011. La résilience du marché, qui mesure la **liquidité**, du Belpex DAM a légèrement diminué en 2012 par rapport à 2011 ; avec une demande supplémentaire de 500 MW, le prix aurait augmenté de 2 €/MWh en moyenne en 2011. La résilience du marché a diminué en février 2012, en conséquence de la vague de froid durant ce mois, et en décembre 2012.

La **part de marché** des 3 meilleurs acheteurs sur le Belpex DAM est juste au-dessus de 50 % en 2012, tout comme en 2010 et 2011. La part des 3 meilleurs vendeurs est passée sous la barre des 30 % en 2012. Cela s'explique principalement par le fait que l'on importe plus et que, pour cette raison et en raison de cela, la vente par les acteurs sur le Belpex DAM a diminué. 70 % du volume total est acheté par les acteurs sur le Belpex DAM via LimitOrders au prix maximum de 3.000 €/MWh. Le reste est acheté à un prix inférieur à 3.000 /MWh.

Le prix de l'électricité sur le **marché à long terme Endex BE** est réparti par type de contrat : pour la fourniture en 2012, 47,6 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *month ahead*, 49,1 €/MWh en moyenne pour un contrat *quarter ahead* et 55,2 €/MWh pour un contrat *year ahead*. 47,1 €/MWh ont été payés pour l'énergie sur le marché spot Belpex DAM. On en déduit que plus le prix est fixé à l'avance (et pour une plus longue période), plus le prix moyen sera élevé. Ceci vaut également en moyenne pour toute la période2007-2012: un contrat *month ahead,* un contrat *quarter ahead* et un contrat *year ahead* sont en moyenne respectivement 6,6 %, 11,2 % et 16,1 % **plus chers que le Belpex DAM**.

[3] La région CWE comprend la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne.

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 l'un de l'autre au cours des années précédentes, mais qu'une **divergence au cours des derniers mois de 2012 est apparue** en raison des prix les plus bas en Allemagne et des prix les plus élevés aux Pays-Bas. En décembre 2012, l'on payait en moyenne 49 €/MWh pour un contrat *year ahead* en Belgique, contre 51,8 €/MWh aux Pays-Bas et 45,6 €/MWh en Allemagne.

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 production. Le prix sur la bourse hollandaise est influencé à plus ou moins long terme par le prix du gaz TTF. En Belgique, le prix de l'électricité sur la bourse est fortement influencé par le prix du gaz et du charbon. En France, le prix est fortement influencé par le prix du charbon lié aux importations à bon prix d'électricité venant d'Allemagne produite par l'énergie éolienne et le charbon. En Allemagne**,** le prix est, en effet, fortement influencé par le prix du charbon. Ceci semble logique, car l'Allemagne, en complément de sa production d'électricité éolienne, produit, depuis le moratoire nucléaire, la majeure partie de son électricité grâce au charbon.

D. Interconnexions

La capacité d'importation commerciale moyenne en 2012 était de 4.244 MW, soit presque identique à celle de 2011. La capacité d'exportation commerciale moyenne a légèrement augmenté en 2012, pour atteindre 2.971 MW. De ce fait, **la Belgique est un pays très fortement interconnecté**; la capacité d'importation moyenne correspond à environ 40 % de la consommation moyenne et à environ 30 % de la consommation de pointe dans la zone de réglage Elia.

Les flux commerciaux et physiques étaient relativement souvent très différents les uns des autres en 2012. A la frontière néerlandaise, on a pu observer une congestion commerciale durant près de 500 heures en day-ahead, alors que le flux physique se déplaçait en temps réel dans la direction *opposée*. **Cela peut être le signe d'une utilisation inefficace de la capacité d'interconnexion.** Fin 2012, la CREG a demandé à Elia de lui faire une proposition de calcul de capacité à la frontière belgo-néerlandaise. Cette proposition est attendue pour juin 2013. En 2010 et 2011, la CREG a rejeté les propositions de calcul de capacité aux frontières belges réalisées par Elia.

En 2012, **l'importation nette commerciale** vers la zone de réglage Elia représentait 1.083 MW en moyenne et 9,5 TWh au total (soit 11% du prélèvement total d'électricité). Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2011, année durant laquelle au total 2,5 TWh nets ont été importés . En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était encore un importateur net. En 2007 et 2008, la Belgique a également beaucoup importé. Les échanges sont fortement dépendants des conditions du marché et celles-ci sont, clairement, très variables. La Belgique a importé 9,2 TWh nets via le marché day-ahead ; les Pays-Bas 17,7 TWh. L'Allemagne a exporté 24,1 TWh nets et la France 2,9 TWh.

Les trois derniers mois de 2012, en moyenne plus de 2.000 MW ont été importés physiquement, avec des pics allant jusqu'à plus de 4.000 MW.

L'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire à partir d'août 2008 a eu un impact important sur l'utilisation commerciale des interconnexions d'importation ; **la CREG estime qu'environ 80 % de la capacité nucléaire indisponible est compensé par davantage d'importation.** Il semble y avoir peu ou pas de lien entre la disponibilité de la capacité nucléaire et la production des TGV.

Les **rentes de congestion sur une base journalière**, qui représentent une bonne mesure de la convergence des prix, représentaient en 2012, prises ensemble sur toutes les frontières, 68 millions d'euros, soit une très forte hausse par rapport à 2011 (37 millions d'euros) et de loin le niveau le plus élevé sur la période 2007-2012.

E. Balancing

En moyenne, le gestionnaire de réseau a dû **régler vers le haut** 108 MW en 2012 (en raison d'un déficit) et **régler vers le bas** 138 MW (en raison d'un surplus). Le volume moyen de réglage vers le haut a ainsi légèrement diminué par rapport à 2011 (116 MW), mais le volume de réglage vers le bas a augmenté par rapport à l'année précédente (124 MW). Au total, Elia a réglé l'équilibre pour 1,2 TWh, soit une légère hausse par rapport à l'année précédente (1,1 TWh). Depuis quelques années, le volume de réglage vers le bas augmente principalement.

Le nombre de quarts d'heure durant lesquels le prix de réglage vers le bas était inférieur ou égal à -100 €/MWh, ce qui montre un surplus difficile à régler, a connu un pic en juillet 2012 et étonnamment en décembre 2012 aussi. La plupart de ces quarts d'heure chutent en outre durant la nuit et non durant le pic de midi, ce qui montre que les **panneaux solaires ne sont pas la principale cause des surplus difficiles à régler.** Le réglage vers le bas durant les

heures de midi a fortement augmenté en 2011-2012, mais le réglage vers le bas durant la nuit a également augmenté, mais plutôt en 2012.

Il ressort d'une analyse de **l'activation des clients interruptibles** par le gestionnaire de réseau que le réglage vers le bas est plutôt exceptionnel (4 jours en 2012) ; le volume moyen de réglable vers le bas (571 MWh) et la durée moyenne (2,1 heures) semblent aussi relativement peu élevés en 2012.

FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE

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. Ce chapitre analyse les unités de production situées en Belgique en ce qui concerne leur capacité, leur propriété, le type de combustible et 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).

3. Malgré la forte augmentation récente de la capacité de production sur le réseau de distribution et l'impact considérable de ces installations sur le fonctionnement du marché, la CREG estime qu'il n'est pas conseillé d'inclure ces installations de production dans de la capacité de production raccordée au réseau d'Elia. En effet, la capacité de production sur le réseau de distribution est composée en grande partie d'unités non contrôlables (production éolienne et solaire) qui, par conséquent, ne réagissent pas non plus aux indications de prix du marché de gros (certaines unités de cogénération raccordées au réseau de distribution réagissent tout de même à l'indication de prix). Cette production peut également être considérée comme de la *consommation négative*. Au vu de la pertinence de cette consommation négative, la CREG a néanmoins réalisé une estimation de l'impact de la production d'électricité par les panneaux solaires dans le chapitre relatif à la consommation d'électricité (voir infra).

A.1 Type centrales

Centrales nucléaires

4. La Belgique possède sept réacteurs nucléaires répartis sur deux sites (Doel et Tihange) offrant une capacité de production totale de 5.927 MW fin 2012. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des sept centrales et de leur puissance.

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

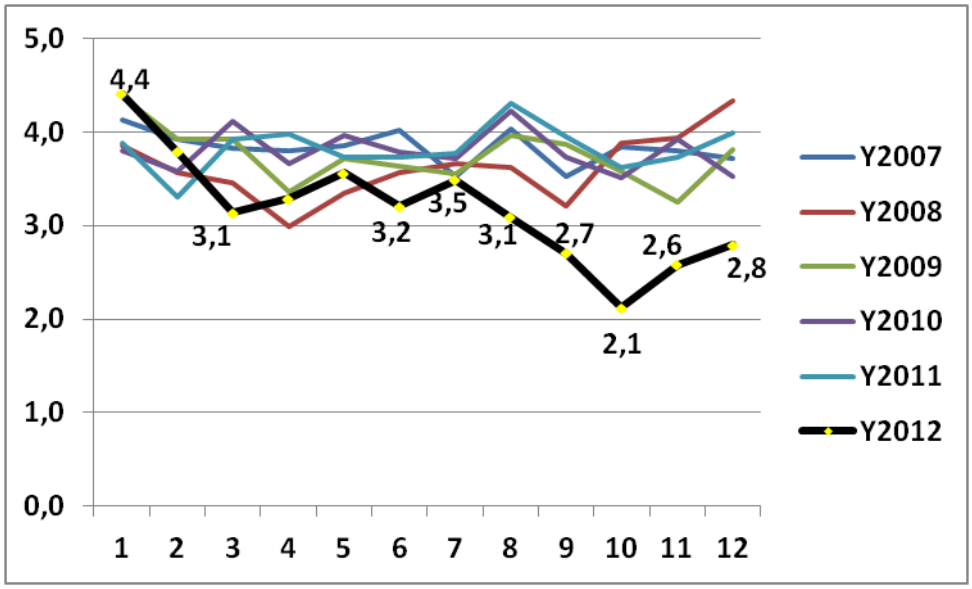
Electrabel est le responsable d'équilibre (ARP) pour les 7 centrales, mais ne dispose pas de la totalité de l'énergie produite. Le tableau ci-dessous donne un aperçu de la propriété de l'énergie nucléaire produite (y compris le swap entre Electrabel et E.ON de début novembre 2009, mais sans le consortium *Blue Sky*). La capacité de production mentionnée de 5 927 MW est celle qui s'applique en décembre 2012. Il en ressort que la part d'Electrabel (EBL) dans la capacité nucléaire a diminué de 89% à 77%.

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

Source : CREG

5. 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 d'E.ON sur le marché 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 les droits de tirage d'E.ON sur la capacité nucléaire belge ne s'applique que jusqu'en 2015. Après cette date, les droits de tirage expirent. A ce moment-là,la capacité sur les trois entités nucléaires, si elles sont toujours en service, retournera alors à Electrabel. Le consortium BlueSky, la convention conclue entre Electrabel et certains grands consommateurs industriels, se poursuit au-delà de 2015 et l'impact serait donc bel et bien important en cas de fermeture des centrales.

6. Dans le courant du mois d'août 2012, il a été annoncé que deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) seraient indisponibles pour une période prolongée. Ces centrales ont chacune une capacité de production d'environ 1.000 MW. Cette indisponibilité s'est traduite par une production nucléaire d'électricité significativement plus faible au cours du deuxième semestre 2012. La figure ci-dessous représente la production nominée totale des sept centrales nucléaires depuis 2007 (en TWh). En septembre 2012, la production nominée totale est descendue sous 3 TWh et en octobre elle a poursuivi sa baisse jusqu'à 2,1 TWh en raison de l'indisponibilité supplémentaire de Doel 4. En novembre et décembre 2012 également, la production nucléaire d'électricité était fortement inférieure à celle des années précédentes.



La production nominée totale sur les sept centrales nucléaires depuis 2007 (en TWh), par mois et par année
Source : CREG

Centrales de pompage

7. La Belgique compte deux sites équipés de centrales de pompage : Coo, 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 144 MW. Les deux centrales sont à la disposition d'Electrabel. Il s'agit d'unités qui produisent de l'électricité à partir d'eau préalablement pompée vers un bassin situé en amont à l'aide de turbines et ensuite 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 d'environ 1.000 MW 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 mieux garantir l'équilibre sur le réseau d'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.

Turbines gaz-vapeur (TGV)

8. Dans la zone de réglage Elia, il y a actuellement 11 grandes centrales TGV qui sont opérationnelles, dotées chacune d'une puissance d'environ 400 MW[4]. Une centrale TGV (Turbine Gaz Vapeur) possède une ou deux turbines à gaz et une turbine à vapeur. Les turbines à gaz sont actionnées par les gaz d'échappement chauds générés par la combustion du gaz naturel. Après la mise en marche de la turbine à gaz, la chaleur résiduelle des gaz d'échappement 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 TGV les plus récentes, même à 60% (sans récupération de chaleur de condensation (PCI)). 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 relativement flexibles et sont également utilisées dans la zone de réglage belge pour les prévisions des réserves secondaires.

   Le tableau ci-dessous donne un aperçu des 11 plus 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 4.490 MW. Marcinelle, une unité de 405 MW, est la plus récente des grandes centrales TGV et est devenue opérationnelle dans le courant de l’année 2012.

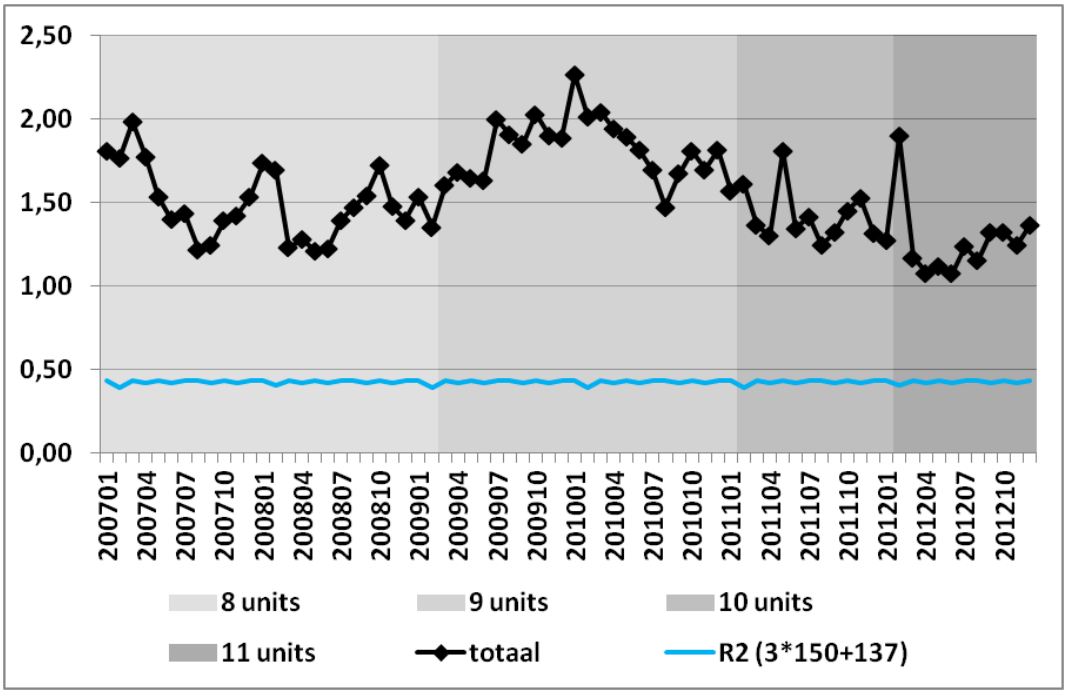
[4] La zone de réglage Elia comprend la Belgique et une partie du Grand-Duché de Luxembourg, qui comptabilise une unité TGV (Esch-Sur-Alzette). Par conséquent, le territoire belge ne compte que 10 unités TGV.

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 Luminus	RINGVAART	357
EdF Luminus	SERAING	460
T-Power (ARP: Essent)	T-POWER	422
Enel	Marcinelle	405
Total Electrabel		2.264
Total EdF/SPE		817
Total		**4.490**

Source : CREG

9. Depuis 2010, la production d'électricité par les TGV suit une tendance générale à la baisse. Cette tendance s'est poursuivie en 2011 et 2012, comme en témoigne la figure ci-dessous. Cette figure illustre par mois l'énergie totale nominée en *day-ahead* sur les TGV de la zone de réglage Elia (en TWh). La ligne bleue indique le volume minimum moyen devant être nominé afin de pouvoir fournir les réserves secondaires (et donc le must-run).

10. Au fil des ans, le nombre de TGV a été porté de huit TGV jusqu'en février 2009 à onze TGV à partir de février 2012. Les périodes pendant lesquelles un nombre différent de TGV étaient en activité sont indiquées en nuances de gris. La figure illustre une baisse de la production nominée totale malgré une augmentation du nombre de TGV. En février 2012, un pic est recensé en raison de la vague de froid. Fin 2012, la production augmente à nouveau légèrement.



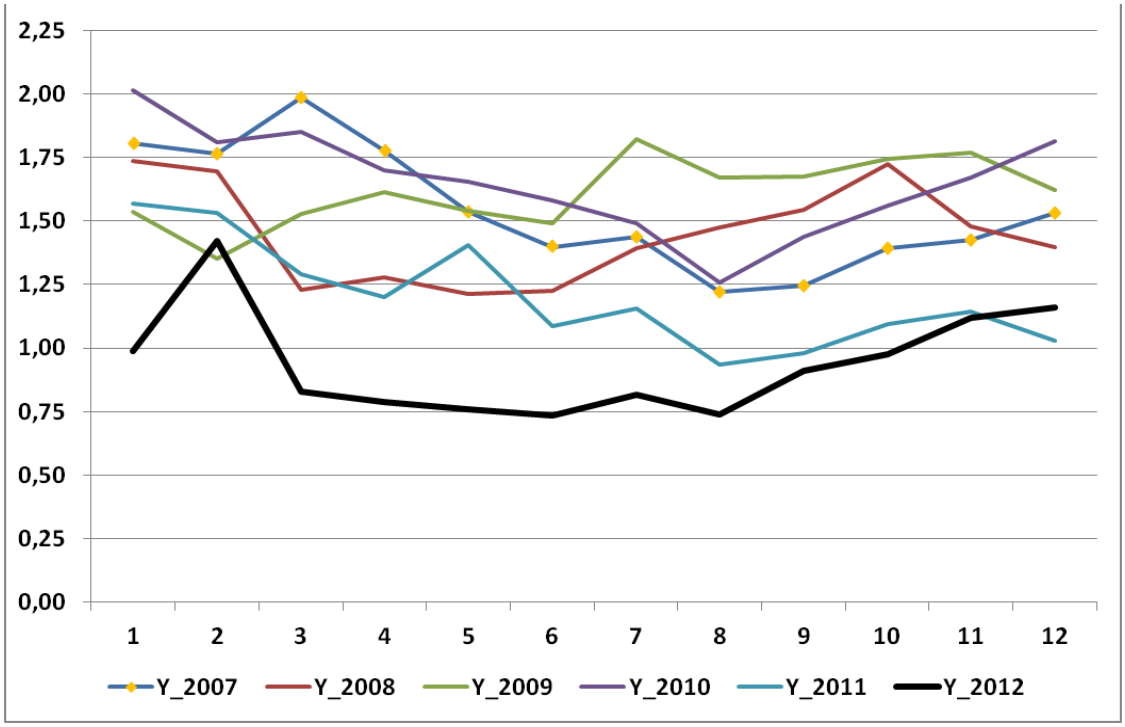
L'énergie nominée totale en *day-ahead* sur les TGV dans la zone de réglage Elia, par mois (ligne noire – in TWh), ainsi qu'une indication du volume minimum moyen devant être nominé pour les réserves secondaires (ligne bleue – en TWh).
Source : CREG

11. Le tableau ci-dessous donne par année l'énergie nominée en *day-ahead* sur les TGV dans la zone de réglage Elia (en TWh), l'évolution exprimée en pourcentage, le nombre de TGV moyen et la production par TGV. Pour 2012, malgré la disponibilité de 11 TGV, il en découle qu'un volume de 15,3 TWh a été nominé, donc moins que les années précédentes. En 2012, la production a baissé de 17,6 % par rapport à 2007, malgré la disponibilité de trois TGV supplémentaires. De ce fait, la production nominée moyenne en day-ahead par STEG a diminué de 2,31 TWh en 2007 à 1,4 TWh en 2012, soit une diminution de près de 40 %.

Consommation nominée sur les TGV dans la zone Elia				
	Production totale (TWh)	**% évolution**	**Nombre moyen**	**Production/nombre**
2007	18,5		8,0	2,31
2008	17,4	-6,1 %	8,0	2,17
2009	21,0	21,0 %	8,8	2,38
2010	22,1	5,2 %	9,0	2,46
2011	17,3	-21,9 %	9,9	1,74
2012	15,3	-11,6 %	10,9	1,40
2012vs2007	*111,6*	*-17,6 %*	*9,1*	*2,08*

12. Afin de mieux pouvoir comparer la production nominée, la figure ci-dessous reprend par année un profil mensuel de la production nominée totale sur les 8 TGV installées pendant toute la période 2007-2012 dans la zone de réglage Elia (en TWh). Il en découle que la

production totale en 2012 était toujours inférieure à celle des cinq années précédentes, sauf en février et en décembre.



Profil mensuel, par année, de la production nominée totale sur les huit TGV installées pendant toute la période 2007- 2012 dans la zone de réglage Elia (en TWh)
Source : CREG

A.2 Estimation marge brute

13. Cette section vise à réaliser une estimation de la marge brute de plusieurs types de centrales.

Estimation marge brute centrales de pompage

14. La marge des centrales de pompage en tant qu'unité de production est déterminée tant par la différence relative qu'absolue entre le prix d'achat pour le pompage de l'eau et le prix de vente pour la production par le biais de turbinage. Le pompage et le turbinage génèrent des pertes. Par conséquent, l'efficacité est inférieure à 100 %, l'ordre de grandeur de l'efficacité est de 70 %. Cela signifie que pour 1 MWh d'électricité produite par une centrale de pompage, il faut environ 1,42 MWh d'électricité pour le pompage.

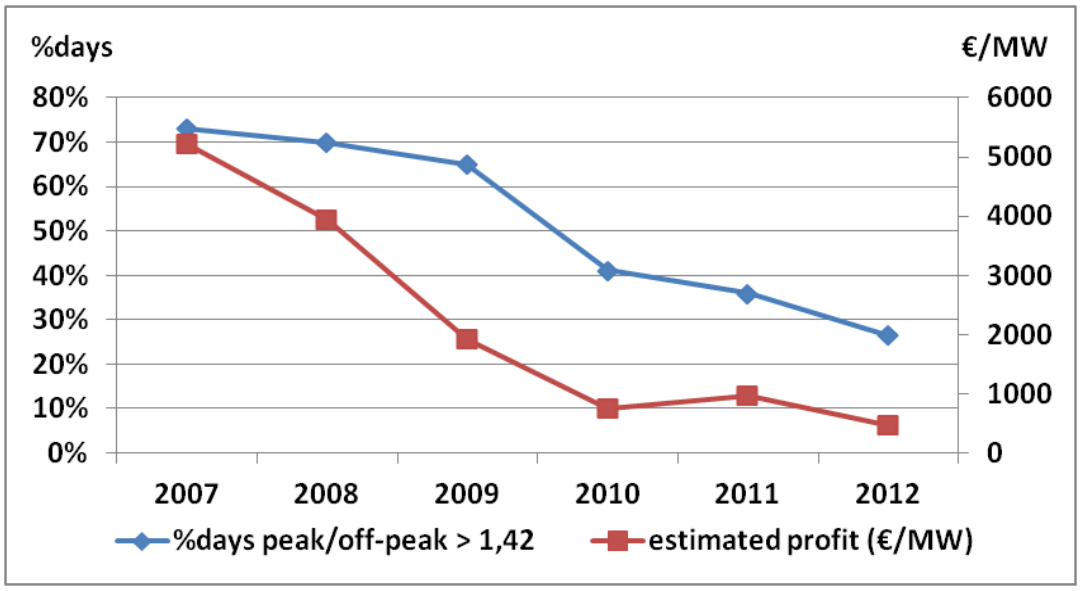
15. Par conséquent, la rentabilité d'une centrale de pompage en tant qu'unité de production est déterminée par la différence de prix relative : la centrale est rentable *si* le prix de vente de

l'électricité produite est 42 % supérieur au prix d'achat du pompage de l'eau. *L'importance* de la marge réalisée par la centrale est alors déterminée par la différence absolue entre le prix de pointe et le prix de périodes creuses.

16. La figure ci-dessous donne une estimation approximative de l'évolution de la marge par MW de centrale de pompage installée. Celle-ci a été calculée sur la base des prix *day-ahead*. La ligne bleue représente le nombre de jours par an exprimés en pourcentage pendant lesquels la condition d'une marge positive est remplie. La ligne rouge représente la marge effective estimée de la centrale de pompage par MW installé. Cette figure peut être utilisée pour toute forme de stockage d'électricité avec un rendement de 70 %.

17. La baisse importante de la marge est surprenante. L'on pourrait s'attendre à une volatilité plus importante des prix de l'électricité au cours d'une même journée et, par conséquent, à une différence de prix plus forte entre les prix de pointe et les prix de périodes creuses, en raison d'une capacité de production renouvelable plus importante. Ceci n'est toutefois pas le cas (voir également la section C.1.1).

18. Cette analyse est relativement simple et sans doute uniquement utile afin d'illustrer l'évolution, et dans une moindre mesure pour représenter la marge absolue. En outre, une vue d'ensemble de la marge nécessiterait de prendre en compte la valeur économique en temps réel, par exemple sur la base de prix de déséquilibre (ou de prix de déséquilibre évités).



Estimation de l'évolution de la marge par MW de centrale de pompage installée
Source : CREG

Estimation marge brute de centrales au gaz et au charbon sur le marché forward

19. Dans cette section, la marge des centrales de production est examinée à l'aide du *clean spark/dark spread* sur le marché forward, à savoir une année à l'avance (Y+1). A cet effet, une distinction est faite entre la production en *baseload* et la production en période de pointe ; le cas échéant, la période de pointe est définie comme étant la période entre 7h et 23h (16 heures).

20. Afin de calculer le *clean spark spread* de centrales au gaz, l'on se base sur une unité TGV avec une efficacité de 50 % et un taux d'émission de CO_2 de 0,4 tonne/MWh. Pour une centrale au charbon, l'on se base sur une efficacité de 33 % et un taux d'émission de CO_2 de 0,9 tonne/MWh. De la sorte, l'on obtient respectivement le *clean spark spread* et *clean dark spread* pour les centrales au gaz et au charbon. Les nouvelles centrales ont un rendement supérieur et un taux d'émission de CO_2 inférieur, elles sont donc plus rentables en ce qui concerne les coûts variables. Par exemple, la centrale à vapeur et au gaz Clauscentrale C aux Pays-Bas de RWE (Essent) a un rendement énergétique de quasi 60 %. La nouvelle centrale au charbon de Wilhelmshaven de GDF SUEZ en Allemagne a un rendement énergétique de 46 %.

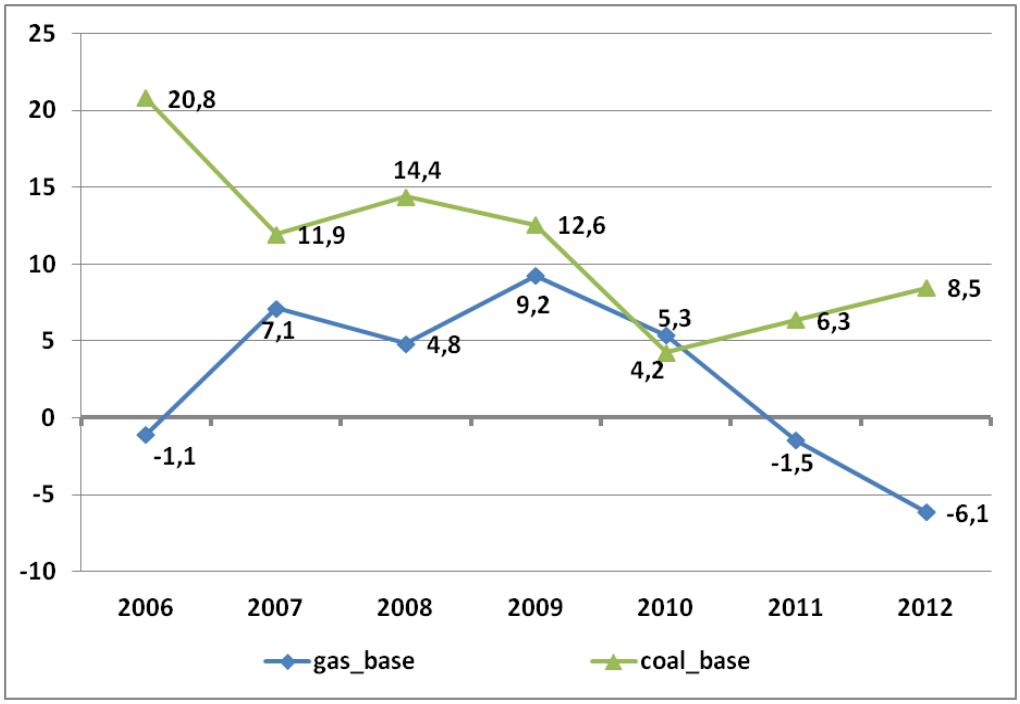
21. Le calcul de cette marge tient uniquement compte du combustible et du coût d'émission et ne prend pas en considération tous les autres coûts (investissement, personnel, entretien,…), souvent fixes. En outre, il y a également d'autres coûts variables plus modestes tels que les coûts d'exploitation et de maintenance et les frais de transport relatifs au transport du gaz et du charbon jusqu'à la centrale. D'autre part, le coût des quotas d'émission de CO_2 relatifs à la production au cours de la période 2008- 2012 constitue plutôt un coût d'opportunité étant donné qu'en Belgique, les centrales au gaz bénéficient d'une allocation (gratuite) des quotas d'émission équivalant à environ 5.500 heures de production *baseload*.

22. La figure ci-dessous illustre par année la rentabilité estimée pour l'année suivante d'une centrale au gaz et au charbon si la centrale produit en *baseload* cette année suivante. Ceci est calculé en déduisant le coût de production du prix de vente moyen d'Endex BE pour des livraisons *baseload* pour l'année suivante. La moyenne est calculée sur tous les jours de *trading* de toute l'année précédant la livraison. Pour le prix du gaz, l'on s'est basé sur le prix du gaz TTF moyen. Pour le prix du charbon, l'on s'est basé sur le prix moyen pour la livraison dans la région Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (ARA). Le prix du CO_2 est basé sur les données de Point Carbon et d'EEX.

23. La marge *baseload* brute moyenne d'une centrale au charbon connaît une tendance à la baisse avec une marge de 20,8 €/MWh en 2006 (pour une livraison *baseload* en 2007) qui a évolué vers une marge de 5,3 €/MWh en 2010. Ensuite, la marge a une nouvelle fois augmenté jusqu'à 8,5 €/MWh en 2012 pour une livraison en 2013.

24. La marge *baseload* brute moyenne d'une centrale au gaz connaît une tendance différente et a enregistré une marge (légèrement) négative en 2006 (pour une livraison *baseload* en 2007) qui a évolué vers une marge de 9,2 €/MWh en 2009. Ensuite, la marge a une nouvelle fois diminué jusqu'à -6,1 €/MWh en 2012 pour une livraison en 2013. La marge d'une centrale au gaz est presque toujours inférieure à celle d'une centrale au charbon. Cependant, la différence a augmenté ces deux dernières années.

25. Un spread négatif indique que les frais de production d'électricité sont supérieurs au prix de vente de l'électricité. La centrale de production ne doit évidemment pas être vendue en cas d'une marge (variable) brute négative.



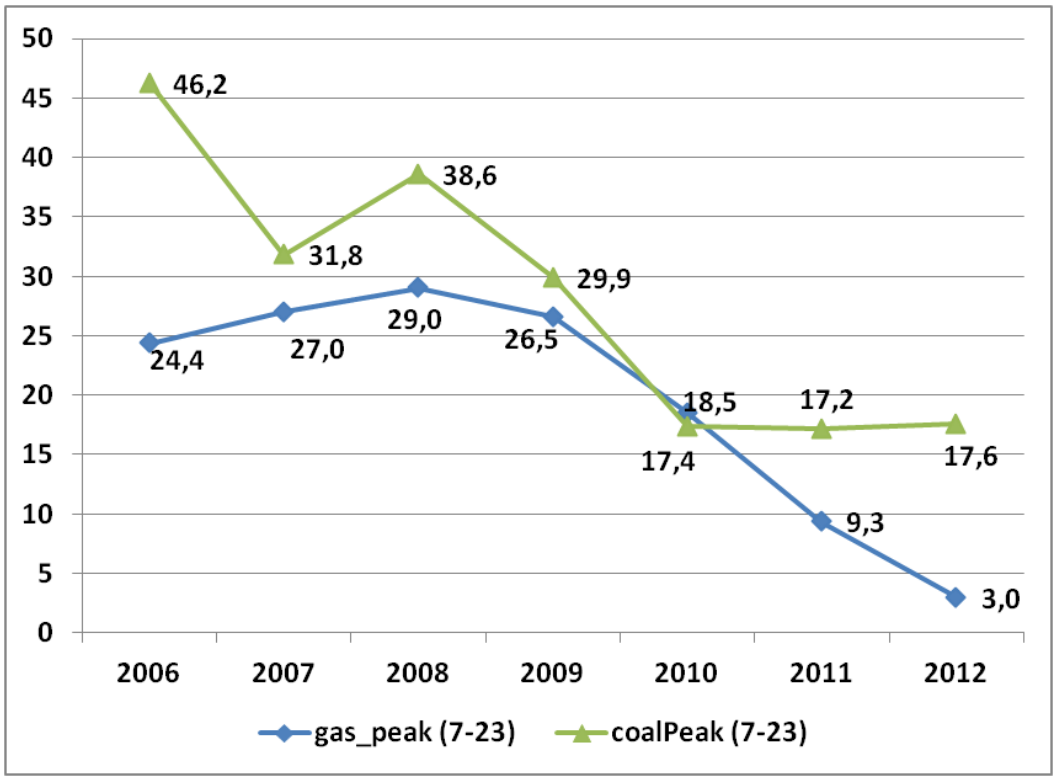
Year ahead clean spark spread moyen pour le *baseload* (en €/MWh)
Source : CREG

26. Une centrale au gaz peut également être mise hors service la nuit, lorsque les marges sont généralement plus faibles ou négatives, et produire uniquement le jour. De la sorte, la centrale peut éviter de produire à perte. Cependant, le marché Endex BE (pour les livraisons en Belgique) ne recense pas de produits de *peakload*, tandis que le marché

Endex NL (pour les livraisons aux Pays-Bas) recense des produits de *peakload* pour l'année suivante au cours de la période de 7h à 23h. Sur la base de la différence entre les prix pour les livraisons *baseload*, il est possible de réaliser une estimation du prix des livraisons *peakload* en Belgique pour l'année suivante. La figure ci-dessous a été réalisée sur la base de ces chiffres, tant pour une centrale au gaz que pour une centrale au charbon.

27. La marge *peakload* brute moyenne d'une centrale au charbon connaît une tendance à la baisse avec une marge de 46 €/MWh en 2006 (pour une livraison *peakload* en 2007) qui a évolué vers une marge de 18,5 €/MWh en 2010. Ensuite, la marge a baissé légèrement jusqu'à 17,5 €/MWh en 2012 pour une livraison en 2013.

28. La marge *peakload* brute moyenne d'une centrale au gaz connaît une tendance différente avec une marge de 24,4 €/MWh en 2006 (pour une livraison *peakload* en 2007) qui a évolué vers une marge de 9,3 €/MWh en 2009. Ensuite, la marge a une nouvelle fois baissé jusqu'à 3 €/MWh en 2012 pour une livraison en 2013. La marge d'une centrale au gaz est presque toujours inférieure à celle d'une centrale au charbon. La différence a augmenté ces deux dernières années.



Year ahead clean spark spread moyen pour le *peakload* (en €/MWh)
Source : CREG

Estimation marge brute d'une « merchant plant » au gaz sur le marché forward et le marché spot

29. Pour les centrales au gaz, le marché de gros à court terme (marché spot) constitue certainement une source alternative de marge, venant s'ajouter au marché de gros à long terme (marché forward). En effet, l'utilisation d'une centrale au gaz peut être optimisée à court terme en arbitrant avec les marchés spot. Ceci est illustré ci-dessous à l'aide d'un exemple chiffré fictif, mais réaliste.

30. Le calcul ci-dessous concerne une unité dite « merchant plant », à savoir une unité pouvant être exploitée purement sur la base de signaux de marché et ne connaissant aucune restriction. En réalité, seule une partie des unités au gaz en Belgique peuvent être utilisées comme des « merchant plants ». Les unités devant fonctionner (must run), comme certaines unités de cogénération, *fatal gases*, réserves fonctionnant obligatoirement, soutien du réseau, ne peuvent pas (ou dans une mesure nettement moindre) réagir aux signaux du marché. En outre, certaines installations ou un portefeuille d'unités doivent tenir compte des prélèvements obligatoires de gaz « take-or-pay » sous contrats à long terme. Pour ces portefeuilles, il peut s'avérer plus avantageux de fonctionner/produire à un *clean spark spread* (légèrement) négatif que de procéder à une mise hors service et de subir l'obligation plus coûteuse « take-or-pay » du fournisseur de gaz. Au vu des dernières évolutions, ces dernières restrictions auront de moins en moins d'effet.

31. Les restrictions susmentionnées diffèrent selon l'acteur de marché. Une hypothèse supplémentaire concerne la stratégie de vente. Dans l'exemple ci-dessous, l'on part d'une stratégie linéaire de couverture sur trois ans, suivie d'une deuxième optimisation dans le marché spot. Cette stratégie n'est que l'une des nombreuses stratégies possiblement appliquées par les producteurs. D'autres stratégies, toutes aussi réalistes, ne donnent pas nécessairement lieu aux mêmes résultats. Cependant, ceci aussi peut varier fortement en fonction de l'acteur de marché. Par conséquent, l'utilisation d'une « merchant plant » combinée à une stratégie linéaire de couverture sur 3 ans peut donc être considérée comme une bonne référence.

32. Les centrales de production sont « vendues » à l'avance sur le marché à long terme. Conformément à la stratégie linéaire de couverture, l'on y procède trois ans à l'avance, en vendant systématiquement un tiers de la capacité de la centrale. Selon cette stratégie, une centrale au gaz qui fournira de l'électricité en 2012 est déjà vendue pour un tiers en 2009. Prenons une TGV de 420 MW. Le tableau ci-dessous reflète la marge par MWh vendu, pour

un tiers de la TGV pendant 8.760 heures et pour l'ensemble de la TGV. Ce calcul est réalisé sur la base des prix de gros moyens en 2009 pour une livraison en 2012. « SRMC » signifie *short run marginal cost*. Il découle de ce tableau que le propriétaire réalise une marge (brute) de 4,7 euros par MWh vendu. S'il vend un tiers de l'unité TGV en 2009, cela lui rapporte une marge moyenne de 5,8 millions d'euros. Pour une TGV complète, cela fait une marge de 17,3 millions d'euros[5].

Prix *baseload* moyens en 2009 pour une livraison en 2012 et la marge en résultant	
Electricité (€/MWh)	57,7
Gaz (€/MWh)	23,4
CO_2 (€/tonne)	15,3
SRMC TGV(€/MWh)	53,0
Marge (par MWh vendu)	4,7
Marge 1/3 TGV 420 MW (€)	5.761.870
Marge TGV 420 MW (€)	17.285.609

Source : CREG

33. Le propriétaire de l'unité TGV achète donc le gaz et les quotas d'émission de CO_2 nécessaires sur le marché forward et vend l'équivalent en électricité. Par conséquent, le propriétaire a donc constitué une position de surplus (*long*) en gaz et en CO_2 et une position de pénurie (*short*) en électricité.

34. Pour la livraison chaque jour de 2012, le propriétaire a cependant toujours réellement le choix de produire l'électricité avec la TGV même ou de la mettre hors service, d'acheter sur le marché à court terme l'électricité qu'il doit fournir et de vendre le gaz et le CO_2. Cette décision dépend des prix sur les marchés à court terme. Le tableau ci-dessous illustre les prix moyens sur le marché à court terme en 2012.

Prix *baseload* moyen en 2012 pour une livraison le jour suivant	
Electricité (€/MWh)	47,0
Gaz (€/MWh)	25,0
CO2 (€/tonne)	7,4
SRMC TGV(€/MWh)	52,9
Marge (par MWh vendu)	-5,9
Marge 1/3 TGV 420 MW (€)	-7.255.620
Marge TGV 420 MW (€)	-21.766.860

Source : CREG

[5] Les exemples sont basés sur une disponibilité à 100 %. Dans la pratique, les TGV modernes peuvent atteindre une disponibilité de plus de 90 %.

35. A première vue, ceci est négatif pour la marge de la TGV : le prix de l'électricité est relativement bas par rapport au gaz et au CO_2 et, si le propriétaire de l'unité TGV doit acheter du gaz et du CO_2 sur le marché à court terme afin de faire fonctionner la TGV, il réalisera une perte de 5,9 euros par MWh vendu. L'inverse se vérifie en revanche : en effet, le propriétaire a déjà acheté le gaz et le CO_2 sur le marché forward en 2009 pour une livraison en 2012. Qui plus est, le gaz et le CO_2 dans le portefeuille, achetés sur le marché forward, peuvent à présent être vendus sur le marché à court terme à des prix en moyenne relativement plus élevés et le propriétaire peut acheter l'électricité qui doit être fournie à un prix relativement bon marché sur le marché à court terme. Cela signifie que le propriétaire réalise une marge supplémentaire de 5,9 euros par MWh si le gaz et le CO_2 sont vendus sur le marché à court terme pendant toutes les heures de 2012. Pour une TGV de 420 MW au total, cela résulte en une marge *supplémentaire* de 21 millions d'euros, plus que sur le marché forward en 2009 (pour une livraison en 2012).

36. En outre, le propriétaire n'est pas obligé de prendre la décision de vendre ou non le gaz et le CO_2 sur le marché à court terme une seule fois pour l'ensemble de l'année. Il peut prendre cette décision au jour le jour. Si un *clean spark spread* positif est enregistré sur le marché à court terme lors d'une journée, le propriétaire peut décider de produire. Si l'on tient compte de cette flexibilité sur une base journalière, la marge par MWh augmente jusqu'à 6,9 euros. Pour une TGV complète, cela équivaut à 25,4 millions d'euros. L'exercice peut être encore plus détaillé en tenant compte des heures de pointe et des heures creuses (cf. infra).

Marge sur le marché à court terme par le biais d'une optimisation sur une base journalière	
Marge (par MWh vendu)	6,9
Marge 1/3 TGV 420 MW (€)	8.472.858
Marge TGV 420 MW (€)	25.418.574

Source : CREG

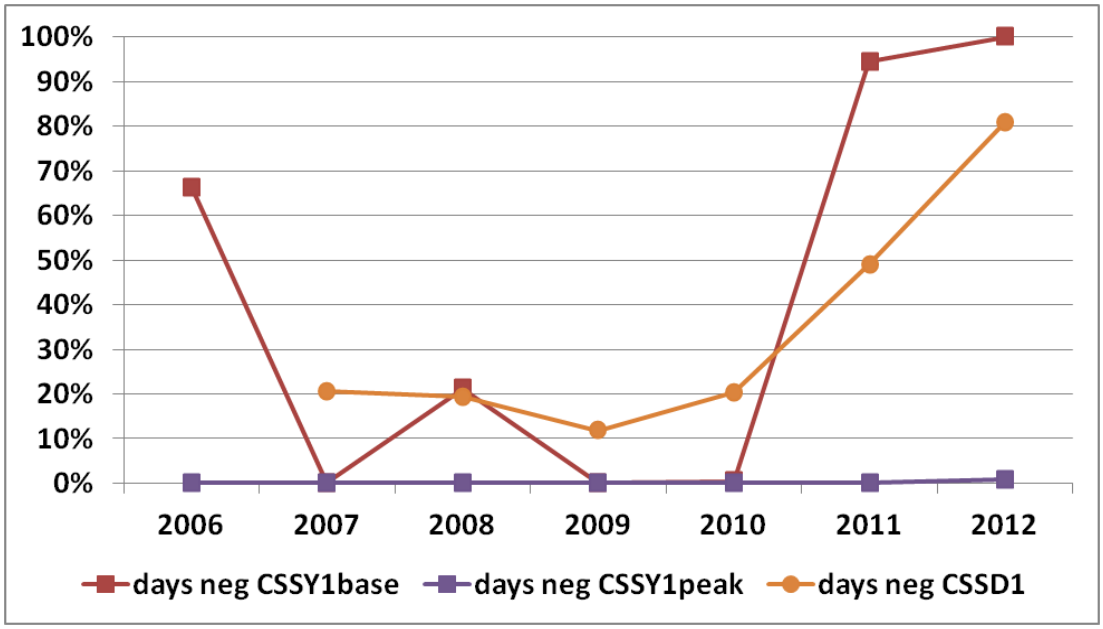
37. La conclusion contre-intuitive est donc que si le propriétaire a pu vendre la TGV sur le marché forward (et qu'il a par conséquent aussi acheté le gaz et les quotas d'émission de CO_2) parce que le *clean spark spread* sur ce marché était positif, il réalise une marge supplémentaire si le *clean spark spread* est négatif sur le marché à court terme (et que le propriétaire décide donc de ne pas faire fonctionner sa centrale et de vendre sur le marché à court terme le gaz et le CO_2 achetés sur le marché forward). Qui plus est, si la TGV est vendue sur le marché forward, le propriétaire réalise une marge supplémentaire encore plus

grande sur le marché à court terme à mesure que la centrale est davantage hors service (parce que le *clean spark spread* est négatif).

38. Ceci s'explique par le fait que le *clean spark spread* sur le marché forward est une moyenne de tous les *clean spark spreads* au cours de la période de livraison. Cette moyenne contient des heures (mieux : des blocs d'heures consécutives) avec des *spreads* positifs et négatifs. L'unité TGV a néanmoins la possibilité de ne pas fonctionner pendant les heures avec un *spread* négatif.

39. Vu que le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz en 2011 et 2012 était faible et étant donné que les *baseload clean spark spread* forward étaient encore positifs en 2008, 2009 et 2010, les propriétaires de centrales au gaz, qui suivent la stratégie de couverture décrite ci-dessus, ont réalisé d'importantes marges en 2011 et 2012 parce qu'ils ont dû mettre leurs centrales hors service (en raison de *clean spark spreads* négatifs sur le marché à court terme). Ces marges sur le marché à court terme peuvent même être supérieures à celles sur le marché à long terme, comme en témoigne l'exemple chiffré.

40. La figure ci-dessous illustre la part exprimée en pourcentage des jours de *trading* par an pendant lesquels un *clean spark spread* négatif a été enregistré, et ce, pour les trois marchés : *baseload year ahead* (rouge), *peakload year ahead* (mauve) et *baseload day-ahead* (orange). Il en découle pour 2012 que le marché à court terme a connu un *baseload clean spark spread* négatif pendant 80 % des jours de *trading*, ce qui fait que la marge pour l'optimisation à court terme est si élevée.



Part exprimée en pourcentage des jours de *trading* par an avec un *clean spark spread* négatif (baseload year ahead – rouge, peakload year ahead – mauve, baseload day-ahead – orange)
Source : CREG

41. En résumé: comme le propriétaire de l'unité TGV constitue un portefeuille sur le marché de gros forward avec une position *long* en gaz et en CO_2 et une position *short* en électricité, la valeur économique de ce portefeuille augmente si le gaz et le CO_2 deviennent plus chers par rapport à l'électricité. D'autre part, le risque est limité si le prix évolue dans l'autre sens, à savoir si l'électricité devient plus chère et le gaz et le CO_2 moins chers : le propriétaire peut alors éviter la perte en faisant en sorte que la TGV produise. La TGV fonctionne donc comme un instrument de *hedging*.

42. En cas de *clean spark spread* négatif sur le marché à court terme, il est uniquement possible de réaliser une marge si l'unité au gaz a été vendue plus tôt sur le marché forward. Cela signifie qu'il faut un *clean spark spread* positif sur le marché forward. En 2011 et 2012, ceci n'est pas ou que très peu le cas pour le *year ahead clean spark spread*, comme en témoigne la figure ci-dessus. La description susmentionnée de la marge supplémentaire sur le marché à court terme lorsque l'unité est hors service sera donc moins ou pas du tout d'application pour le *baseload* dans les années à venir. La figure indique toutefois qu'il n'y a presque pas de jours pendant lesquels le *year ahead clean spark spread* pour le *peakload* est négatif.

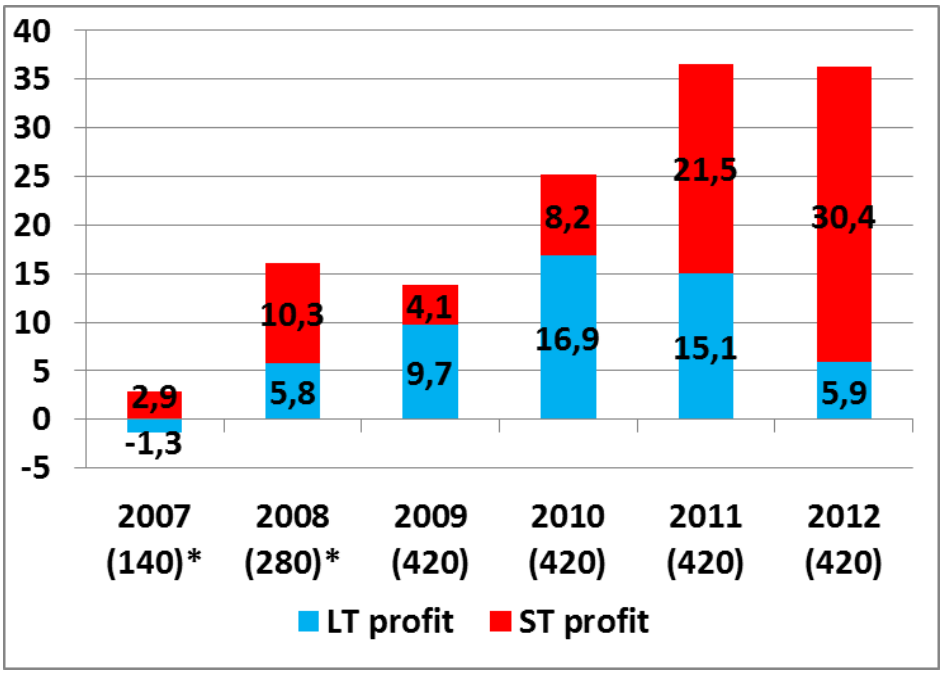
43. La figure ci-dessous donne une estimation de la marge totale d'une TGV de 420 MW sur le marché forward et le marché spot. La stratégie de vente supposée est la stratégie de couverture linéaire triennale : la vente de la TGV commence trois ans plus tôt. Dans ce cadre, un tiers de l'unité est vendue chaque année sur le marché forward *baseload*. Par année, 140 MW sont donc vendus. Simultanément, le gaz et les quotas d'émission de CO_2 nécessaires sont achetés. Dans le présent exercice, l'unité est également vendue si le *baseload clean spark spread* sur le marché forward est négatif. Pour le marché spot, l'on décide quotidiennement en *day-ahead* de mettre l'unité hors service ou non, en fonction du *clean spark spread* sur le marché *day-ahead* : si ce dernier est négatif, l'on achète 420 MW d'électricité *baseload* sur le marché *day-ahead* et l'unité ne fonctionne pas. Si le *clean spark spread* est positif, le gaz et le CO_2 achetés antérieurement sont utilisés afin que l'unité produise. Par jour, deux blocs sont examinés : les heures de pointe et les heures creuses[6] (cette répartition est faite pour tous les jours, donc tant pour les jours ouvrables que pour les jours de vacances et les jours de week-end).

44. La marge estimée dans la figure est exprimée en millions d'euros. Les barres bleues représentent la marge sur le marché forward (« LT profit ») ; les barres rouges la

[6] Les heures de pointe sont celles de l'heure 9 à l'heure 21 (= 13 heures, de 8h à 21h).

représentent sur le marché spot (« ST profit »)[7]. Pour 2007 et 2008, les données sont incomplètes. Par conséquent, l'on ne prend respectivement en considération qu'un tiers et deux tiers d'une TGV.

45. Cette figure démontre que la marge brute totale en tant qu'unité de production est la plus grande en 2011 et 2012, selon ce calcul plus de 35 millions d'euros par an pour une TGV de 420 MW. La marge sur le marché forward (barres bleues) diminue à partir de 2010, mais cette baisse est largement compensée par la marge croissante sur le marché spot : en 2010, celle-ci est estimée à 8,2 millions d'euros et représente 33 % de la marge brute totale estimée. En 2011, cette marge augmente jusqu'à 21,5 millions d'euros, soit 59 % du total. En 2012, elle s'élève à plus de 30 millions d'euros, soit 84 % de la marge totale estimée.



Estimation de la marge brute annuelle d'une TGV de 420 MW sur le marché forward (« LT profit » - bleu) et le marché spot (« ST profit » - rouge), pour autant que la TGV soit entièrement vendue sur le marché baseload forward selon une stratégie de *hedging* sur trois ans (marge exprimée en millions d'euros)
A défaut de données pour 2007 et 2008, on ne prend respectivement en compte qu'un tiers (140 MW) et deux tiers (280 MW) d'une TGV.
Source : CREG

46. La CREG souhaite, d'ores et déjà, faire part des remarques suivantes :

- Dans cet exercice, l'on prend uniquement en considération la marge brute sur le marché forward et le marché spot. L'on n'a, par exemple, pas tenu compte des coûts du capital ou d'entretien, des frais de transport et de personnel, mais pas non plus des avantages

[7] A défaut de données relatives aux prix forward pour 2007 et 2008, l'on ne prend respectivement en considération qu'un tiers et deux tiers de l'unité pour ces années.

complémentaires qu'implique une TGV, par exemple concernant une meilleure gestion de l'équilibre des ARP et les frais de déséquilibre plus faibles qu'elle implique.

- La TGV concernée a un rendement technique de 50 % et utilise 0,4 tonne de CO_2/MWh. Entre-temps, il existe des centrales avec un rendement plus élevé et un taux d'émission plus faible.
- Cet exercice s'applique au *baseload*. Ce même exercice peut être réalisé pour le *peakload*.
- Marge sur les bourses de gros : dans le cadre de cet exercice, l'on travaille uniquement avec les prix moyens sur les bourses de gros, calculés comme moyenne sur tous les jours de *trading*. Il n'y a donc pas de place pour le *market timing*. En outre, les calculs ne tiennent pas compte des prix des contrats à long terme.
- Dans cet exercice, l'unité est vendue une seule fois dans son ensemble sur le marché forward, avec un arbitrage par la suite sur le marché spot afin de récupérer le *clean spark spread* négatif (cf. infra). En réalité, l'unité peut cependant avoir été vendue et achetée plusieurs fois sur le marché forward, ce qui peut augmenter la marge.

47. Les marges élevées en 2011 et 2012 s'expliquent très probablement par le fait que le *clean spark spread* (CSS) négatif attendu à l'avance (en 2008- 2010) sur le marché à court terme pour 2011 et 2012 était relativement petit par rapport au CSS négatif réalisé finalement en 2011 et 2012, qui était beaucoup plus négatif. Par conséquent, l'optimisation avec le marché à court terme a rapporté beaucoup plus que prévu.

48. Ce CSS négatif plus important réalisé sur le marché à court terme en 2011 et 2012 a également un impact sur les attentes pour les années à venir. En effet, l'on s'attend déjà à un CSS total négatif plus important sur le marché à court terme (et un CSS total positif plus faible sur le marché à court terme). En d'autres mots, sur la base de la stratégie de vente décrite ci-dessus, la marge réalisée en 2011 et 2012 est plus importante parce que le CSS négatif sur le marché à court terme a sans doute surpassé les attentes. Cependant, ce CSS négatif plus important en 2011 et 2012 aura certainement aussi un impact sur les attentes futures. Sur le plan économique, il peut s'avérer rationnel pour l'entreprise de retirer les unités concernées du marché malgré les marges plus importantes que prévues en 2011 et 2012 si la valeur actuelle de la marge nette future est négative. Néanmoins, les centrales au gaz ont probablement réalisé un bénéfice plus important que prévu en 2011 et 2012.

A.3 Capacité et énergie produite des centrales de production

49. Une évaluation tant de la capacité des centrales de production que de l'énergie produite pour la période 2007-2012 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

50. *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 six années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme moment de référence.

GW	2007	2008	2009	2010	2011	2012	En %	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Electrabel	13,1	13,6	11,9	11,4	11,1	10,8		86 %	85 %	74 %	70 %	67 %	67 %
EDF-Luminus	1,9	2,0	2,2	2,4	2,4	2,3		12 %	13 %	14 %	14 %	14 %	14 %
EON			1,5	1,5	1,5	1,5				9 %	9 %	9 %	9 %
RWE/Essent				0,4	0,4	0,4					3 %	3 %	3 %
EnelTrade					0,4	0,4						2 %	2 %
Autres <2%	0,3	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9		2 %	2 %	3 %	4 %	4 %	5 %
TOTAL	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,2		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
							HHI	7477	7392	5743	5158	4843	4723

Source : CREG

51. 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 67% en décembre 2012. 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 effe,t toujours à 4.720 fin 2012, 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.

52. *Energie produite par acteur du marché* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de l'énergie produite par acteur du marché pour les six 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.

	Energie produite (TWh)						Valeur énergétique :					
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Electrabel	72,4	67,0	66,6	59,8	56,5	48,3	87 %	85 %	81 %	72 %	73 %	69 %
EDF-Luminus	9,1	9,2	12,0	12,1	9,3	8,6	11 %	12 %	15 %	15 %	12 %	12 %
EON			1,4	8,8	8,5	7,8			2 %	11 %	11 %	11 %
Acteurs <2%	2,1	2,2	2,3	2,8	3,6	5,1	2 %	3 %	3 %	3 %	5 %	7 %
Total	83,6	78,4	82,3	83,5	77,8	69,7	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
						HHI	7570	7380	6670	5370	5460	5010

Source : CREG

Les données témoignent d'une forte baisse de la production totale en 2012 par rapport à 2011, qui s'accentue encore davantage par rapport à 2009 et 2010. Au total, selon ces données, 69,7 TWh ont été produits en 2012 contre 77,8 TWh en 2011 et 83,5 TWh en 2010 ; c'est une diminution de 10% par rapport à 2011 et de 16,5 % par rapport à 2010.

53. Il découle de ce tableau qu'Electrabel a produit 48 TWh en 2012, soit un peu plus de 8 TWh en moins qu'en 2011 et 24 TWh en moins qu'en 2007. Ceci représente une part du marché de 69 %, soit le niveau le plus bas des six dernières années. L'une des principales raisons de la baisse de la production d'Electrabel et de l'ensemble de la zone de réglage Elia est l'indisponibilité de deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2, au total 2.000 MW) depuis août 2012. Si ces centrales avaient produit à leur capacité maximale au cours de la période août-décembre 2012, la production d'électricité nucléaire supplémentaire aurait été 7 TWh plus élevée, dont presque 90 % pour Electrabel et 10 % pour EdF-Luminus. La majorité de cette énergie non produite est très probablement compensée en grande partie par une augmentation des importations et non par une augmentation de la production des centrales TGV (cf. infra).

54. Concernant la capacité, Electrabel possède une part de marché de 67 %, tandis qu'elle détient 69 % des parts de marché en matière d'énergie produite. Cela implique que les centrales détenues par Electrabel ont un degré d'utilisation qui est[8] en moyenne supérieur à celui de ses concurrents. Cela ne vaut pas pour EdF-Luminus : fin 2012, 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 peut-être par le degré d'utilisation inférieur des TGV principalement.

[8] 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 de l'année à sa capacité maximale.

55. *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 six années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme moment de référence.

Type de combustible	Production (GW)							Part de marché (%)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gaz naturel	5,7	6,5	6,4	6,6	6,7	6,7		37%	40%	40%	40%	41%	41%
Nucléaire	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	5,9		38%	36%	37%	36%	36%	36%
Centrales de pompage	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		9%	9%	9%	8%	8%	9%
Charbon	1,5	1,5	1,5	1,2	1,3	1,0		10 %	9 %	9 %	7 %	8 %	6 %
Eolien	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4		0 %	0 %	1 %	2 %	2 %	3 %
Autres	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8		6 %	5 %	5 %	6 %	5 %	5 %
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,2							

Source : CREG

Il ressort de ce tableau que les unités au gaz représentent 41% de la capacité de production. Comme décrit ci-dessus, 11 grandes TGV représentent 4,5 GW, soit les deux tiers des unités à gaz (6,7 GW).

Les unités nucléaires représentent 36% de la capacité. Avec les unités à gaz, cela représente 77% de la capacité de production en Belgique. Les centrales de pompage et les centrales au charbon représentent respectivement 9 % et 6 %. Le top quatre représente donc plus de 90% de la capacité de production. L'éolien a une part de marché de 3 %. Le restant est marginal, avec une part de 2% ou moins.

56. *Energie produite par type de combustible.* Le tableau ci-dessous fournit une évaluation de l'énergie produite par type de combustible pour les six années écoulées. L'année complète y est prise en compte.

Type de combustible	Production (TWh)							Part de marché (%)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gaz naturel	26,2	24,1	27,1	28,6	23,3	21,3		31%	31%	33%	34%	30%	30%
Nucléaire	45,8	43,4	44,9	45,7	46	38,7		55%	55%	54%	55%	59%	55%
Centrales de pompage	1,3	1,3	1,4	1,4	1,2	1,3		2%	2%	2%	2%	2%	2%
Charbon	7,6	6,9	6,4	5,2	4,5	5,1		9%	9%	8%	6%	6%	7%
Eolien	0	0	0,1	0,3	0,4	0,9		0%	0%	0%	0%	1%	1%
Autres	2,8	2,8	2,7	2,6	2,5	2,6		3%	4%	3%	3%	3%	4%
Total	83,7	78,5	82,6	83,8	77,9	69,9							

Source : CREG

En 2012, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 69,9 TWh, soit la production la plus basse des six dernières années. Par rapport à 2011, il s'agit d'une baisse de 8 TWh ou 10 %. La diminution de la production était la plus importante pour les unités nucléaires, qui ont produit 38,7 TWh, pour 46 TWh en 2011 (diminution de 7,3 TWh, soit 16%). Cette diminution peut être presque tout à fait imputée à l'indisponibilité de deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) depuis août 2012 pour des raisons de sécurité. La production des centrales au gaz a également chuté de 23,3 TWh en 2011 à 21,3 TWh, soit une baisse de 9 %. La production par des centrales alimentées au charbon a atteint 5,1 TWh en 2012, ce qui représente une hausse de 0,6 TWh par rapport à 2011.

Malgré l'importante diminution de la production nucléaire, sa part de marché reste bien au-delà de la moitié et est de 55 %. La part des centrales au gaz reste quasiment constante et s'élève à 31 %. Les centrales à charbon produisent environ 7% de l'énergie. Par conséquent, le top trois produit 93 % de l'électricité totale en 2012, soit une légère baisse par rapport à 2011 lorsque 94 % de l'électricité totale était produite par le nucléaire, le gaz et le charbon.

57. *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. 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. Il est fait référence, pour cela, 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[9].

[9] Etude (F)111013-CDC-1113 :

B Consommation électrique

58. La présente section analyse l'évolution de la consommation électrique dans la zone de réglage belge sur la base des données fournies par Elia[10]. Cela ne signifie pas que l'ensemble de la consommation d'électricité en Belgique est mesuré, mais cela en offre une bonne approximation.

B.1 Evolution de la consommation d'électricité

59. Le tableau ci-dessous présente le prélèvement électrique total pour les années 2006 à 2012 inclus, ainsi que les puissances maximales et minimales demandées au cours de ces années. Au total en 2012, la consommation d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élevait à 81,7 TWh, ce qui représente une diminution de près de 2% par rapport à 2011. Il s'agit de la puissance demandée la plus basse des sept dernières années, à l'exception de 2009, lorsque la Belgique a connu une crise économique. Attention, la production décentralisée, par exemple celle réalisée par les panneaux solaires, a une nouvelle fois fortement augmenté en 2012 par rapport à 2011 (cf. infra).

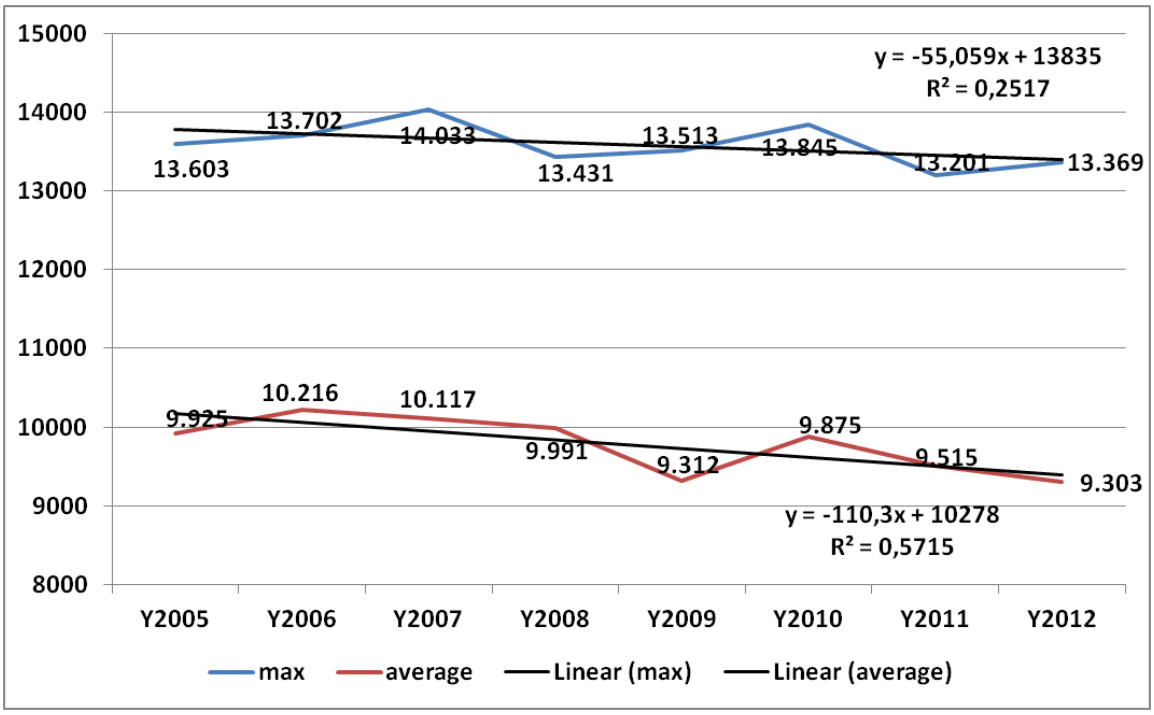
    La puissance demandée s'élevait à 13.369 MW maximum en 2012, ce qui est plus qu'en 2011. Le prélèvement minimal d'électricité en 2012 était de 5.845 MW maximum, soit le niveau le plus bas des sept dernières années. Cela représente un prélèvement *baseload* de 51,3 TWh, ou 63 % de la consommation totale.

Consommation	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total (TWh)	89,5	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3	81,7
Puissance maximale demandée (MW)	13.702	14.033	13.431	13.513	13.845	13.201	13.369
Puissance minimale demandée (MW)	6.520	6.378	6.330	5.895	6.278	6.232	5.845
Baseload (TWh)	57,1	55,9	55,6	51,6	55,0	54,6	51,3
%baseload	64%	63%	63%	63%	64%	66%	63%

Source : CREG

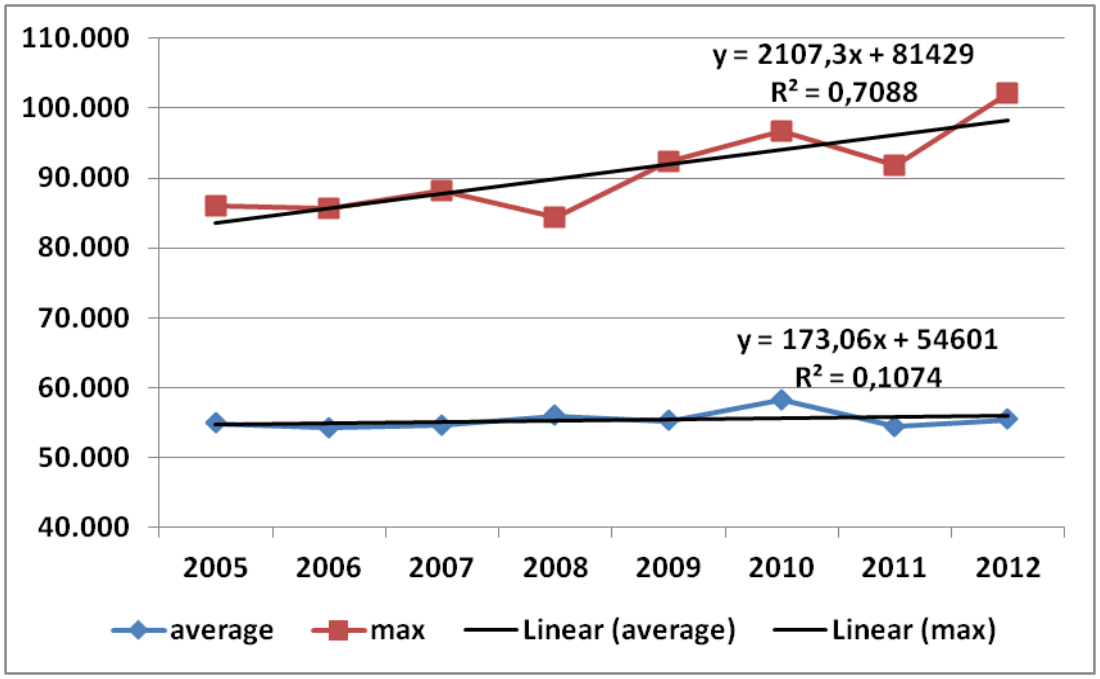
[10] La définition de la consommation selon Elia est la suivante : "*L'indicateur de consommation est basé sur les injections d'énergie électrique dans la zone de réglage Elia et offre une image approximative de la consommation électrique en Belgique. Les injections de la production décentralisée telle 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 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*."

60. La figure ci-dessous illustre l'évolution du prélèvement annuel moyen et du prélèvement maximal dans la zone de réglage Elia ainsi que leur courbe de tendance. Il en découle que le prélèvement moyen d'électricité baisse d'environ 1 % par an depuis 2006 (avec un niveau particulièrement bas en 2009 suite à la crise). Le prélèvement maximal d'électricité rencontre également une tendance à la baisse, bien que la variation soit plus importante, comme l'on pouvait s'y attendre. La baisse moyenne de la consommation maximale d'électricité est estimée à 0,4 % par an. Il est toutefois étonnant de constater que 2012 connaît un prélèvement maximal relativement faible malgré que le mois de février 2012 ait été marqué par une vague de froid plus longue et plus intense que lors des sept années précédentes.



Evolution du prélèvement moyen et maximal d'électricité (en MW) dans la zone de réglage Elia et leur courbe de tendance pour la période 2005 - 2012
Source : CREG

61. Ces tendances à la baisse du prélèvement d'électricité ne sont pas constatées en France. La figure ci-dessous présente les mêmes chiffres pour la France, à savoir l'évolution du prélèvement moyen et du prélèvement maximal en France. Il en découle que le prélèvement maximal connaît une tendance à la hausse, tandis que le prélèvement moyen reste presque constant d'un point de vue relatif.

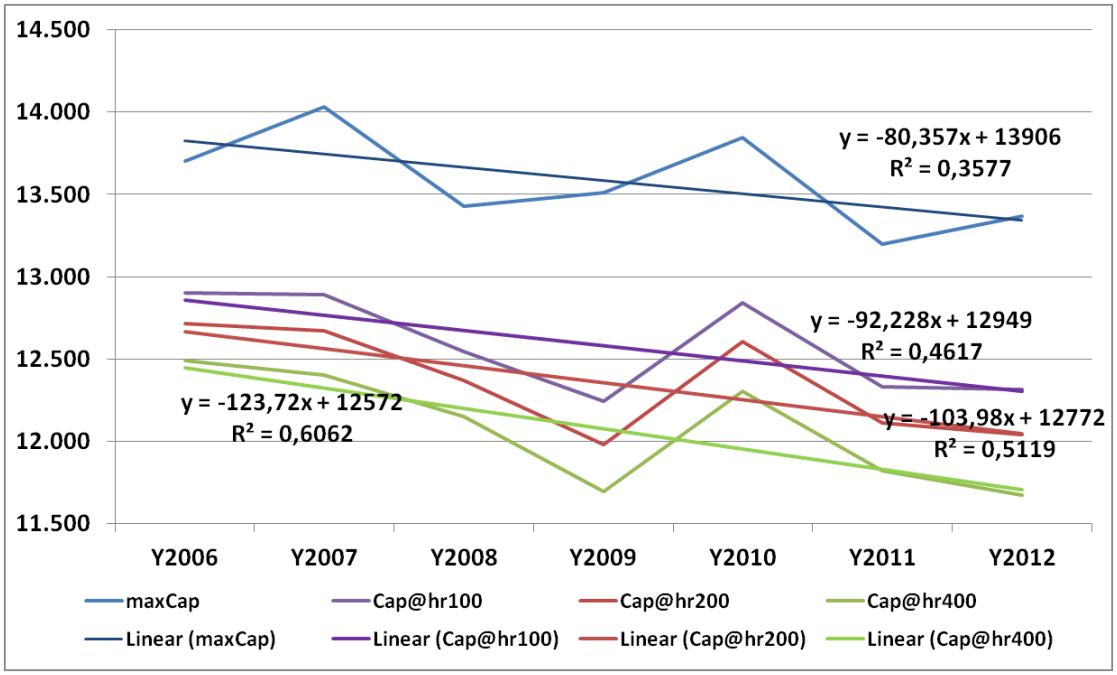


Evolution du prélèvement moyen et du prélèvement maximal d'électricité (en MW) en France et leur courbe de tendance pour la période 2005 - 2012.
Source : CREG

62. La figure ci-dessous représente de manière plus détaillée l'évolution des prélèvements élevés d'électricité dans la zone de réglage Elia pour les sept dernières années. Les courbes représentent les niveaux de prélèvement suivants :
    - niveau le plus élevé (ligne bleue – « maxCap »)
    - 100 heures après le niveau le plus élevé (ligne mauve – « Cap@hr100 ») ;
    - 200 heures après le niveau le plus élevé (ligne rouge – « Cap@hr200 ») ;
    - 400 heures après le niveau le plus élevé (ligne vert – « Cap@hr400 »).

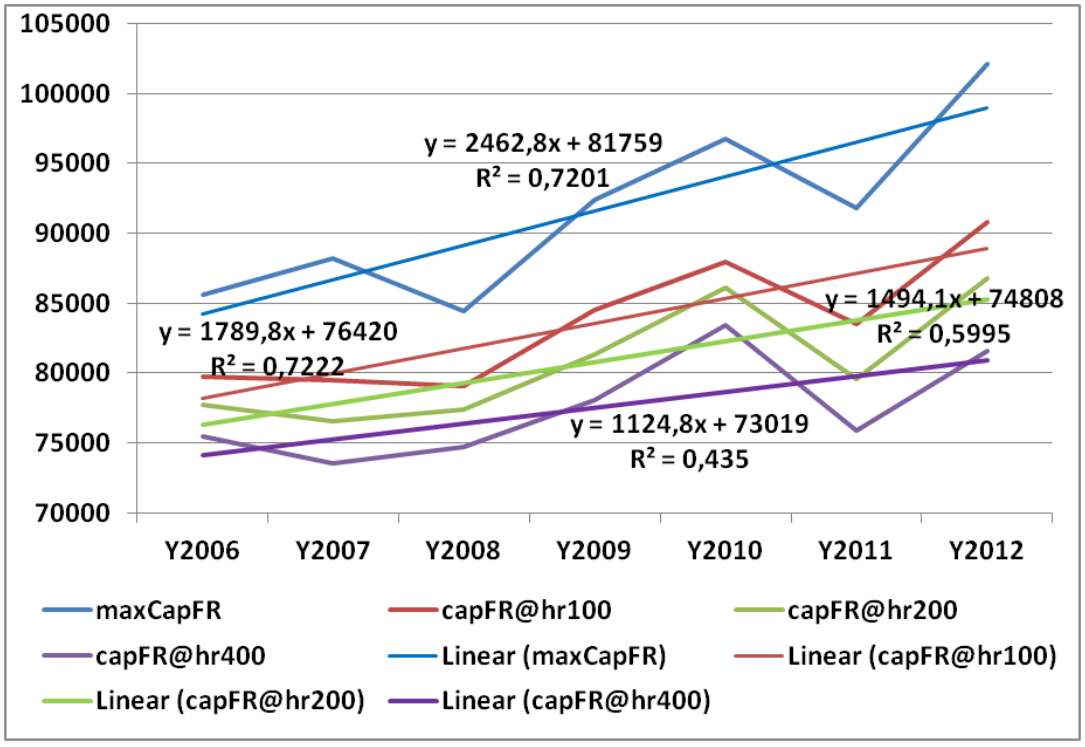
    Toutes les tendances sont négatives. En outre, plus le niveau de prélèvement est bas, plus la tendance négative est forte et moins la variation sur cette tendance est élevée (le pouvoir prédictif (R^2) augmente). La baisse du prélèvement d'électricité à la 100^e heure est estimée à 0,7 % en moyenne par an.

    La différence annuelle entre le niveau de prélèvement le plus élevé et celui à l'heure 100 oscille entre 800 et 1.300 MW. Cela signifie qu'une capacité de 1.000 MW environ n'est nécessaire que pendant moins de 100 heures. Pour les 100 heures suivantes, environ 200 MW viennent s'y ajouter.



L'évolution des niveaux de prélèvement classés au sein de la zone d'Elia (en MW) pour 2006-2012 (pour l'heure 1, l'heure 100, l'heure 200 et l'heure 400), ainsi que leur courbe de tendance
Source : CREG

63. En examinant les mêmes chiffres pour la France, l'on constate à nouveau une tendance opposée : toutes les tendances sont positives. Plus le niveau de prélèvement est bas, plus la tendance positive est faible. Cependant, plus le niveau de prélèvement est bas, plus la variation sur la tendance positive est importante (le pouvoir prédictif (R^2) diminue).

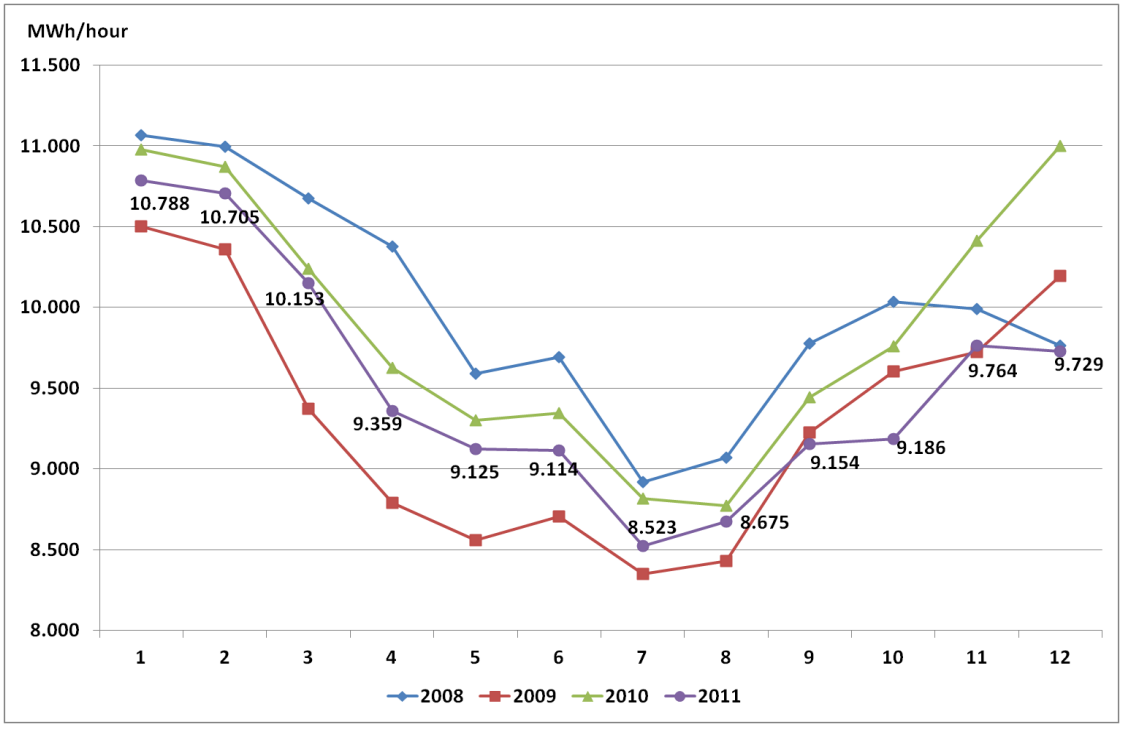


L'évolution des niveaux de prélèvement classés dans la zone de réglage française (en MW) pour 2006-2012 (pour l'heure 1, l'heure 100, l'heure 200 et l'heure 400), ainsi que leur courbe de tendance
Source : CREG op basis van cijfers RTE

64. Concernant la zone d'Elia, ces chiffres n'ont été corrigés ni en termes de température ni en termes de production locale par Elia. Pour le prélèvement maximal, une importante sensibilité des prix peut jouer un rôle à la baisse (de grands consommateurs qui réduisent leur consommation lorsque les prix sont élevés, un comportement que la CREG a déjà pu constater par le passé). Quoi qu'il en soit, la CREG se demande dans quelle mesure l'évolution constatée de la demande d'électricité en baisse est structurelle ou liée à la conjoncture, à des circonstances climatiques ou à d'autres raisons. En d'autres termes, dans quelle mesure peut-on s'attendre à ce que la tendance à la baisse du prélèvement maximal et du prélèvement moyen d'électricité se poursuive, par exemple lors de la reprise de l'économie ? Afin de pouvoir répondre avec plus de certitude à cette question, une analyse plus détaillée que celle ci-dessus est nécessaire. Une telle analyse sort du cadre du présent rapport de monitoring.

B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météorologiques

65. Les chiffres ci-dessus et le graphique ci-dessous ne tenant pas compte des effets de température. Il semblait relevant de décrire l'impact de la météorologie sur la consommation.



Consommation moyenne sur une base mensuelle dans la zone de réglage Elia de 2008 à 2012

66. 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.

67. Le tableau ci-dessous indique, pour chaque année, la consommation annuelle belge et la température moyenne annuelle en Belgique sur la période 2007 à 2012.

année	2007	2008	2009	2010	2011	2012
consommation totale annuelle (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3	81,7
température moyenne anuelle	11,52	10,88	11,02	9,66	11,62	10,59

Source : ELIA :

68. D'après le tableau ci-dessus, les années les plus chaudes sur la période 2007 à 2012 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.

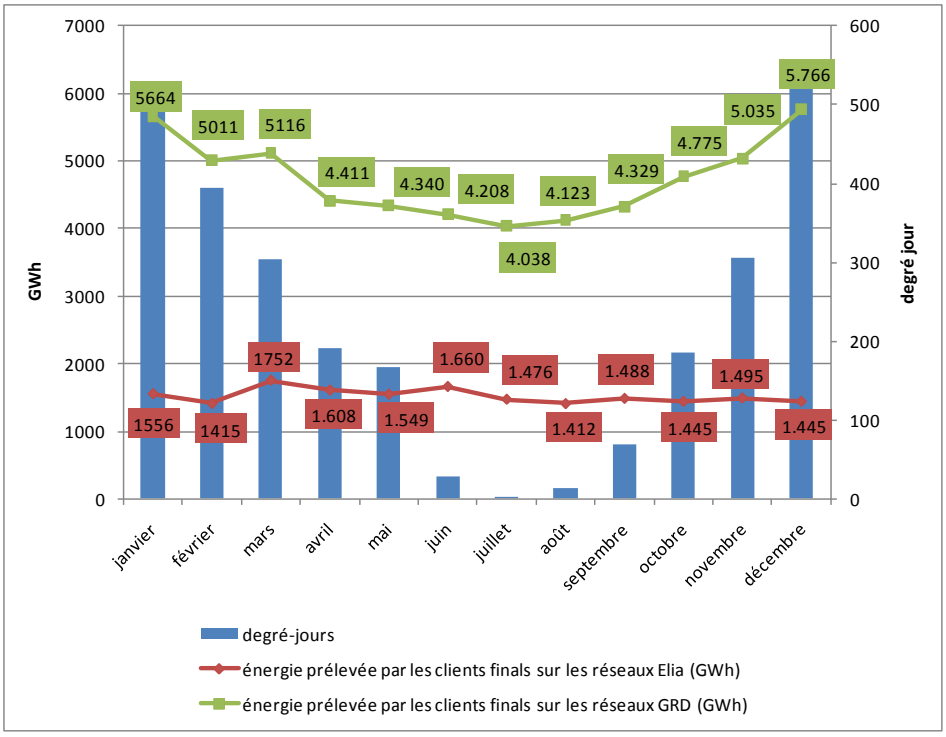
69. L'année 2007, comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, est une année caractérisée par des températures largement supérieures aux normales saisonnières durant sept mois, par des températures légèrement inférieures à la norme durant quatre mois et par un mois coïncidant à la norme. Cela signifie 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.

70. 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-après, 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

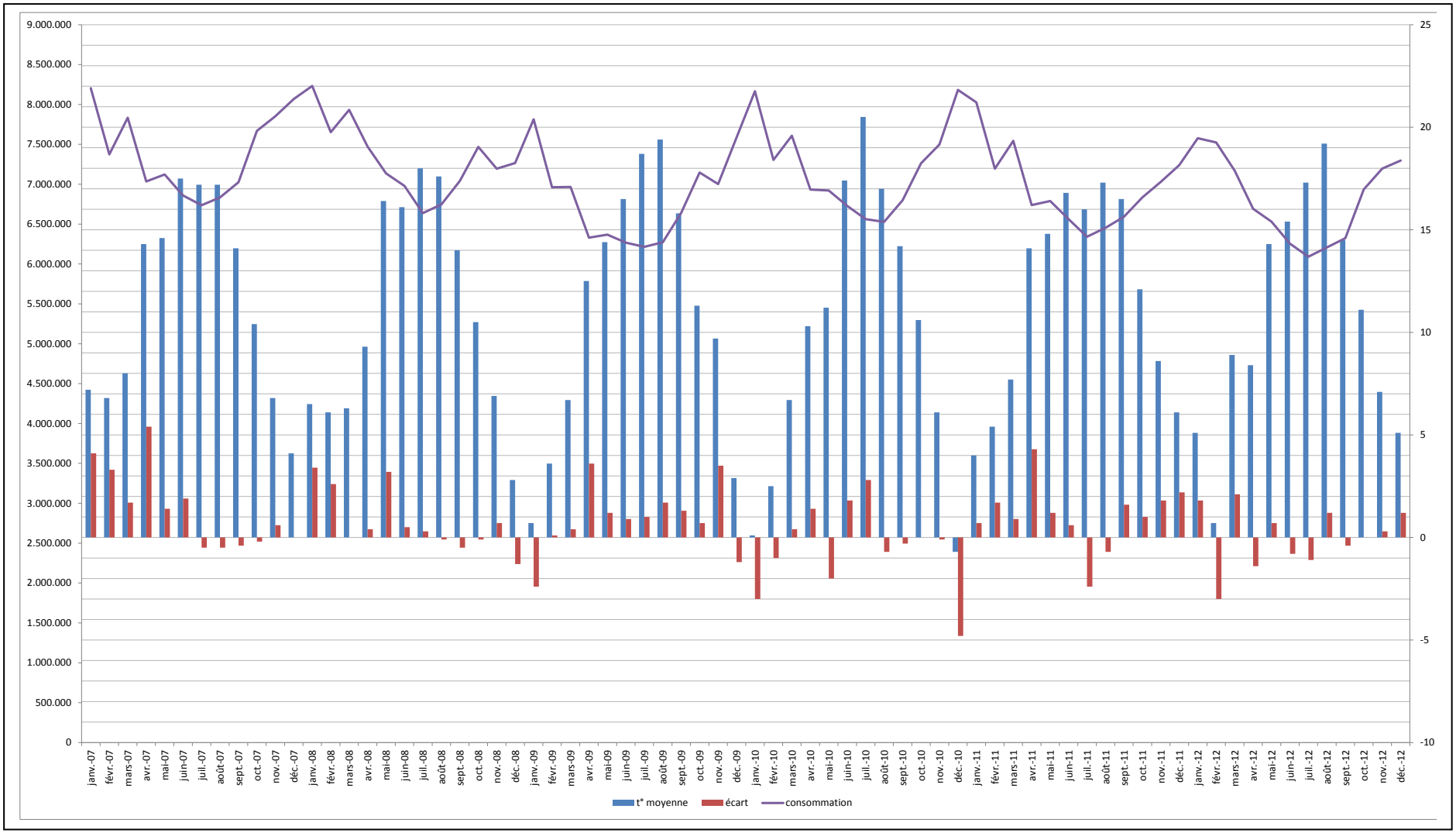
consommation. Néanmoins, cette douceur est de courte durée, car, en décembre, les courants polaires amènent la neige et un temps frais, ce qui entraîne à nouveau à la hausse la demande en électricité.

71. 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.

72. 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-après.



Source : Synergrid 2010


9.000.000
8.500.000
8.000.000
7.500.000
7.000.000
6.500.000
6.000.000
5.500.000
5.000.000
4.500.000
4.000.000
3.500.000
3.000.000
2.500.000
2.000.000
1.500.000
1.000.000
500.000
0
25
20
15
10
5
0
-5
-10
janv.-07
févr.-07
mars-07
avr.-07
mai-07
juin-07
juil.-07
août-07
sept.-07
oct.-07
nov.-07
déc.-07
janv.-08
févr.-08
mars-08
avr.-08
mai-08
juin-08
juil.-08
août-08
sept.-08
oct.-08
nov.-08
déc.-08
janv.-09
févr.-09
mars-09
avr.-09
mai-09
juin-09
juil.-09
août-09
sept.-09
oct.-09
nov.-09
déc.-09
janv.-10
févr.-10
mars-10
avr.-10
mai-10
juin-10
juil.-10
août-10
sept.-10
oct.-10
nov.-10
déc.-10
janv.-11
févr.-11
mars-11
avr.-11
mai-11
juin-11
juil.-11
août-11
sept.-11
oct.-11
nov.-11
déc.-11
janv.-12
févr.-12
mars-12
avr.-12
mai-12
juin-12
juil.-12
août-12
sept.-12
oct.-12
nov.-12
déc.-12
t° moyenne
écart
consommation

Source : Elia)

73. 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 2.300MW[11] 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.

74. 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.

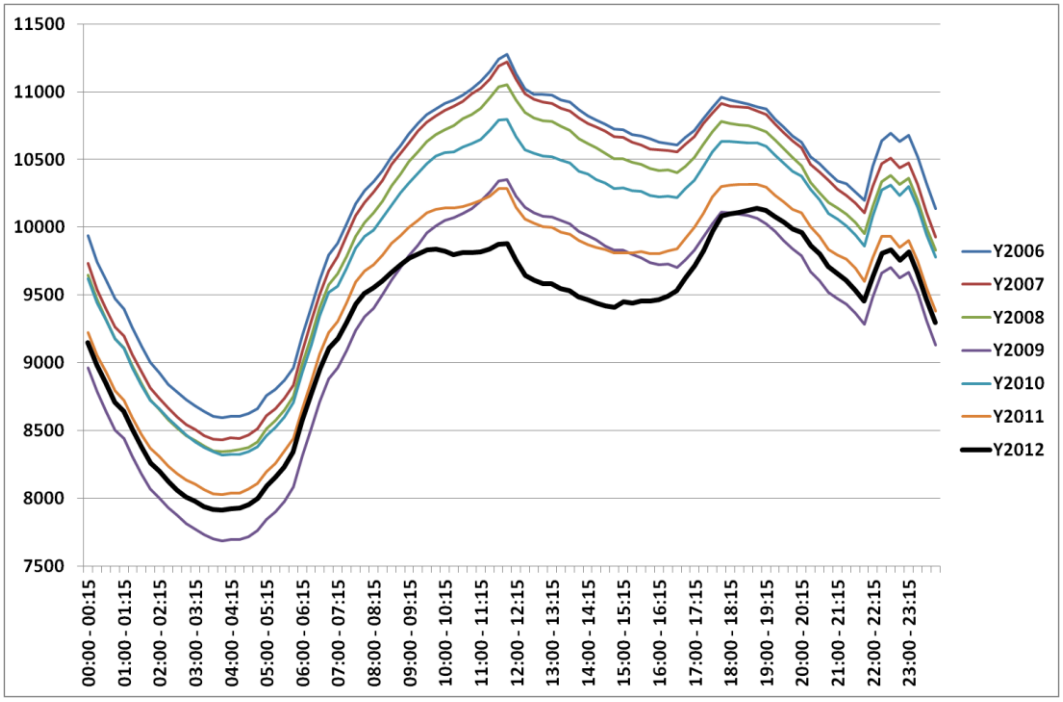
75. L'année 2012 est toujours affectée par la crise économique. En effet, la croissance de l'économie européenne fut la plus basse depuis deux ans au premier trimestre 2012. Ce ralentissement économique limite la consommation en électricité et particulièrement celle des clients industriels. Durant le premier trimestre 2012, les températures sont assez clémentes excepté en février. Durant ce mois, le continent européen est touché par une vague de froid entraînant une hausse de la consommation d'électricité. La France a atteint des records de consommation vu son hypersensibilité aux températures en hiver à cause de l'utilisation du chauffage électrique. Durant le mois de mars, la Belgique et la France ont dû faire face à une conjoncture météorologique qui a entraîné le maintien de la neige sur les lignes à haute tension endommageant les pylônes haute tension entraînant des coupures d'électricité dans la région hennuyère et le nord de la France. Le deuxième trimestre connaît des températures assez clémentes, voire même caniculaires, durant quelques jours en juin. Ceci va entraîner une légère hausse de la consommation pour le conditionnement d'air.

[11] RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2011, p. 13

Notons également que le deuxième trimestre compte un nombre non négligeable de jours de congé qui entraîne une baisse de la consommation. Le troisième trimestre comprenant les mois d'été est marqué par un mois de juillet et d'août avec des températures inférieures aux normales saisonnières même si à la mi-août, la Belgique a dû faire face à quelques journées caniculaires. Le quatrième trimestre connaît un temps pluvieux, mais avec des températures assez douces pour la saison.

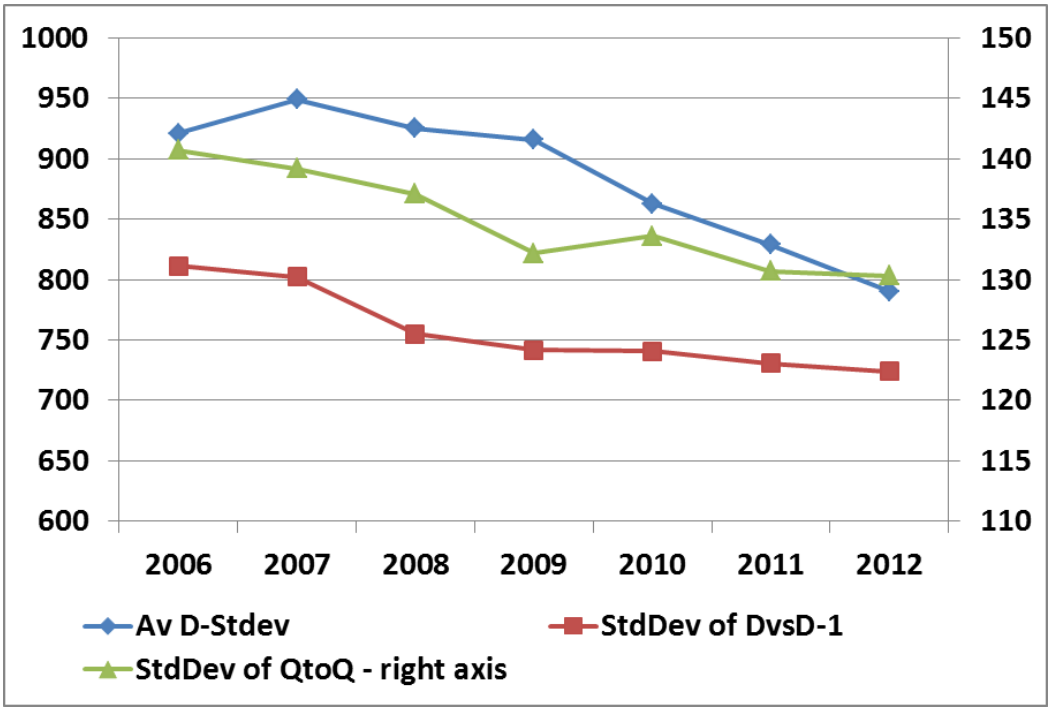
B.3 Profil d'utilisation et impact des panneaux solaires

76. La figure ci-dessous illustre l'évolution durant la journée du prélèvement moyen par quart d'heure dans la zone de réglage Elia pour les années 2006 à 2012. Cette figure illustre la diminution du prélèvement pendant les années 2009 (ligne mauve), 2011 (ligne orange) et surtout 2012 (ligne noire). Le profil de 2012 est, toutefois, singulier lui aussi : pendant les heures de l'après-midi, on constate un prélèvement moindre que pendant le pic de soirée. Ce phénomène est significatif pour l'année 2011, même s'il est limité, et peut s'expliquer par la hausse de la production d'électricité due aux panneaux solaires.



Prélèvement moyen d'électricité par quart d'heure dans la zone d'Elia pour les années 2006 à 2012 (en MW)
Source : CREG

77. La figure ci-dessus ne démontre pas uniquement que le prélèvement d'électricité en milieu de journée a baissé en 2012 par rapport aux années précédentes, mais aussi que la diminution est moins prononcée pendant les heures creuses. La variabilité du prélèvement d'électricité en journée a donc baissé. Ceci est également confirmé par la figure ci-dessous. Cette figure représente la variabilité moyenne au cours de la journée mesurée à l'aide de la déviation standard (« Av D-Stdev » – ligne bleue) ainsi que la déviation standard de la différence de prélèvement d'électricité entre deux journées consécutives (« StdDev of DvD-1 » – ligne rouge). En outre, la figure illustre sur l'axe de droite la déviation standard de la différence entre deux quarts d'heure consécutifs (« Stdev of QtoQ – right axis » – ligne verte). Ces statistiques baissent également, mais dans une moindre mesure. L'on peut donc conclure que la variabilité de la demande d'électricité diminue tant au cours d'une journée qu'entre deux journées consécutives et deux quarts d'heure consécutifs.



Par an, la variabilité moyenne du prélèvement d'électricité au cours d'une journée (« Av D-Stdev » – ligne bleue), la différence entre deux journées consécutives (« StdDev of DvD-1 » – ligne rouge) et, sur l'axe de droite, la différence entre deux quarts d'heure consécutifs (« Stdev of QtoQ » – ligne verte) (en MW). Les axes verticaux de gauche et de droite commencent respectivement à 600 MW et à 110 MW.
Source : CREG

78. Une baisse de la variabilité n'implique pas nécessairement un besoin supplémentaire de flexibilité. En effet, la variabilité n'est pas la même chose que la prévisibilité. Comme détaillé dans la partie cinq sur le *balancing*, le gestionnaire du réseau doit mettre tous les ans davantage de moyens en œuvre afin de

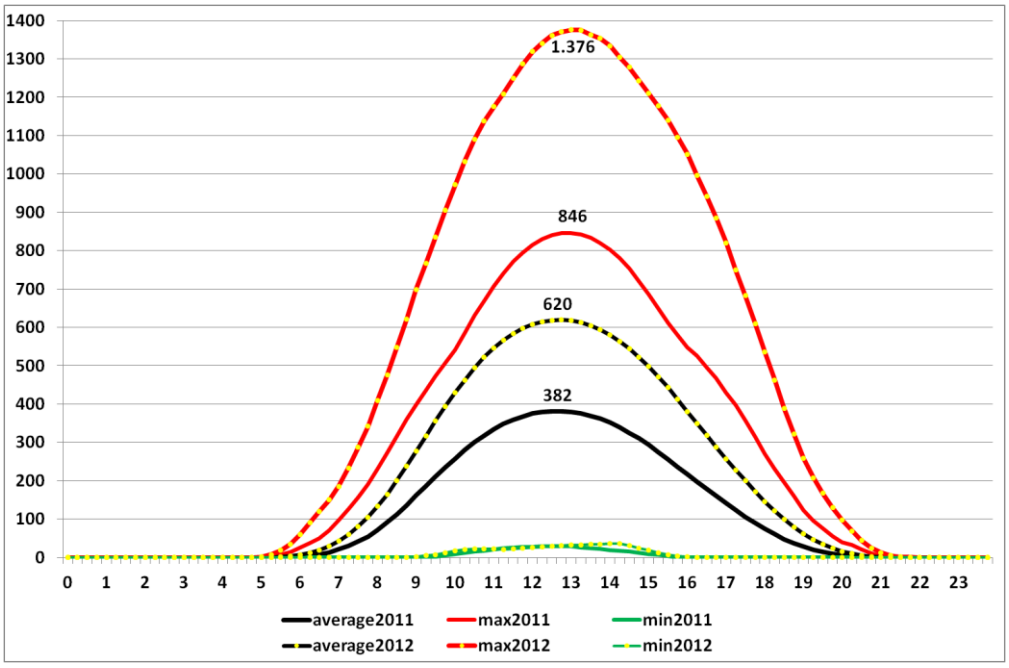
conserver l'équilibre, et ce, malgré la (légère) baisse de la variabilité de la demande d'électricité constatée ci-dessus.

Impact production solaire

79. La CREG ne dispose pas de données de production détaillées (par heure ou par jour) concernant les panneaux solaires décentralisés. Elle peut toutefois réaliser une estimation de cette production en Flandre sur la base de l'octroi total de certificats verts par mois et sur la base des données de production solaire en Allemagne. Concrètement, la production par heure réalisée par les panneaux solaires en Flandre est estimée comme suit : la production mensuelle totale par les panneaux solaires dans la zone de réglage de TenneT-Allemagne est comparée à la production solaire mensuelle totale en Flandre (sur la base du nombre de certificats octroyés). Ensuite, la production solaire allemande est recalculée sur la base de cette comparaison afin d'obtenir l'estimation de la production belge (qui, à l'heure actuelle, est toujours principalement réalisée par la Flandre). La période concernée s'étend sur 2011 – 2012.

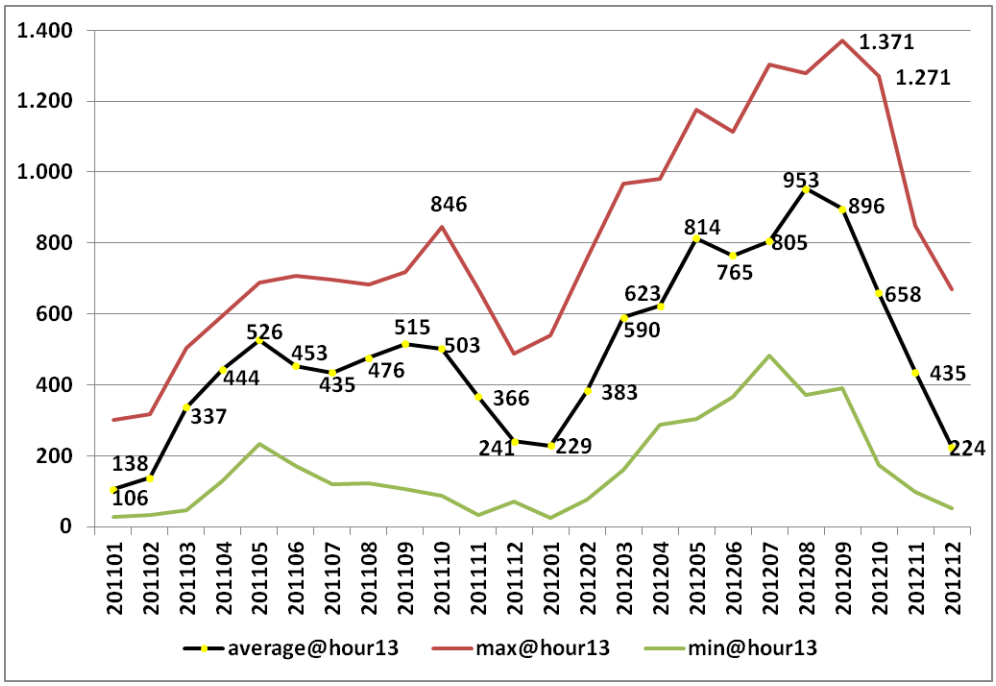
80. Sur la base des certificats verts octroyés, la production totale d'électricité par les panneaux solaires en Flandre s'élevait à 1 TWh en 2011 et 1,7 TWh en 2012.

81. La figure ci-après illustre le résultat de cette estimation pour les profils journaliers moyen, maximum et minimum en 2011 et 2012. Il est frappant de constater que les profils journaliers moyen et maximal ont fortement augmenté de 2011 à 2012. La production minimale est quant à elle négligeable.

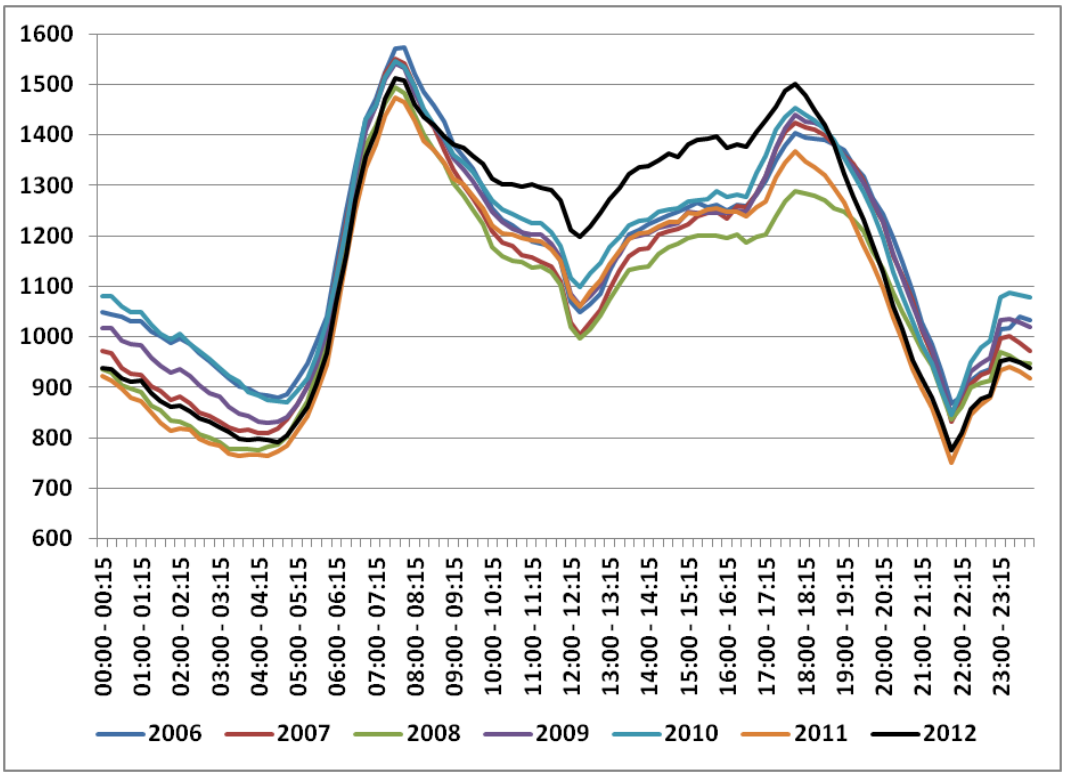


Estimation de la production moyenne, maximale et minimale par quart d'heure par les panneaux solaires (en MW) en 2011 et 2012.
Source : CREG

82. La figure ci-dessous illustre, sur la base de cette même estimation, l'évolution de la production mensuelle maximale et de la production mensuelle moyenne à l'heure 13. Il est étonnant de constater que la production maximale estimée s'élève à 1.371 MW en septembre 2012 et à 1.271 MW en octobre 2012. Le mois d'octobre 2011 enregistrait également la production maximale de 2011. Le fait que la production moyenne pour l'heure 13 en octobre 2011 et 2012 s'élevait respectivement à 503 MW et 658 MW est également surprenant. Ceci s'explique d'une part parce que de la capacité de production vient s'ajouter en cours d'année et, d'autre part, parce que le rendement des panneaux solaires est le plus élevé lorsqu'il ne fait pas trop chaud.

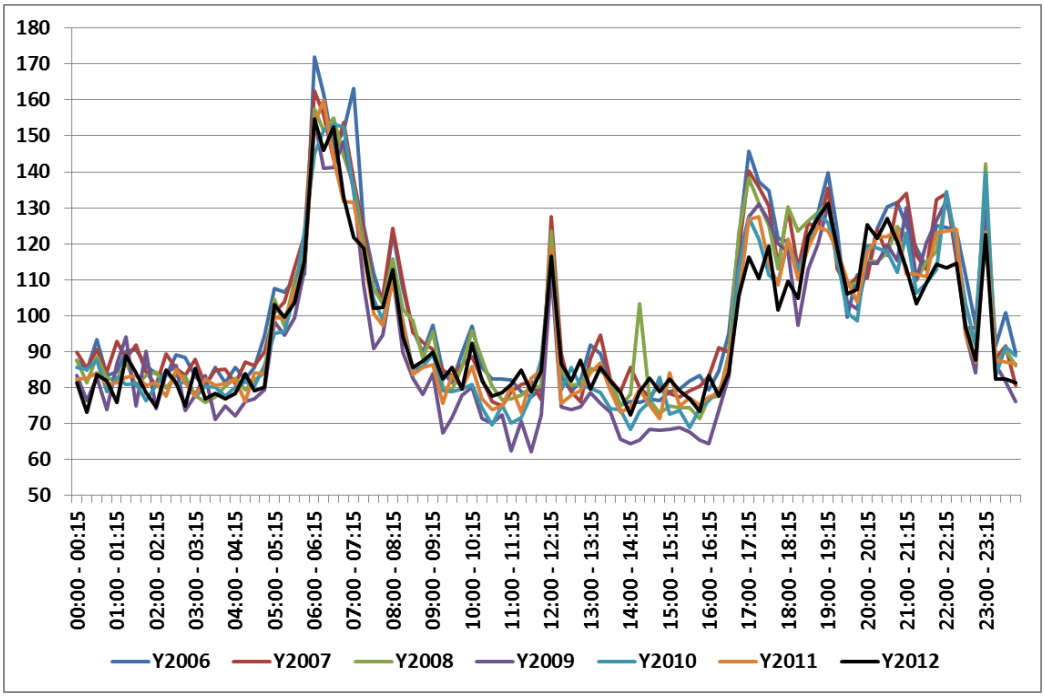


83. La variabilité de la production solaire devrait également être visible en cas de variabilité plus élevée du prélèvement en milieu de journée. La figure ci-dessous illustre par année un profil journalier de variabilité du prélèvement, mesuré à l'aide de la déviation standard du prélèvement par quart d'heure. Il en découle que, depuis 2012, la variabilité du prélèvement pour les quarts d'heure en milieu de journée a augmenté de 100 à 200 MW par rapport aux années précédentes, soit une augmentation de 10 à 20 %. Pour les heures creuses, la variabilité au baissé par rapport à la majorité des années.



Déviation standard par quart d'heure du prélèvement de réseau pour 2006-2012 dans la zone de réglage Elia (en MW). L'axe vertical commence à 600 MW.
Source : CREG

84. Cependant, il convient également de nuancer quelque peu l'augmentation de la variabilité de la figure ci-dessus. En effet, cette dernière reflète la variabilité de la demande d'électricité par quart d'heure pour une année entière. Si l'on examine la déviation standard de la différence en matière de demande d'électricité entre deux quarts d'heure consécutifs, l'on constate qu'elle a également diminué en 2012 par rapport à certaines années précédentes. C'est également ce qu'illustre la figure ci-dessous. La figure démontre que la variabilité de la différence entre deux quarts d'heure consécutifs baisse en 2012 pour presque tout le profil journalier, par rapport à certaines années précédentes. Ceci est certainement le cas pour le pic du matin, du midi et du soir.



Déviation standard de la différence de prélèvement d'électricité entre deux quarts d'heure consécutifs (en MW). L'axe vertical commence à 50 MW.
Source : CREG

85. On s'attend à ce que l'impact moyen des panneaux solaires soit encore plus fort en 2013, car ces chiffres constituent une moyenne pour l'ensemble de l'année 2012, alors qu'une forte augmentation des installations PV a encore été constatée en 2012.

B.4 Ecarts de prévision

86. Elia effectue une prévision quotidienne du prélèvement d'électricité pour chaque demi-heure du jour suivant. La prévision du prélèvement est importante, étant donné que le prix Belpex DAM dépend fortement du prélèvement. Si les acteurs du marché se basent sur les prévisions de la demande réalisées par le gestionnaire de réseau, des prévisions erronées peuvent avoir un impact sur le prix sur le 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[12] .

87. La prévision divergente moyenne pour une année déterminée est la moyenne de tous 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. Au cours des quatre années suivantes 2009 - 2012, Elia avait prévu en moyenne trop peu de prélèvements[13].

88. De manière générale, l'on peut affirmer qu'Elia a réalisé, sur la base des chiffres absolus, une prévision corrigée en 2012 : pour presque toutes les statistiques calculées, l'écart de prévision sur une base journalière s'est amélioré par rapport aux années précédentes.

89. Le tableau ci-dessous indique également le nombre de jours durant lesquels l'écart de prévision moyen était supérieur à 500 MW et 1.000 MW. Ces chiffres démontrent également que l'écart de prévision sur une base journalière est moins important. La diminution des prévisions trop faibles de plus de 500 MW est surtout étonnante : après une mauvaise prestation en 2011, leur nombre est plus bas que les trois années précédentes, sans pour autant enregistrer une détérioration de l'écart dans l'autre sens (excès).

[12] 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.

[13] 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.

Ecart de prévision sur une base journalière (positif, si prévisions > consommation réelle)							
		Y2007	**Y2008**	**Y2009**	**Y2010**	**Y2011**	**Y2012**
En MW	**Moyenne**	263	144	-134	-268	-308	-117
	Moyenne >0	317	225	182	434	334	218
	Moyenne <0	-113	-257	-314	-333	-378	-236
	Max (max. excès)	1.233	786	1.143	1.862	1.459	1.657
	Min. (max. déficit)	-480	-1.758	-1.848	-1.559	-2.365	-1.109
Nombre de jours	**#>500MW**	60	15	6	8	8	9
	#<-500MW	0	8	44	49	89	23
	#>1000MW	5	0	1	6	2	1
	#<-1000MW	0	3	6	8	2	1

Source : CREG+ELIA

C Echange d'électricité

90. 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). Nous verrons aussi dans cette section dans quelle mesure les prix négatifs sur le marché day-ahead en Allemagne influencent le prix belge et des autres pays de la région CWE.

C.1 Marché à court terme

C.1.1 Marché day-ahead (DAM)

Historique des marchés boursiers DAM

91. 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.

92. 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 »).

93. Il faudra attendre les années 2000 pour enregistrer un véritable 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).

94. 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) et la bourse d'électricité française « Powernext ».

95. 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.

96. 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.

97. 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 autres la structure de l'actionnariat, l'organisation financière et administrative. Marc Verwilghen

approuve, le même jour, le règlement de marché de Belpex, qui est une bourse régulée.

98. 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.

99. 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.

100. 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).

101. 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.

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

103. 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 avaient marqué leur accord dans le Memorandum of understanding de 2007.

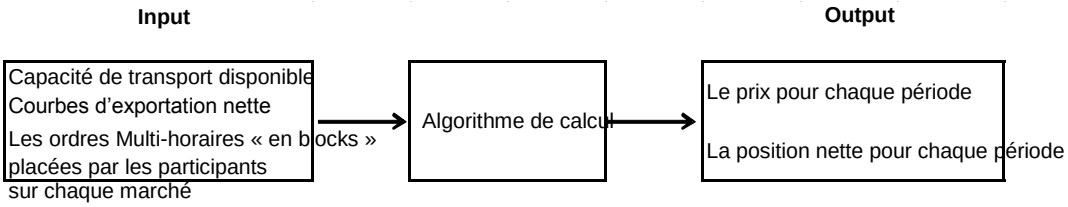
Couplage du marché

Couplage de marché par les prix

104. 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'offre et de demande pour chaque période;
- les ordres multihoraires « en blocs » soumis par les parties prenantes sur le marché.

105. Sur la 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 :



106. Depuis l'introduction du couplage de marché par les prix, les prix entre les marchés varient uniquement lorsqu'il n'y a pas suffisamment de capacité d'interconnexion disponible entre deux marchés.

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.

107. Le tableau ci-dessous illustre l'incidence exprimée en pourcentage moyenne du résultat du couplage de marché au cours des années 2007 à 2012. Les deux marchés affichent le même prix si l'interconnexion entre les marchés n'est pas saturée[14]. L'analyse ci-dessous envisage les situations suivantes:

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

108. Le tableau indique qu'en 2012, les prix dans la région CWE (BE=NL=FR=GE) étaient égaux durant 46,4% du temps. Il s'agit d'une importante diminution par rapport à 2011, lorsque les prix étaient égaux pendant presque deux tiers du temps.

[14] Dans la pratique, les prix sur les deux marchés sont considérés identiques si la différence de prix est inférieure à 0,015 €/MWh.

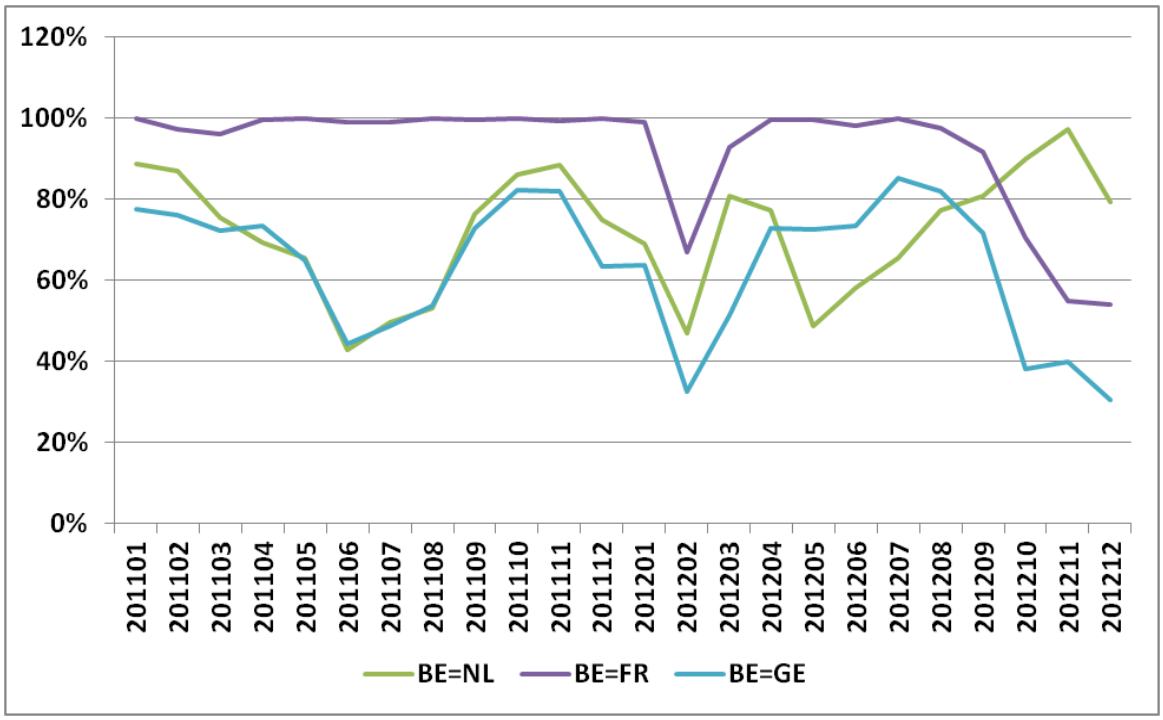
109. La convergence des prix dans l'ancien TLC (BE=NL=FR) a également enregistré une baisse de 71 % du temps à 59,5 % en 2012. Cela s'explique principalement par la diminution de la convergence des prix entre la France et la Belgique : en 2011, les prix français et belges étaient égaux durant presque 100 % du temps, contre 85,4 % du temps en 2012. La convergence des prix entre la Belgique et les Pays-Bas a quant à elle légèrement augmenté en 2012 jusqu'à 72 % du temps.

110. Le temps pendant lequel la Belgique a un prix isolé reste très faible, et représente 1,4 % du temps en 2012.

	FR≠BE≠NL	FR≠BE=NL	FR=BE≠NL	BE=NL=FR	BE=NL=FR=GE	BE=NL	BE=FR	BE=GE
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%
2012	1,4%	13,1%	26,0%	59,5%	46,4%	72,6%	85,4%	46.6%
2007-2012	**1,2%**	**13,0%**	**22,5%**	**63,3%**	**20,3%**	**76,3%**	**85,8%**	**22,8%**

Source : CREG (données provenant d'ELIA, de BELPEX, d'APX, et d'EPEX spot)

111. La figure ci-dessous permet de mieux comprendre la diminution de la convergence des prix en 2012 par rapport à 2011 : elle représente l'évolution mensuelle de la convergence des prix entre la Belgique et les trois pays de la région CWE. Il en découle que la convergence des prix n'avait pas vraiment diminué jusqu'en septembre 2012 par rapport à 2011, sauf pour le mois de février, sans doute en raison de la vague de froid. La convergence des prix entre la Belgique et l'Allemagne était même plus grande au cours de l'été 2012 comparé à l'été 2011. L'importante diminution de la convergence des prix intervient fin 2012, lorsque la convergence entre l'Allemagne et la France diminue fortement, tandis que celle avec les Pays-Bas augmente. Cette baisse de la convergence des prix découle probablement en grande partie de l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire depuis août 2012.

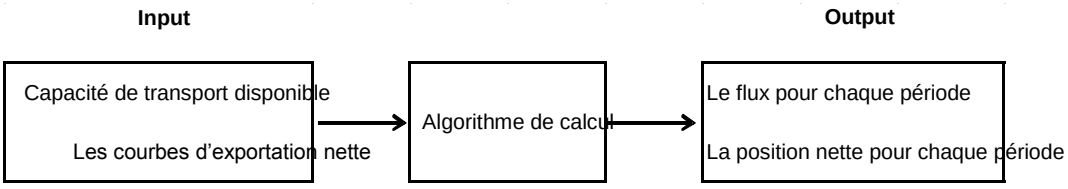


Evolution de la convergence mensuelle des prix sur le marché day-ahead dans la région CWE en 2011 - 2012
Source : CREG (données provenant d'ELIA, de BELPEX, d'APX, de POWERNEXT et d'EEX)

Couplage de marché par les volumes

112. 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 (cf. supra).

113. Le couplage entre les deux zones couplées par les prix : la région CWE (BE, DE, FR, NL, LU) et la région nordique (NO, SE, DK, FI, ES) fonctionne sur la 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[15] de définir les flux sur les interconnections entre les zones

[15] 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

couplées par les prix. Cette information est ensuite prise en compte par les bourses pour calculer les prix dans les différents marchés.

Le Couplage de marché régional des prix (CWE vers NWE)

114. Jusqu'à présent le marché CWE et le marché nordique sont couplés avec des solutions différentes. Le couplage de marché NWE vise à coupler, par les prix, le marché day-ahead CWE, le marché nordique et la Grande–Bretagne via un même algorithme calculant simultanément le prix du marché, la position nette et les flux aux interconnexions entre marchés nationaux afin d'utiliser, de manière optimale, les interconnexions entre les différents marchés pour optimiser le bien-être global. Ce couplage de marché NWE, concernant 15 GRT et 4 bourses d'électricité, devrait voir le jour en novembre 2013.

115. Néanmoins, une étape intermédiaire à l'accomplissement du couplage NWE doit être réalisée. Celle-ci consiste au développement et à la création d'un hub virtuel afin de faciliter l'intégration du marché britannique au marché NWE. Le but du hub britannique est de partager la liquidité des différentes bourses britanniques actives sur une même zone de réglage afin de créer une zone de prix unique pour le marché britannique. Cette étape avait été prévue pour la fin de l'année 2012, mais, à l'heure actuelle, ce hub virtuel ne fonctionne toujours pas.

Le Couplage de marché flow-based

116. Le Memorandum of understanding signé le 6 janvier 2007 par la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas engage ces pays à améliorer la sécurité d'approvisionnement et à implémenter un couplage de marché sur base d'un système flow-based.

117. Durant l'année 2012, le projet flow-based CWE est à l'étude et nécessite de nombreux développements de la part des neuf acteurs impliqués dans le projet : 3 bourses de l'énergie (APX, Belpex et EPEX Spot) et 7 gestionnaires de réseau de transport d'électricité (Amprion, Creos, Elia, RTE, TenneT GmbH, TenneT B.V. et Transnet BW). De nombreuses simulations d'un système flow-based applicable à la région CWE ont eu lieu. Le 21 février 2013, débutera la publication

hebdomadaire des résultats du système flow-based en parallèle du système actuel, et ce rétroactivement à partir du 1er janvier 2013.

118. Tout comme le couplage actuel, le couplage de marché flow-based alloue de la capacité d'interconnexion en optimisant l'excédent économique total des carnets d'ordres des différents marchés spots couplés tout en tenant compte des limitations physiques du réseau. Il conduira à une convergence des prix dans la région CWE quand les capacités de transport disponibles le permettront. En utilisant une description plus détaillée du réseau, la méthode flow-based devrait permettre d'améliorer cette harmonisation des prix tout en maintenant un même niveau de sécurité d'approvisionnement qu'aujourd'hui.

Prix

Fourchette de prix DAM

119. 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. L'on appelle « ordre à tout prix » un ordre dont le prix limite est égal à l'une des bornes de l'intervalle.

120. La CREG s'est penchée sur l'analyse de ces fourchettes de prix afin de connaître leur raison d'être.

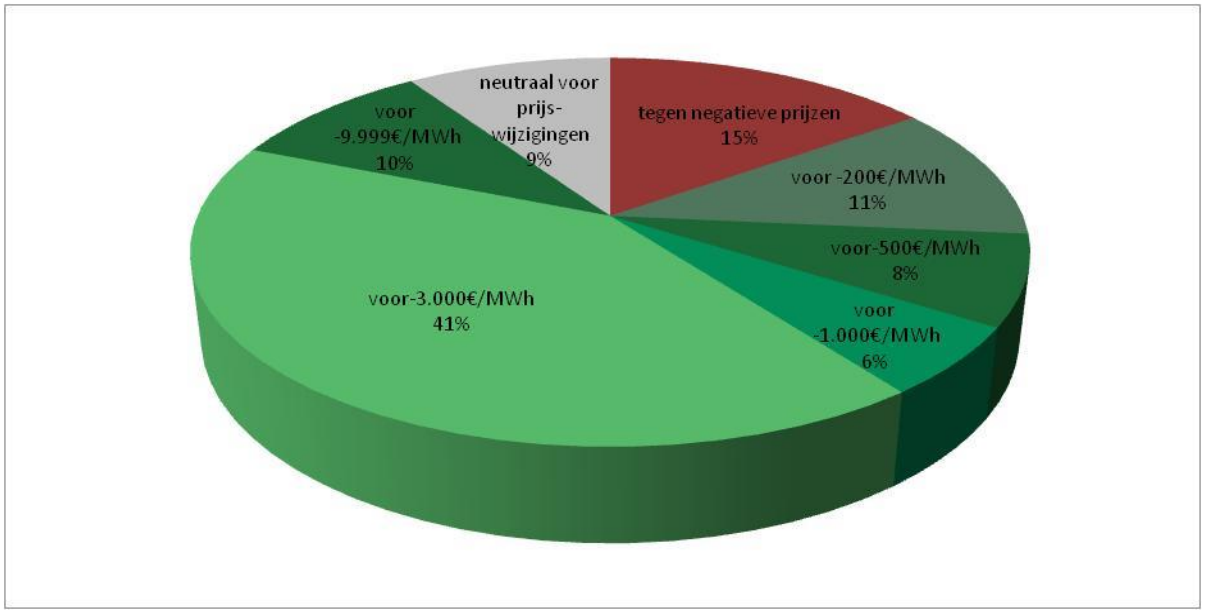
121. Selon Belpex, la principale raison d'être de ces bornes de prix relève d'une question technique propre à la caractéristique du marché day-ahead et, en particulier, pour la valorisation des ordres à tout prix.

122. Les bornes de prix concernant le produit day-ahead de Belpex ont été modifiées au fil du temps.

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 que 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 élevé 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[16].

123. L'harmonisation des bornes techniques est à redéfinir à chaque étape du couplage de marché 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.

[16] L'on fait référence aux énergies renouvelables subsidiées en particulier, mais le raisonnement s'applique également pour des interruptions brèves de centrales inflexibles (typiquement nucléaires).

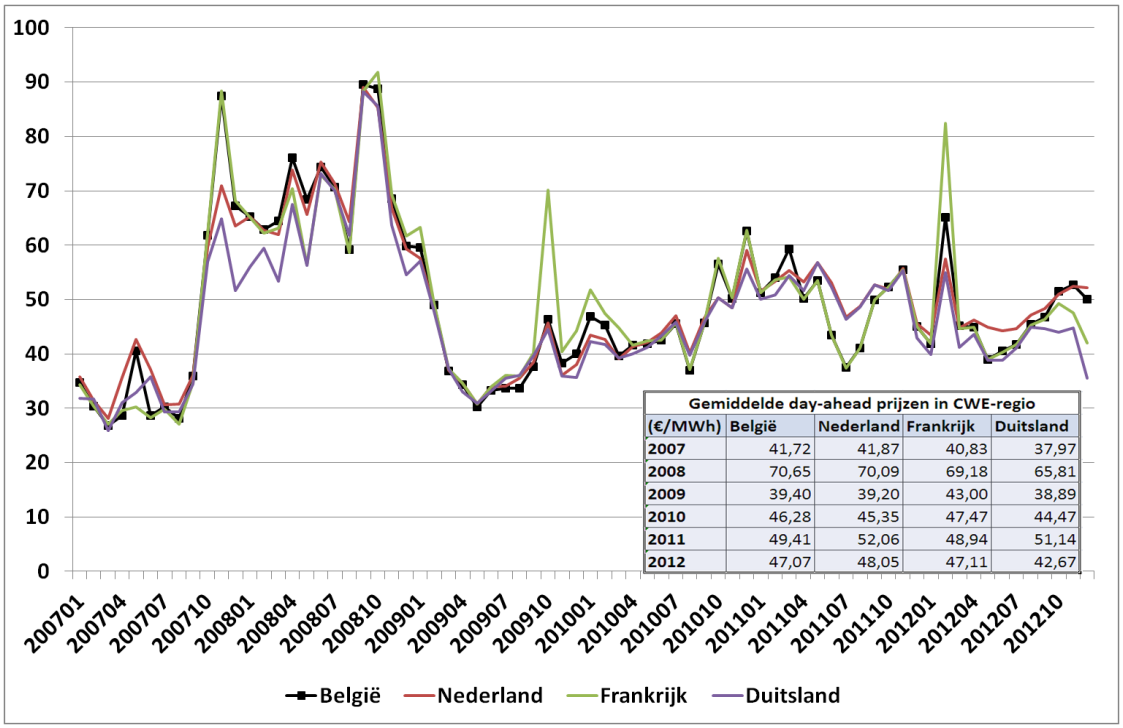
124. A travers le continent européen, les bornes techniques peuvent différer du marché CWE. Prenons par exemple le cas des pays nordiques, qui sont couplés par les volumes au marché CWE et ont des bornes techniques plus restrictives. En effet, la fourchette de prix s'étend de -200 à 2.000 €/MWh. L'Espagne dispose également d'une fourchette de prix plus restrictive due essentiellement à la structure de son marché qui diffère de celui de la Belgique, en particulier parce que les producteurs sont rémunérés pour leur disponibilité à produire et ceci même lorsqu'ils ne produisent pas.

Evolution des prix DAM

125. En raison du taux de saturation relativement élevé des interconnexions en 2012, les prix sont plus éloignés les uns des autres que les années précédentes. L'évolution du prix mensuel moyen sur les quatre marchés 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 quatre bourses pour la période de 2007 à 2012.

126. Le prix annuel moyen sur le Belpex DAM en 2012 est de 47,1 €/MWh ; soit 2,3 €/MWh en moins qu'en 2011. En 2012, la France avait environ le même niveau de prix que la Belgique et les Pays-Bas étaient 1 €/MWh plus chers que la Belgique. Avec un prix moyen de 42,7 €/MWh, l'Allemagne était 10 % moins chère que les autres pays de la région CWE. En 2011, la Belgique et la France étaient encore moins chères que l'Allemagne.

127. Le mois de 2012 le plus cher sur le Belpex DAM était celui de février 2012 avec un prix moyen de 65,1 €/MWh. La Belgique et ses pays voisins ont été confrontés à une vague de froid lors de la première moitié de février 2012, ce qui a engendré des prix élevés. Le mois le moins cher était le mois de mai 2012, avec un prix moyen de 40 €/MWh.

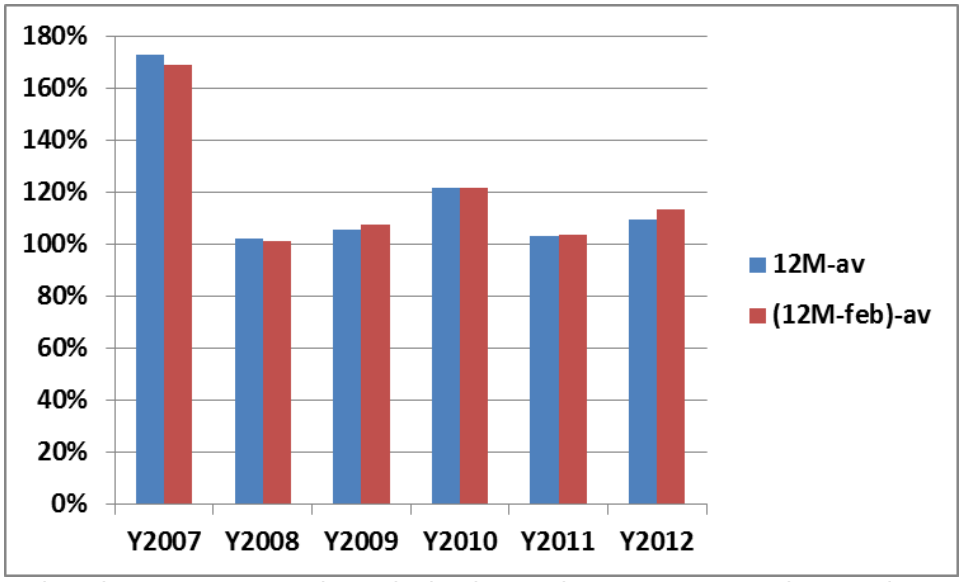


Gemiddelde day-ahead prijzen in CWE-regio				
(€/MWh)	België	Nederland	Frankrijk	Duitsland
2007	41,72	41,87	40,83	37,97
2008	70,65	70,09	69,18	65,81
2009	39,40	39,20	43,00	38,89
2010	46,28	45,35	47,47	44,47
2011	49,41	52,06	48,94	51,14
2012	47,07	48,05	47,11	42,67

Prix moyens mensuels sur les quatre bourses de la région CWE pour la période de 2007 à 2012
Source : CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT, EEX

128. Malgré l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité de production nucléaire en Belgique depuis août 2012, les prix n'ont pas augmenté considérablement plus que d'habitude et sont restés au même niveau que ceux aux Pays-Bas. Certes, les prix ont augmenté au cours des trois derniers mois de 2012 par rapport aux mois d'été, mais cette tendance est prévisible sur le marché spot en raison de l'importante demande d'électricité.

129. La figure ci-dessous illustre cette situation plus en détail. Pour chaque année, la figure illustre le prix Belpex DAM moyen des trois derniers mois par rapport au prix annuel moyen (« 12M-av » - barres bleues). Vu le prix de pointe en février 2012 suite à la vague de froid, l'on calcule également un rapport dans le cadre duquel le prix annuel moyen est calculé sans prendre en compte le mois de février (« 12M-feb)-av » - barres rouges). Pour 2012, il résulte de ces données que les prix des trois derniers mois de 2012 n'étaient pas considérablement plus élevés par rapport au prix annuel moyen.



Prix Belpex DAM moyen des trois derniers mois par rapport au prix annuel moyen (« 12M-av » - barres bleues), ainsi que le prix Belpex DAM moyen des trois derniers mois par rapport au prix annuel moyen sans prendre en compte le mois de février (« 12M-feb)-av » - barres rouges)
Source : CREG

130. Il ressort de l'évolution du prix mensuel moyen (voir ci-dessus) que les prix moyens sur les quatre bourses au cours des trois dernières années restent modérés par rapport à fin 2007 et 2008. Ceci semble également être le cas pour les pics de prix, comme illustré par le tableau ci-dessous. Il reflète, pour la période 2007-2012, le nombre d'heures au cours desquelles un prix s'est formé pendant un intervalle de prix précis. Il en découle que le nombre de pics de prix était nettement plus faible en 2009-2012 qu'en 2007 et 2008. En 2012, les prix ont dépassé 100 €/MWh pendant 76 heures, dont 60 fois au cours du mois de février, le mois pendant lequel une vague de froid a sévi.

131. L'on a également enregistré des prix *négatifs* pendant sept heures. Des prix négatifs ont été enregistrés pendant cinq heures le 1er et le 2 janvier et pendant deux heures le 25 décembre. Il est étonnant de constater que des prix négatifs soient enregistrés en hiver, surtout en décembre 2012, lorsqu'un volume de 2.000 MW de capacité nucléaire n'était pas disponible.

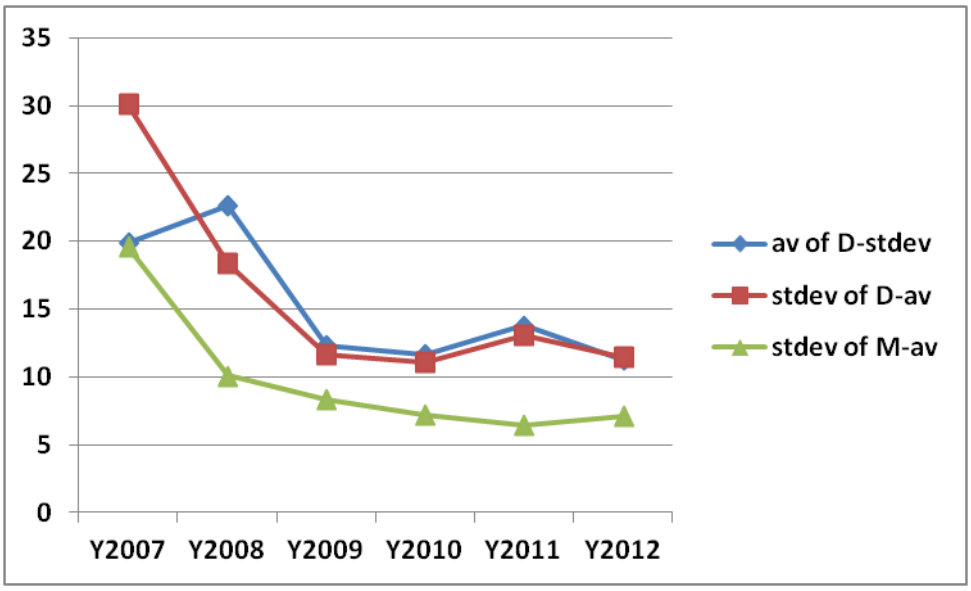
Nombre d'heures	**Y2007**	**Y2008**	**Y2009**	**Y2010**	**Y2011**	**Y2012**
< 0 €/MWh	0	0	0	0	0	7
0-100	8396	7601	8716	8705	8742	8701
100-200	305	1164	43	52	17	73
200-300	25	13	0	2	0	3
300-500	15	2	0	0	0	0
500-1000	14	3	0	0	0	0
1000-3000	4	0	0	0	1	0

Source : CREG

132. Comme mentionné ci-dessus, la Belgique et ses pays voisins ont été confrontés à une vague de froid au cours de la première moitié du mois de février 2012. La CREG a réalisé une étude sur cette période concernant tant le marché du gaz que celui de l'électricité[17].

133. La déviation standard permet également de mesurer la volatilité des prix Belpex DAM. La figure ci-dessous illustre par année trois statistiques de la déviation standard (en €/MWh).

- « av of D-stdev » (ligne bleue) : la déviation standard moyenne sur une base journalière : par jour, l'on calcule la déviation standard des 24 heures ; ensuite, l'on réalise une moyenne annuelle de ces 365 (366) déviations standard ;
- « stdev of D-av » (ligne rouge) : la déviation standard du prix journalier moyen : par jour, l'on calcule le prix moyen des 24 heures ; ensuite, l'on réalise une moyenne annuelle de ces 365 (366) moyennes ;
- « stdev of M-av » (ligne verte) : la déviation standard du prix mensuel moyen: par mois, l'on calcule le prix moyen; ensuite, l'on réalise une moyenne annuelle de ces douze moyennes.



Volatilité du prix Belpex DAM selon trois statistiques : déviation standard moyenne sur une base journalière (« av of D-stdev »), déviation standard du prix journalier moyen (« stdev of D-av ») et déviation standard du prix mensuel moyen (« stdev of M-av »). Toutes les valeurs sont en €/MWh.
Source : CREG

[17] Voir étude de la CREG (F)080515-CDC-768

134. Il resort de la figure que la volatilité selon les trois statistiques a fortement diminué au cours de la période 2009-2012 par rapport à 2007-2008. Une légère augmentation de la volatilité a été enregistrée en 2011, qui est sans doute due au pic de prix de 2.999 €/MWh à l'heure 8 le 28 mars 2011

Volumes

135. Le tableau ci-dessous illustre les volumes annuels négociés sur le Belpex DAM (en TWh, pour la période 2007-2012). 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 16,5 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM en 2012. Il s'agit d'un volume record et d'une importante augmentation par rapport à 2011, alors qu'un volume record y avait également été négocié. Le volume négocié correspond à près de 20% du prélèvement annuel dans la zone de réglage Elia, ce qui représente de loin la part la plus importante depuis le lancement du Belpex DAM.

136. Il s'avère par ailleurs que les acteurs actifs sur le Belpex DAM en 2012 ont acheté 15,8 TWh, contre 8,9 TWh vendus[18]. Par conséquent, près de 7 TWh nets ont été importés dans la zone de réglage Elia via le Belpex DAM.

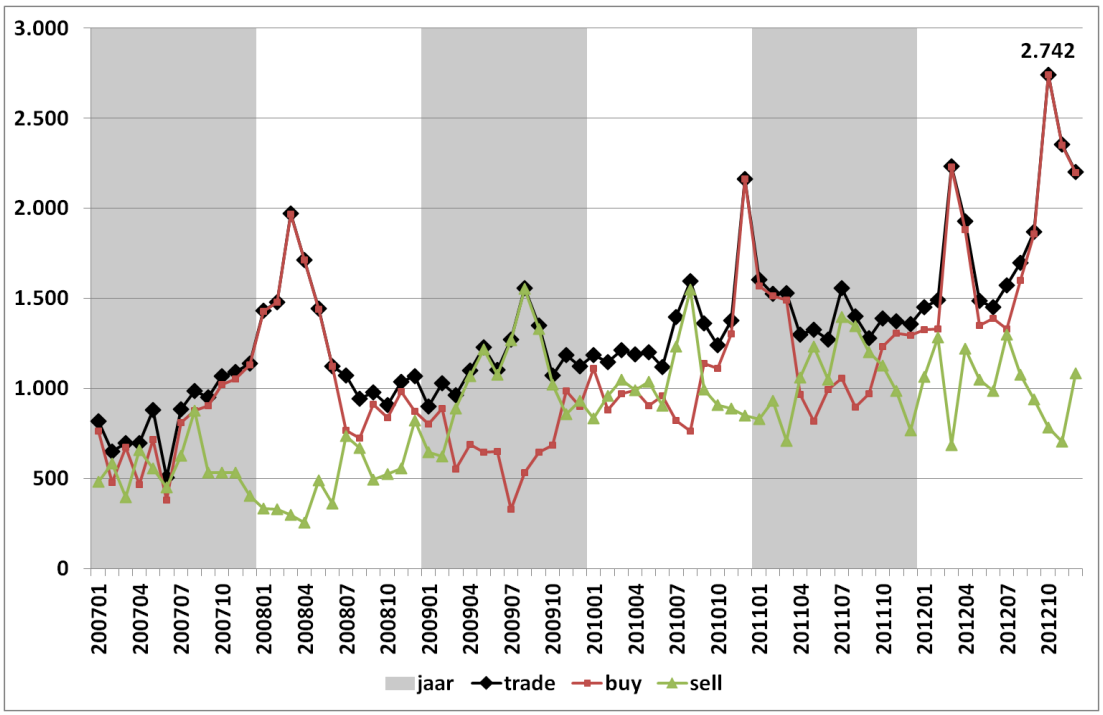
	volumes sur Belpex DAM (en TWh)						
	achat	**vente**	**négoce**	**importations**	**exportations**	**nettes import**	**négoce/ prélèvement**
2007	6,8	4,8	**7,6**	2,7	0,8	2,0	8,6%
2008	10,4	4,3	**11,1**	6,8	0,7	6,1	12,6%
2009	6,0	9,1	**10,1**	1,0	4,1	-3,1	12,4%
2010	9,6	8,9	**11,8**	2,9	2,3	0,7	13,7%
2011	10,3	9,3	**12,4**	3,1	2,1	1,1	14,8%
2012	15,8	8,9	**16,5**	7,6	0,6	6,9	20,4%
2007-2012	**59,0**	**45,3**	**69,5**	**24,1**	**10,5**	**13,6**	**13,6%**

Source : CREG

[18] Si ces volumes diffèrent entre eux et par rapport au volume total négocié, c'est précisément en raison du couplage de marché et des flux avec la France et les Pays-Bas. L'exemple suivant est donné à titre explicatif: supposons que durant une heure, 1.000 MWh 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.

137. La figure ci-dessous montre l'évolution mensuelle des volumes moyens sur le Belpex DAM pour la période 2007-2012. Il ressort de la figure qu'un volume record de 2.742 MWh/h en moyenne a été négocié en octobre 2012. Tant en février qu'en mars 2012 ainsi que du mois d'octobre à décembre, où l'on a enregistré un pic des volumes négociés.

138. D'octobre à décembre, le volume négocié (« trade ») correspondait presque au volume acheté (« buy »), ce qui signifie que les exportations étaient très faibles. Les volumes vendus (« sell ») désignent les volumes vendus par les acteurs du marché sur le Belpex DAM. Ceux-ci baissent à partir d'août 2012. Ces tendances s'expliquent par le fait que deux centrales nucléaires n'étaient plus disponibles depuis août 2012 jusqu'à la fin de l'année. Par conséquent, un volume plus important a dû être importé.



Volumes achetés ('buy'), vendus ('sell'), négociés ('trade') sur Belpex DAM - moyennes par heure (en MWh)
Source : CREG

Valeur des contrats négociés sur le Belpex

139. Le tableau ci-dessous donne un bref aperçu de la valeur des contrats conclus sur le Belpex DAM pendant la période 2007-2012 . En 2012, la valeur était la plus élevée avec 804 millions d'euros, ce qui est même légèrement plus élevé qu'en 2008. Un volume record a été négocié en 2012. Cependant, comme le prix des

contrats en 2008 était en moyenne beaucoup plus élevé, la valeur totale ne diffère pas tellement. Depuis 2007, la valeur totale des contrats négociés via Belpex DAM est de 3,5 milliards d'euros.

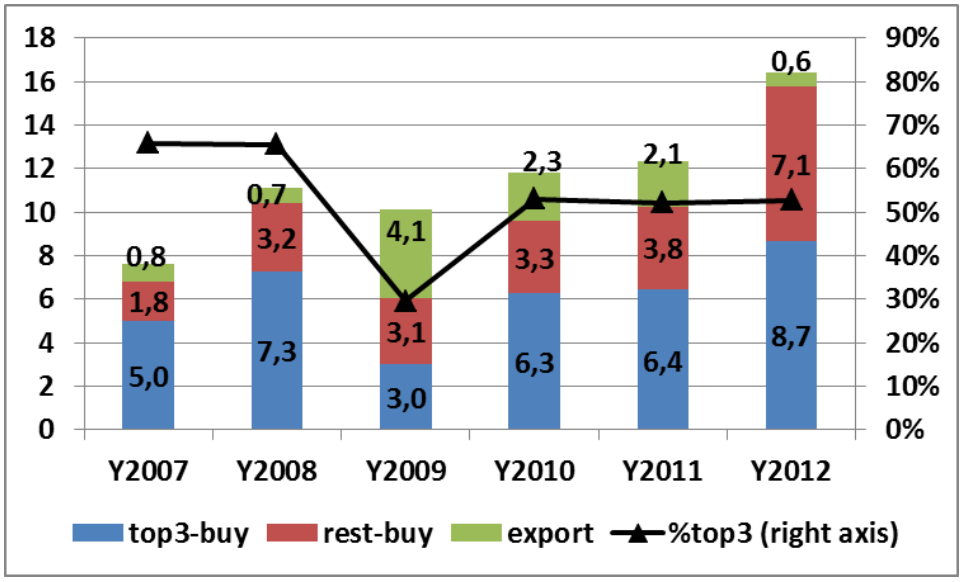
Valeur des contrats	
	Millions d'€
2007	365,9
2008	802,2
2009	388,5
2010	560,8
2011	618,6
2012	804,2
2007-2012	**3.540,1**

Source : CREG

Parts de marché et résilience du marché du Belpex DAM

140. La figure ci-dessous illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché des achats. Les volumes figurent sur l'axe de gauche et sont exprimés en TWh. La figure illustre pour chaque année de la période 2007-2012 la part totale achetée par le le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM ('top3-Buy' - bleu), la part achetée par le résiduel ('rest-Buy' - 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 (du total, donc y compris ce qui est acheté ailleurs (« export »)) est illustrée par la ligne noire (axe de droite). Dans le cadre de ce calcul, les acteurs du marché du top 3 peuvent être différents d'année en année, mais restent les mêmes au cours d'une même année.

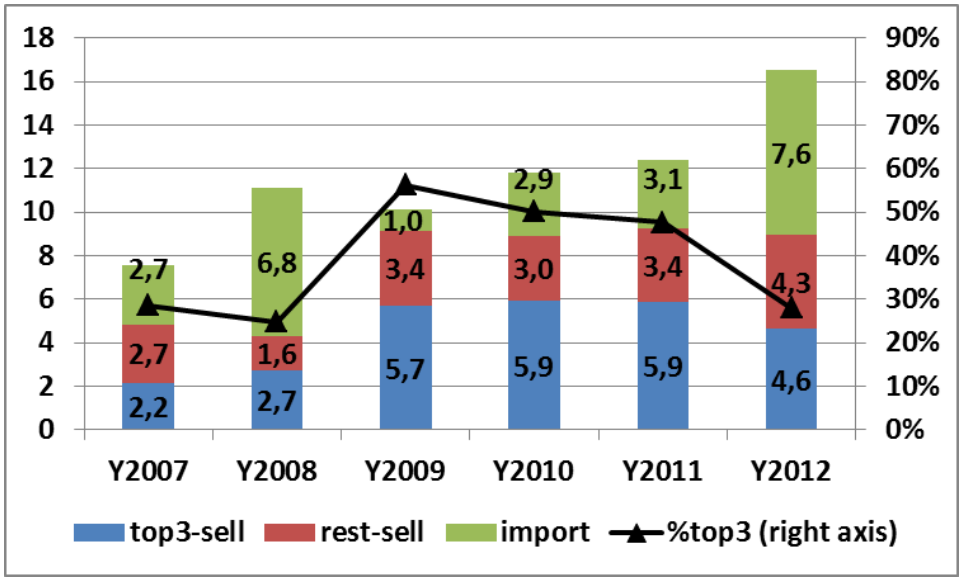
141. La figure démontre que la part de marché du top 3 est supérieure à 50 % tous les ans, sauf en 2009, lorsque le volume acheté par l'étranger était important. En général, les exportations restent relativement limitées.



Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché des achats en 2007-2012 (les barres indiquent le volume en TWh sur l'axe de gauche – la ligne noire représente la part exprimée en pourcentage du top 3 sur l'axe de droite)
Source : CREG

142. La figure ci-dessous illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché de la vente. Les volumes figurent sur l'axe de gauche et sont exprimés en TWh. La figure illustre pour chaque année de la période 2007-2012 la part totale vendue par le le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM ('top3-sell' - bleu), la part achetée par le résiduel ('rest-Buy' - 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 importée. La part exprimée en pourcentage du top 3 (du total, donc y compris ce qui est vendu ailleurs (« import »)) est illustrée par la ligne noire (axe de droite). Dans le cadre de ce calcul, les acteurs du marché du top 3 peuvent être différents d'année en année, mais restent les mêmes au cours d'une même année.

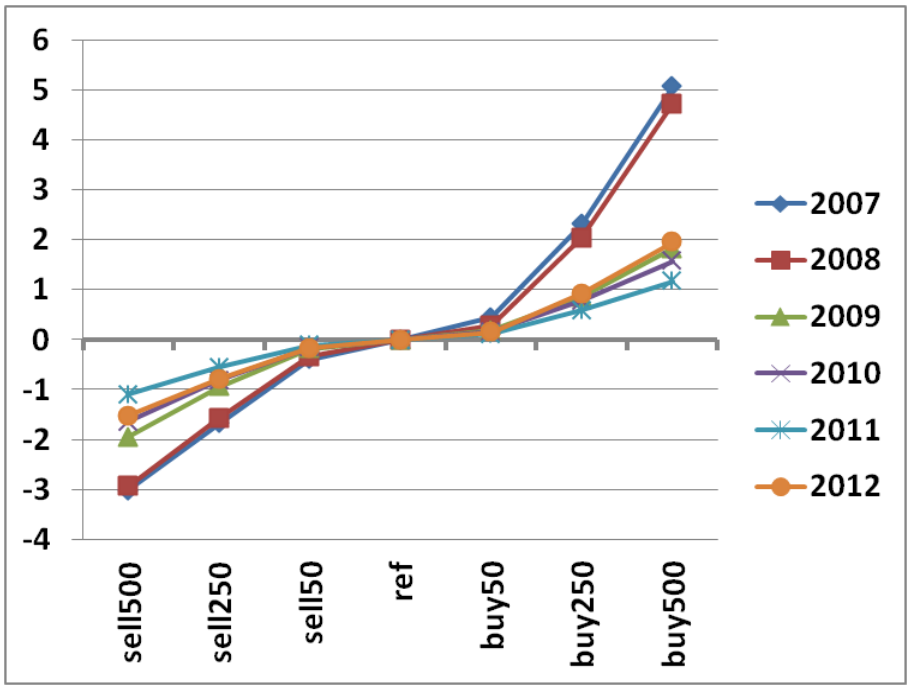
143. On remarque dans la figure que les parts de marché et l'"importation" peuvent varier relativement fortement. Par exemple, les importations dominent en 2008 et 2012. Pendant les années de crise 2009 et 2010, la part de marché du top 3 est dominante et en 2011, le top 3 ne vend tout juste pas 50 % du total. En 2012, la part de ventes du top 3 descend en deçà de 30 % ; pas uniquement en raison de l'augmentation des importations, mais aussi suite à une augmentation de la vente pour le « reste ».



Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché de la vente en 2007-2012 (les barres indiquent le volume en TWh sur l'axe de gauche – la ligne noire représente la part exprimée en pour cent du top 3 sur l'axe de droite)
Source : CREG

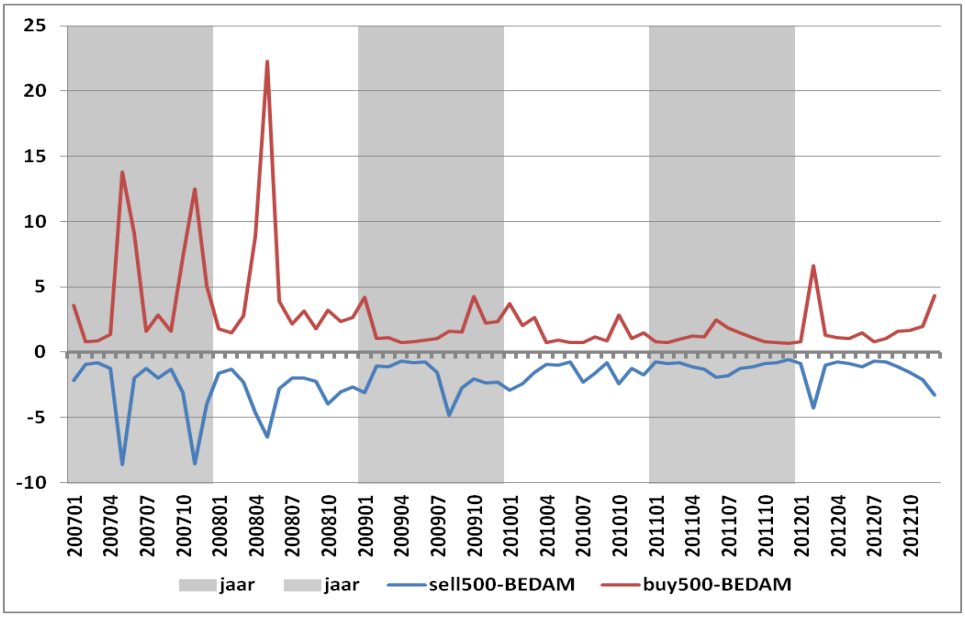
144. La SA Belpex procède chaque mois à une analyse de la résilience du marché (ou robustesse du marché) du Belpex DAM. La résilience du marché mesure la sensibilité des prix d'un marché : moins le prix de marché réagit à la demande ou l'offre supplémentaire, plus un marché est robuste. Par conséquent, 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 pour des phases de 50, 250 et 500 MW. Cette analyse donne par conséquent une image dynamique du marché *day-ahead*, ce qui augmente la transparence de ce marché. La figure ci-dessous reflète la différence moyenne en matière de prix par année pour la période 2007-2011.

145. Il ressort de la figure que si 500 MW d'énergie supplémentaires avaient été offerts pendant l'ensemble des heures sur le Belpex DAM ("sell500 MW" sur l'axe x), cela aurait fait baisser le prix moyen en 2012 d'environ 1,5 €/MWh. En 2011, il s'agissait 1,1 €/MWh ; en 2007 et 2008, le prix aurait diminué de 3 €/MWh. Dans l'autre direction également, le marché semble un peu moins robuste en 2012 qu'au cours de 2011, mais toutefois toujours un peu plus robuste qu'en 2007-2008: si, durant toutes les heures de 2012, 500 MW supplémentaires avaient été achetés, le prix n'aurait augmenté que de 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 1,6 €/MWh et 1,2 €/MWh respectivement.



La résilience moyenne du marché sur le Belpex DAM pour les années 2007 à 2012(€/MWh).
Source : CREG

146. La figure ci-dessous illustre la résilience moyenne mensuelle du marché. Il en découle que l'augmentation de la sensibilité des prix (ou la baisse de la résilience du marché) est due au mois de février (en raison de la vague de froid) et aux derniers mois de 2012 suite au taux de congestion élevé des interconnexions commerciales, qui découle à son tour de l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire (qui peut produire à un faible coût marginal). Il est surtout étonnant que la sensibilité des prix en 2012 n'a de loin pas atteint les niveaux de 2007 et 2008, lorsque le marché pouvait visiblement réagir de manière plus étroite et/ou moins flexible.



Résilience du marché moyenne mensuelle pour la période 2007-2012 (en /MWh)
Source : CREG

Comportement de l'offre sur Belpex DAM

147. 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', par exemple, de 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.

148. 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 20.000 GWh).

149. Depuis novembre 2011, il est possible de proposer ce que l'on appelle des « profile blocks ». Les « block orders » normaux indiquent un prix, l'heure de début et de fin ainsi que la puissance. Dans le cadre d'un « block order » normal, la puissance doit être égale pendant toutes les heures. Ceci n'est pas obligatoire dans le cadre d'un « profile block » : la puissance peut varier d'heure en heure et la valeur la plus basse possible est 0 MW. Cela signifie une diminution de risques avec, par exemple, les caractéristiques de démarrage d'une unité de production ou la demande variable, éventuellement dirigée par la production par le biais de panneaux solaires. En outre, les restrictions en matière de volume dans le cadre de « block orders » sont plus souples depuis octobre 2012.

150. Le déroulement du comportement de l'offre par type d'offre fait l'objet d'une discussion ci-après. Aucune distinction n'est faite entre les « block orders » normaux et les « profile blocks ».

- 'BUYBLOCKS' (en haut à gauche) : Ces volumes sont les plus faibles des quatre types. L'utilisation de ce type est toutefois en hausse et a doublé en 2012 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

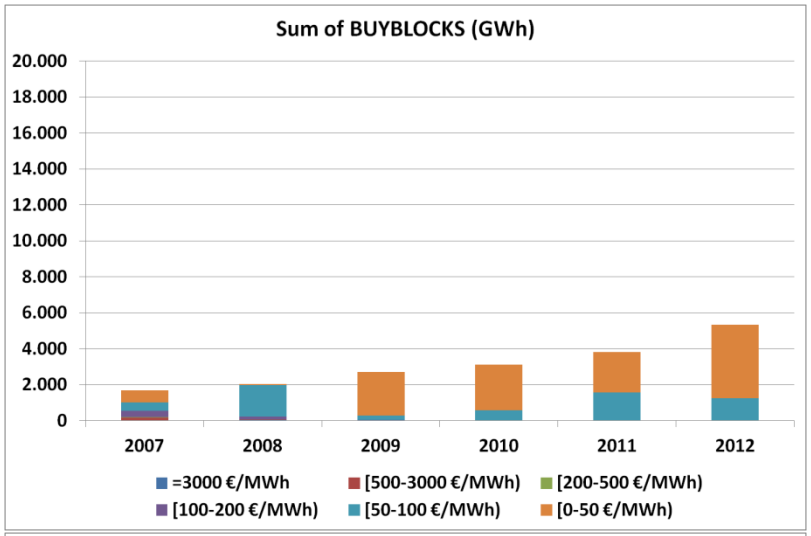
grande diversité d'intervalles de prix ont été utilisés. En 2009-2012, l'intervalle de prix [0-50 €/MWh) a dominé.

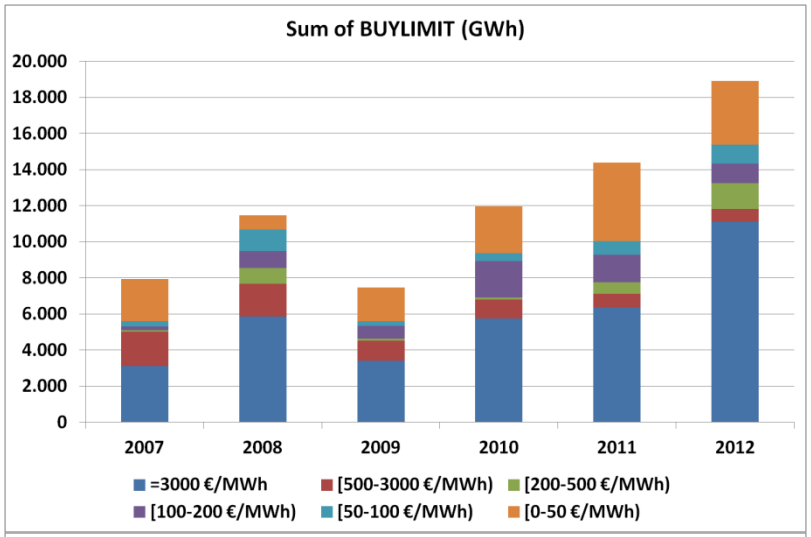
- 'BUYLIMIT' (en haut à droite) : ces volumes sont les plus élevés des quatre types, avec pour 2012 un peu plus de 18.000 GWh offerts via ce type (un rien plus élevé que 'SELLBLOCK'). Depuis 2009, ce type d'offres connaît une augmentation presque linéaire.

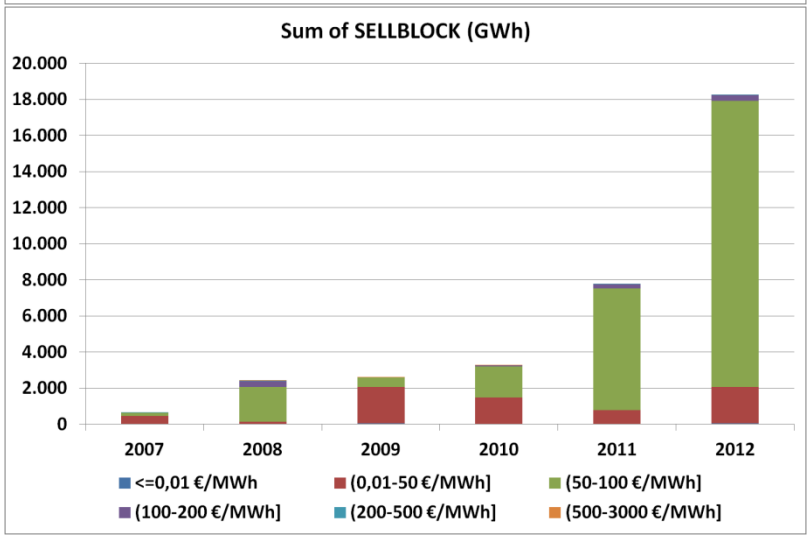
  La part proposée au prix le plus élevé de 3.000 €/MWh, soit les 'market orders', varie de 39% en 2007 à 59% en 2012. Pour 2012, cela correspond à 11.123 GWh. Toutes ces offres sont exercées (parce qu'au prix maximum, il n'y avait pas de *curtailment*). En 2012, 70 % du volume d'achat total de 15,5 TWh est acheté via des BuyLimit-orders à 3.000 €/MWh.

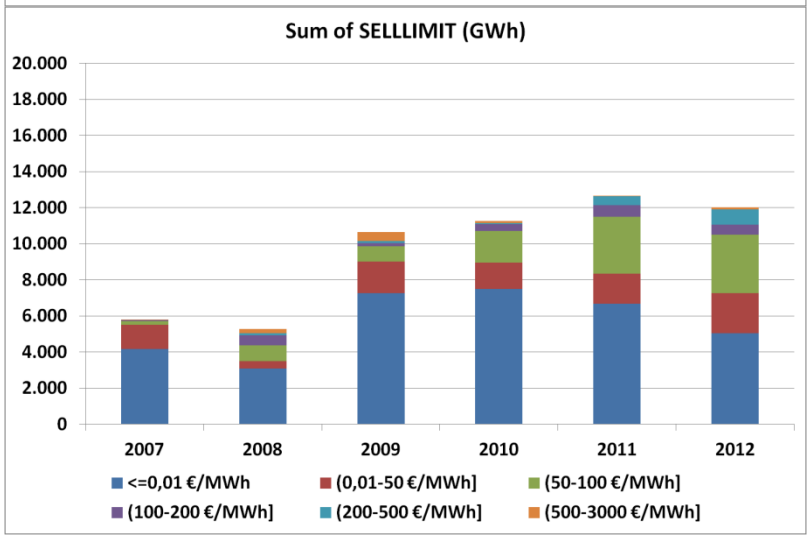
  Le volume que l'on souhaite acheter à l'aide d'offres dans l'intervalle de prix [500-3000 €/MWh) est bien plus faible, et diminue encore en 2012 jusqu'à 4 % du volume total proposé. La part que l'on souhaite acheter à faible prix [0-50 €/MWh) diminue par rapport à 2011, tant en valeur relative qu'en valeur absolue, jusqu'à plus de 3.500 GWh, ce qui représente une part de 19 % du volume total proposé par le biais de BuyLimit-orders.
- 'SELLBLOCK' (en bas à gauche) : en 2012, le volume proposé par le biais de SELLBLOCK a augmenté jusqu'à 18.280 GWh, contre près de 8.000 GWh en 2011, et est donc plus de deux fois plus élevé. Ceci s'explique probablement en grande partie par la flexibilité plus élevée qu'offrent les « profile blocks ». L'introduction de ce genre d'offres répond donc probablement à une demande réelle du marché.

  Concernant l'utilisation des intervalles de prix, l'intervalle (50-100 €/MWh] domine clairement avec 87 % du nombre total d'offres via SELLBLOCK, soit une part à peu près égale à celle de 2011.
- 'SELLLIMIT' (en bas à droite) : il s'agit du seul type d'offres dont le volume proposé diminue par rapport à 2011, sans doute une conséquence de l'augmentation importante des volumes SELLBLOCK. Pour la période 2007-2011, la plupart des offres faisaient partie de l'intervalle de prix le plus bas « <=0,01 €/MWh ». Ce n'est plus le cas en 2012 : 42 % du volume total SELLLIMIT est proposé dans cet intervalle de prix le plus bas, contre 52 % en 2012. Les intervalles de prix plus importants ont une part de marché plus élevée.


Sum of BUYBLOCKS (GWh)
20.000
18.000
16.000
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
2007
2008
2009
2010
2011
2012
=3000 €/MWh
[500-3000 €/MWh)
[200-500 €/MWh)
[100-200 €/MWh)
[50-100 €/MWh)
[0-50 €/MWh)


Sum of BUYLIMIT (GWh)
20.000
18.000
16.000
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
2007
2008
2009
2010
2011
2012
=3000 €/MWh
[500-3000 €/MWh)
[200-500 €/MWh)
[100-200 €/MWh)
[50-100 €/MWh)
[0-50 €/MWh)


Sum of SELLBLOCK (GWh)
20.000
18.000
16.000
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
2007
2008
2009
2010
2011
2012
<=0,01 €/MWh
(0,01-50 €/MWh]
(50-100 €/MWh]
(100-200 €/MWh]
(200-500 €/MWh]
(500-3000 €/MWh]


Sum of SELLLIMIT (GWh)
20.000
18.000
16.000
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
2007
2008
2009
2010
2011
2012
<=0,01 €/MWh
(0,01-50 €/MWh]
(50-100 €/MWh]
(100-200 €/MWh]
(200-500 €/MWh]
(500-3000 €/MWh]

Source : CREG

151. Voyons comme les prix négatifs en Allemagne ont eu une influence sur le prix dam des pays de la région CWE.

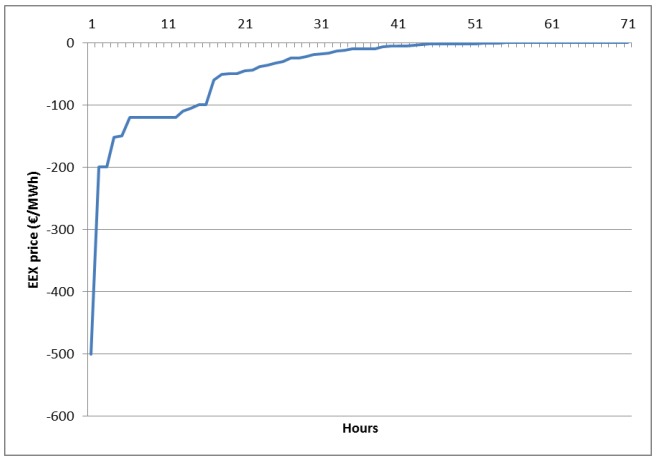
Occurrence des prix négatifs sur la bourse EPEX Spot sur (2008-2012)

152. Cette section donne un aperçu de l'importance des prix négatifs sur la bourse allemande EPEX spot. Elle détaille l'amplitude de ces prix négatifs ainsi que leur durée. Nous nous concentrerons sur les prix day-ahead. Ceux-ci peuvent être négatifs depuis l'automne 2008.

153. En 2008, des prix négatifs sont observés durant 15 heures. Ils ont lieu en heures creuses entre minuit et 8h du matin. Ils sont compris dans l'intervalle de prix suivants :[-101,52 à -0,02] €/MWh. Notons que le prix le plus bas fut atteint durant 3h le 22 décembre 2008. En ce qui concerne la durée des prix négatifs, elle varie d'une heure à six heures.

154. En ce qui concerne la moyenne des volumes échangés durant ces prix négatifs, il est de 15,68 GWh par heure. Si l'on compare ces volumes avec le volume moyen échangé en 2008 entre minuit et 8h du matin (15,96 GWh par heure), on constate qu'il est inférieur et reste à moins d'une déviation standard de la moyenne.

155. En 2009, il y eut un total de 71 heures sur EPEX Spot en Allemagne affichant des prix négatifs. Les prix sont négatifs exclusivement lors des périodes creuses : entre 20h00 et 8h00 en semaine, le week-end et les jours fériés, c'est-à-dire lorsque la demande est plus faible. Le graphique ci-dessous reproduit le prix des 71 heures pour lesquelles le prix est négatif dans un ordre croissant. On constate que, pour environ un tiers de ces heures, les prix sont compris entre - 0,01 €/MWh et -0,99 €/MWh et que le prix le plus bas est observé le 4 octobre 2009. En ce qui concerne la durée de ces prix négatifs, elle varie d'une heure jusqu'à dix heures, ce que l'on a pu observer le 26 décembre 2009.



Graphique: Distribution des heures avec des prix négatifs 2009

156. Pour ce qui est des volumes en 2009, la moyenne des volumes échangés entre minuit et 9h du matin s'élève à 14,55 GWh par heure pour toute l'année et l'écart type est de 1,93 GWh. Les volumes, lorsque les prix furent négatifs, étaient en moyenne de 14,30 GWh par heure le 18 janvier 2009, de 12,80 GWh par heure le 8 mars 2009, de 12,11 GWh par heure le 4 mai 2009 et de 17,50 GWh le 26 décembre 2009. Lorsque l'on compare ces moyennes aux volumes lors des heures suivant et précédant ces prix négatifs, l'on ne constate pas de déviation notable lors des heures où les prix sont négatifs.

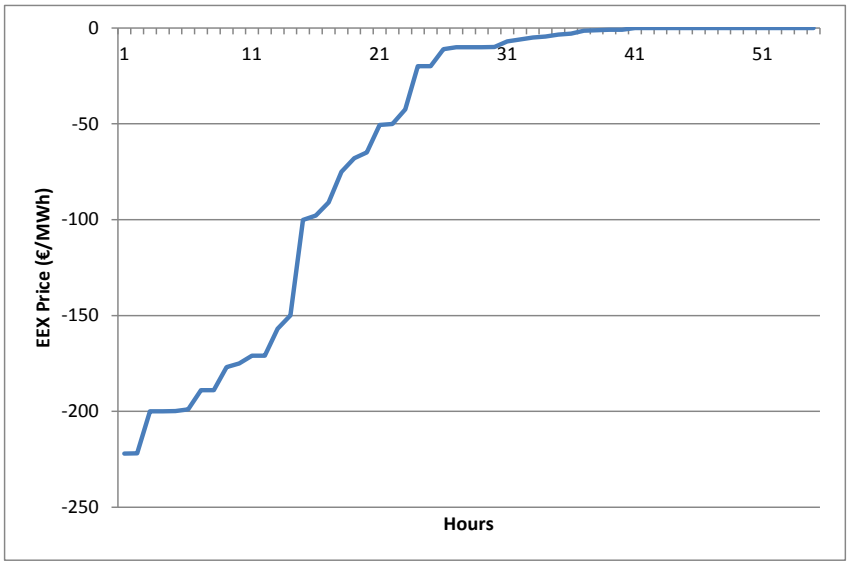
157. En 2010, des prix négatifs se sont produits pendant 12 heures. Ils ont tous eu lieu pendant la nuit, entre 1 heure et 8 heures du matin, hormis à deux reprises, le 16 mai 2010, entre 13h et 16h, où les prix ont atteint -0,03 €/MWh, et -0,04 €/MWh. Ces prix négatifs s'étendent sur des périodes de deux à trois heures : 2 heures le 10 janvier 2010, 3 heures le 1er mars 2010, 3 heures le 16 mai 2010 (2 heures avec des prix négatifs), 3 heures le 13 juin 2010, 2 heures le 12 décembre 2010. L'amplitude des prix négatifs est aussi bien moindre en 2010 qu'en 2009. Alors que les prix ont atteint -500,02 €/MWh le 4 octobre 2009, le prix le plus bas indiqué en 2010 s'élève « seulement » à -20,45 €/MWh le 12 décembre 2010 et, sur les 12 heures négatives, seules 4 affichent des prix inférieurs à -3 €/MWh.

158. En ce qui concerne les volumes en 2010, la moyenne des volumes échangés entre minuit et 9h du matin s'élève à 20,99 GWh par heure. Les volumes échangés lors de la survenance des prix négatifs ont atteint : 21,38 GWh par heure le 10 janvier 2010, 29,59 GWh par heure le 1er mars 2010, 23,23 GWh par heure le 16 juin 2010 et 25,96 GWh par heure le 12 décembre 2010. Nous pouvons en déduire que les volumes d'échange à ces heures-là ne présentent rien d'excessif et restent à moins d'une déviation standard de la moyenne. La déviation standard de l'échantillon de 2010 s'élève à 4,12 GWh.

159. En 2011, il y eut 15 occurrences de prix négatifs exclusivement lors des heures creuses de semaine et durant le week-end. Le nombre d'heures affichant des prix négatifs est en baisse par rapport à 2010. La durée des prix négatifs s'étend de 1 à 4 heures. Sept prix négatifs sur quinze se situent entre -1,00 €/MWh et 0,00 €/MWh et le prix minimal atteint sur cette période s'élève à -36,82 €/MWh.

160. En ce qui concerne les volumes en 2011, la moyenne des volumes échangés sur les mêmes jours s'élève à 23,46 GWh par heure. Les volumes échangés lors de la survenance des prix négatifs sont en moyenne de : 30,94 GWh par heure. Nous pouvons en déduire que les volumes d'échange à ces heures-là excèdent les volumes « normaux ».

161. En 2012, on observe 56 heures affichant un prix négatif. Ceci est une forte progression par rapport à l'année 2011 qui s'explique, entre autres, par une augmentation de la fréquence et de l'intensité du vent ainsi que par une part grandissante des sources renouvelables dans la production. Les prix négatifs se produisent durant les heures creuses ou durant le week-end. La plupart des heures se trouvent concentrées sur le mois de janvier et de décembre 2012 entre minuit et 8 heures voire 9 heures pour les jours de week-end. A nouveau, un tiers des heures se trouve dans la fourchette de prix -1,00 et 0,00 €/MWh. Le prix le plus bas est de -221,99€/MWh. Le graphique ci-dessous montre la distribution des heures ayant des prix négatifs en 2012.



Graphique: Distribution des heures avec des prix négatifs 2012

162. La survenance de prix négatifs de l'électricité sur le marché day-ahead allemand d'EPEX Spot est un phénomène récent et a été rendue possible à partir du 1er septembre 2008. Depuis lors et jusqu'au 31 décembre 2012, l'on a pu dénombrer 169 heures affichant des prix négatifs sur le marché day-ahead allemand d'EPEX Spot. Ces prix négatifs peuvent durer pendant plusieurs heures d'affilée. La période la plus longue enregistrée présentant des prix négatifs de façon continue s'élève à 10 heures.

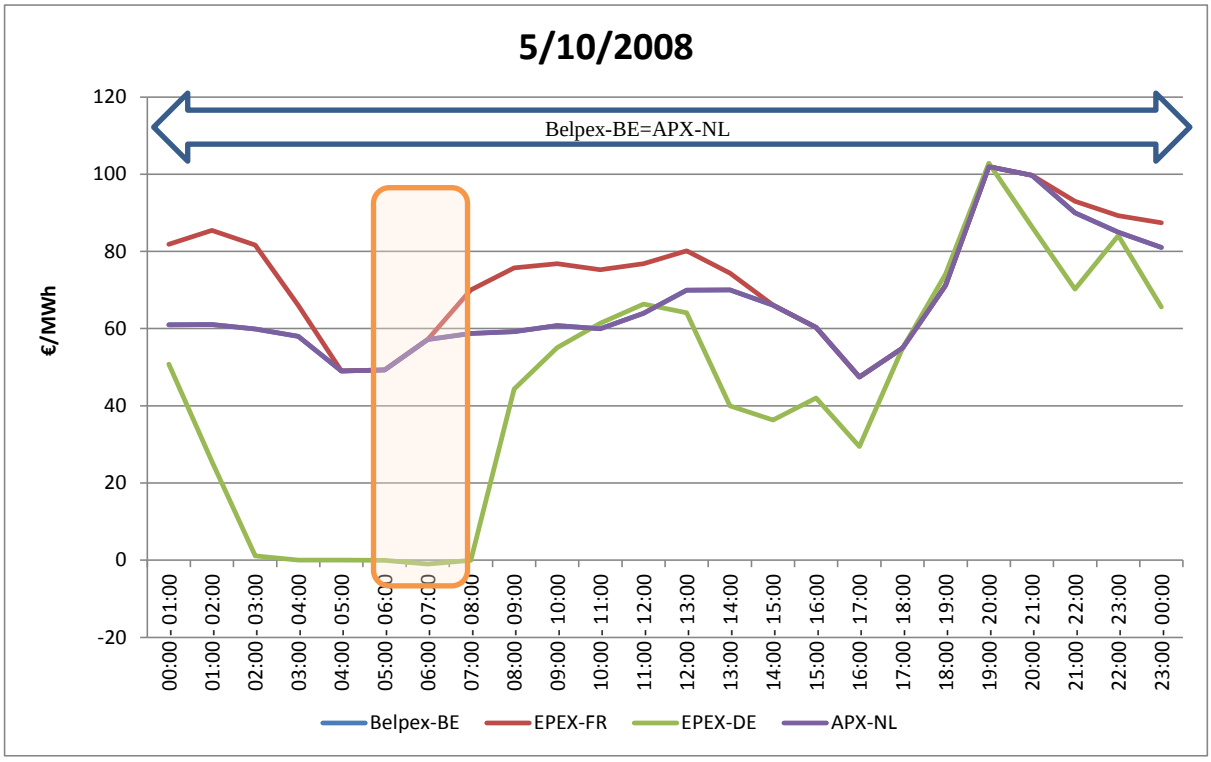
163. Les prix négatifs peuvent atteindre des niveaux planchers importants, comme par exemple -500,02 €/MWh le 4 octobre 2009. En 2010 et 2011, les prix négatifs ont eu tendance à être moins importants (-20,45 €/MWh le 12 décembre 2010 et -36,82 €/MWh le 4 février 2011). Par contre en 2012, le prix le plus bas est de -221,99€/MWh. En ce qui concerne les volumes échangés lors de ces périodes de prix négatifs, l'on ne constate pas de mouvements brusques par rapport aux périodes qui les précèdent ou les suivent. Les volumes échangés lors de ces périodes se situent en effet dans la moyenne.

Impact des prix négatifs sur les prix étrangers (2008-2012)

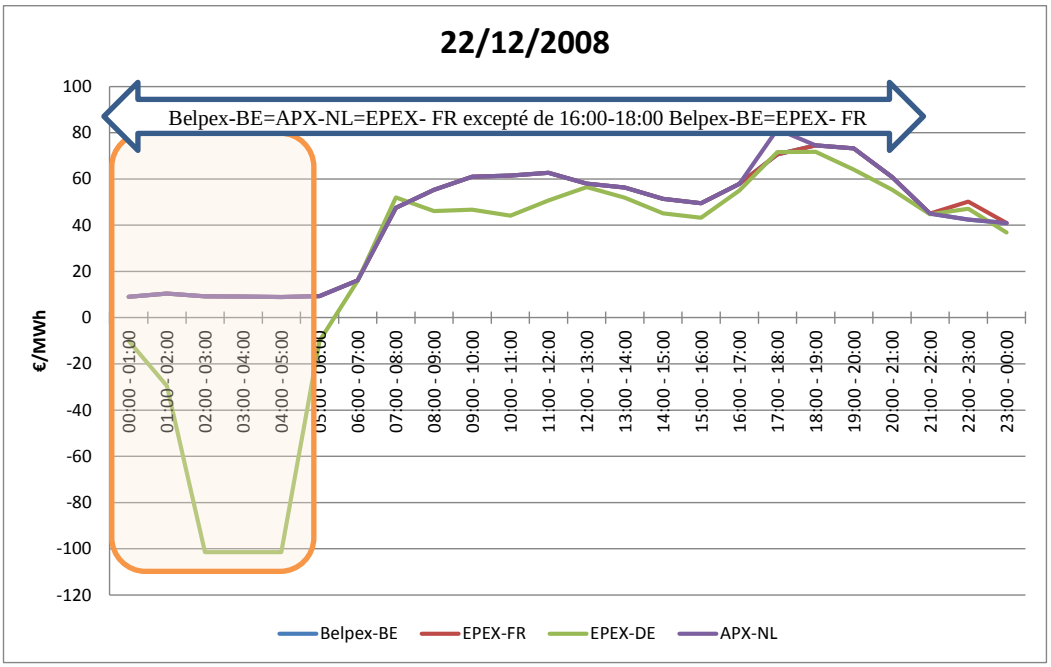
164. Comme dit précédemment, l'Allemagne dispose du mécanisme des prix négatifs depuis l'automne 2008. En Belgique, en France et aux Pays-Bas, les prix négatifs ne sont permis que depuis le lancement du couplage de marché CWE en novembre 2010.

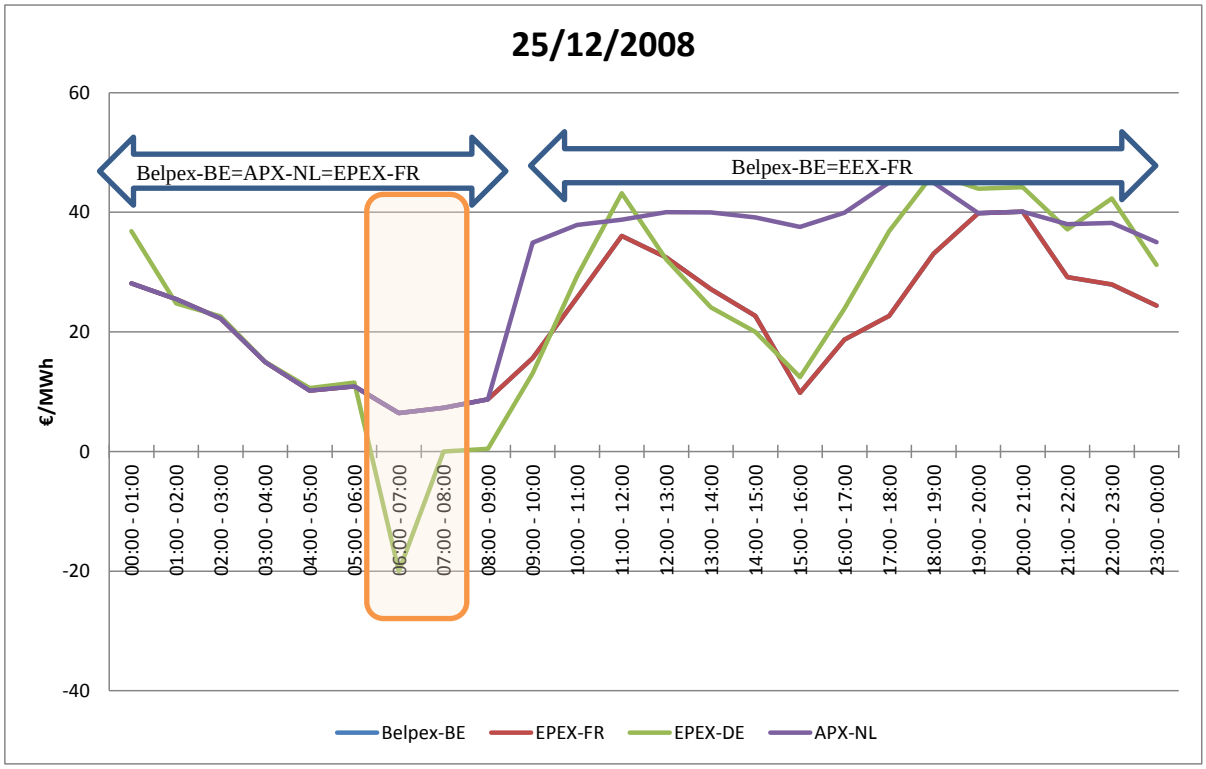
165. Il est intéressant de voir, à présent, l'impact des prix négatifs allemands sur le prix des autres pays (la Belgique, la France et les Pays-Bas).

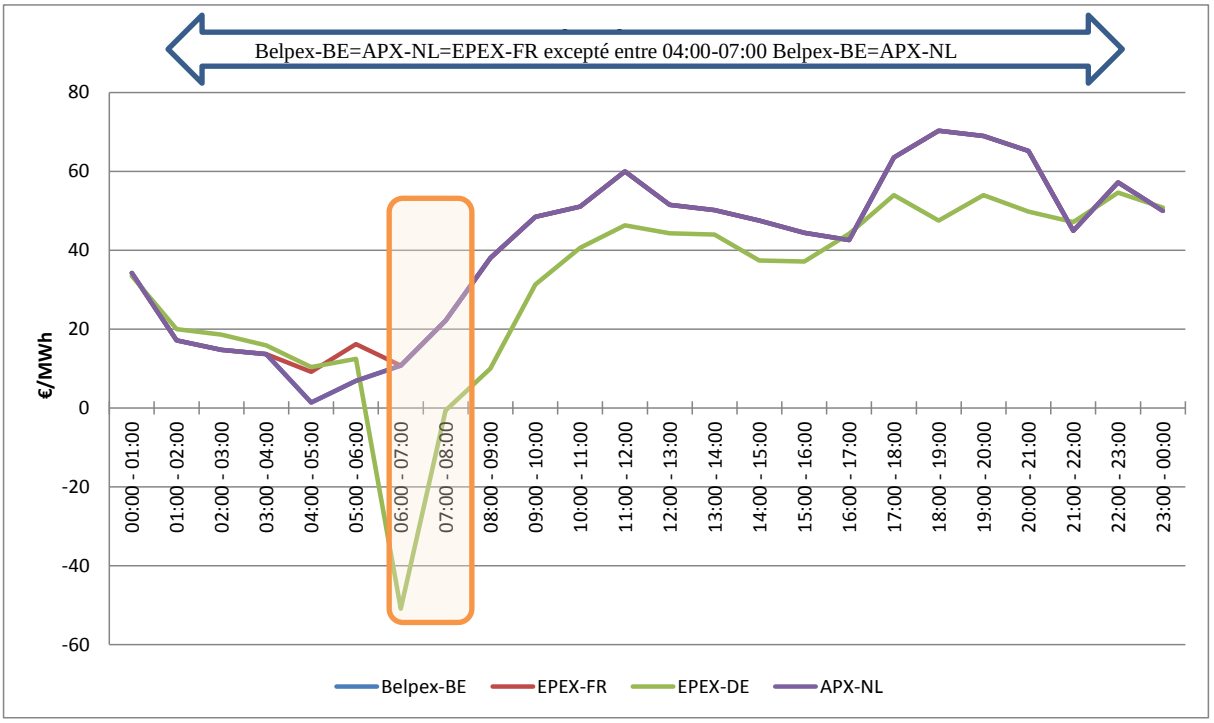
166. Les graphiques ci-dessous montrent les dates de l'année 2008 pour lesquelles un ou plusieurs prix négatifs sont observés en Allemagne et les prix des autres pays pour ces dates.



Le graphique du 5 octobre 2008 montre les premiers prix négatifs pratiqués en Allemagne. Ceux-ci étaient de très faible amplitude vu qu'ils étaient compris entre -1,03 et -0,02. Ils s'étendaient sur 3 heures. Le graphique montre que, durant la période de prix négatifs en Allemagne (en orange sur le graphique), il n'y a pas de convergence de prix avec les autres pays.


22/12/2008
Belpex-BE=APX-NL=EPEX- FR excepté de 16:00-18:00 Belpex-BE=EPEX- FR
€/MWh
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

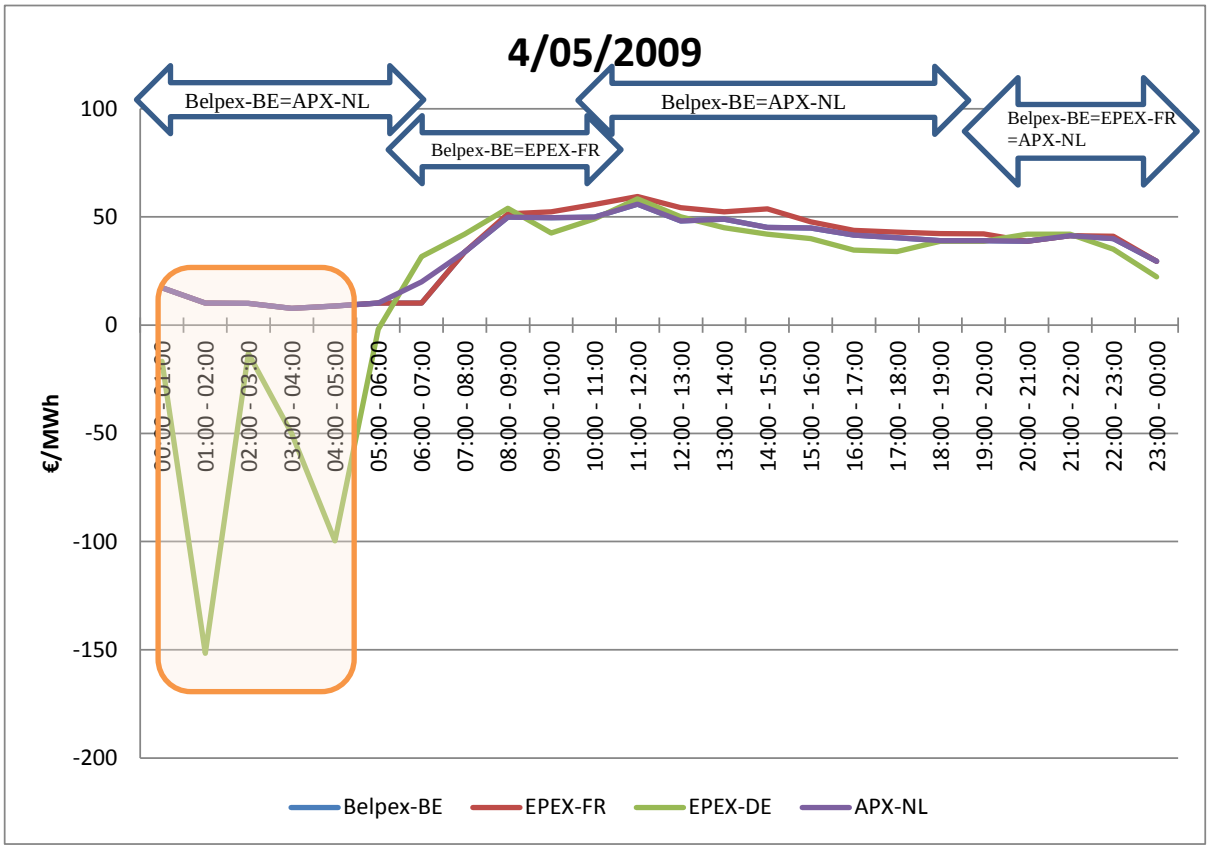

25/12/2008
Belpex-BE=APX-NL=EPEX-FR
Belpex-BE=EEX-FR
€/MWh
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

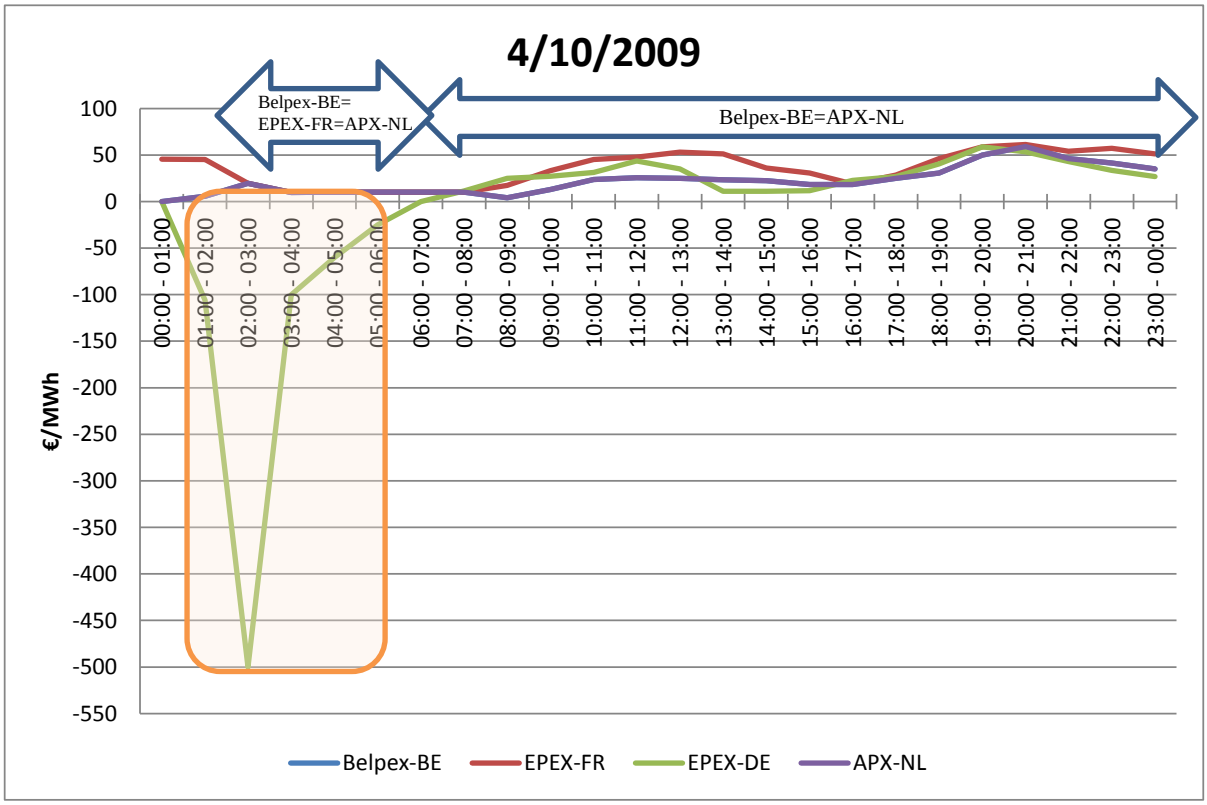


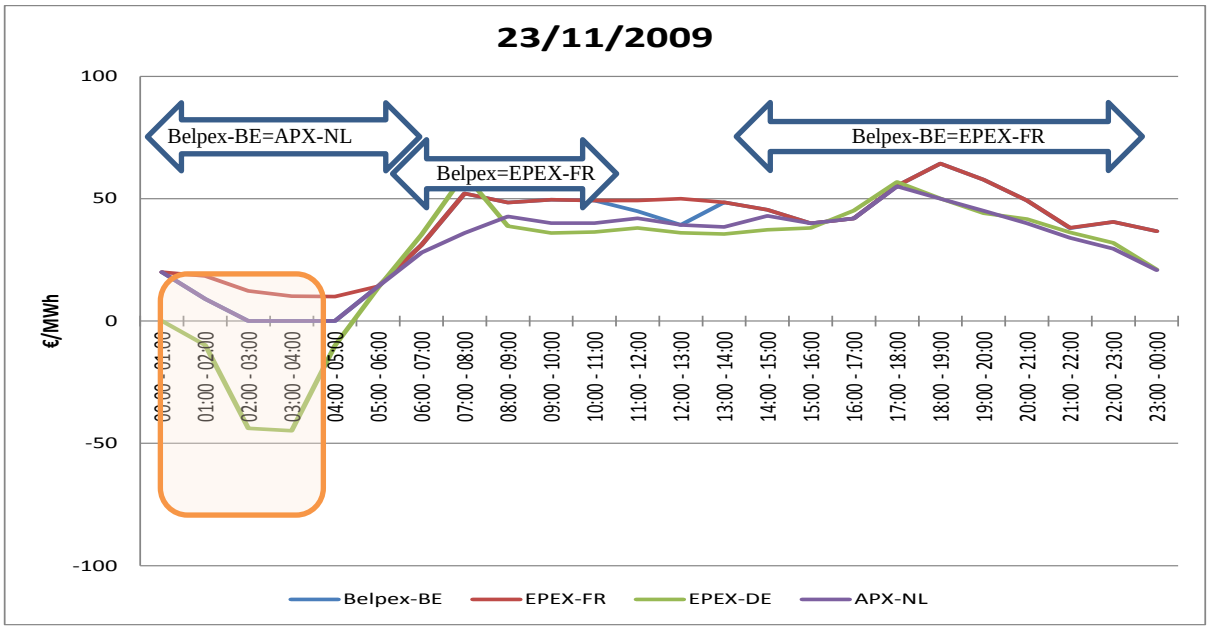
Les graphiques portent sur les 3 jours de décembre. Les graphiques du 22 décembre 2008 et du 25 décembre 2008 montrent une diminution des prix en Belgique, en France et aux Pays-Bas lors de l'occurrence des prix négatifs en Allemagne. Par contre, le graphique du 26 décembre 2012 montre une tendance tout à fait différente entre les prix allemands et les prix des autres pays. Rappelons qu'à cette époque, seul le couplage trilatéral par les prix existe entre la Belgique, la France et les Pays-Bas.

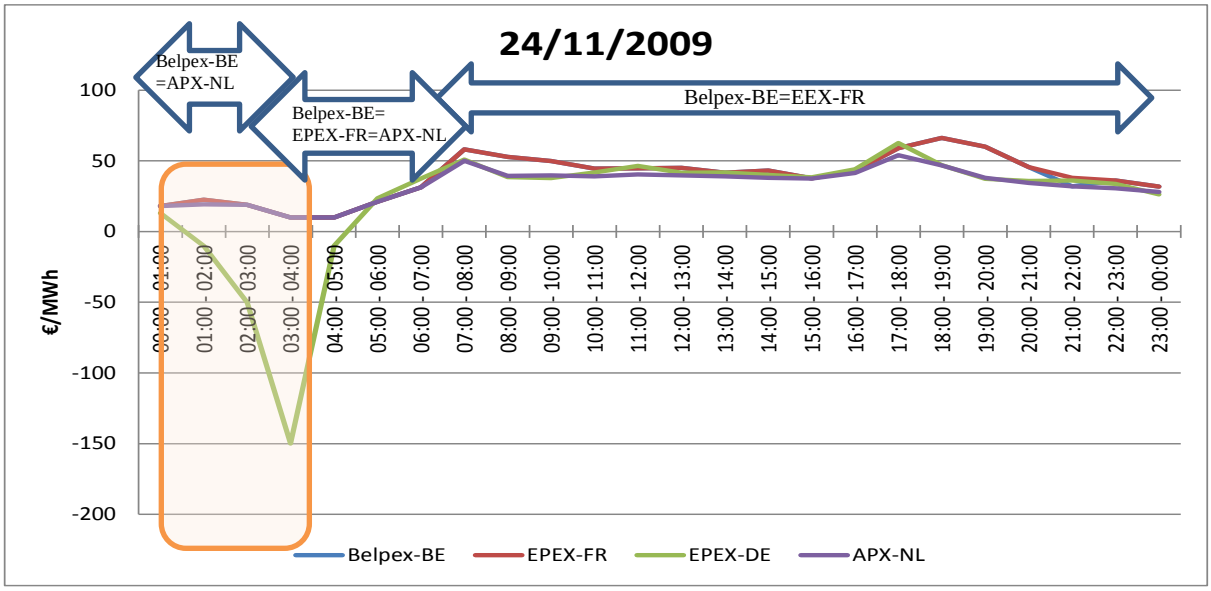
167. Adaptons la même démarche que ci-dessus pour l'année 2009. Rappelons que durant cette année les prix pour la Belgique, la France et les Pays-Bas ne peuvent être négatifs et que le prix minimum pour ces pays est de 0,01€/MWh[19].

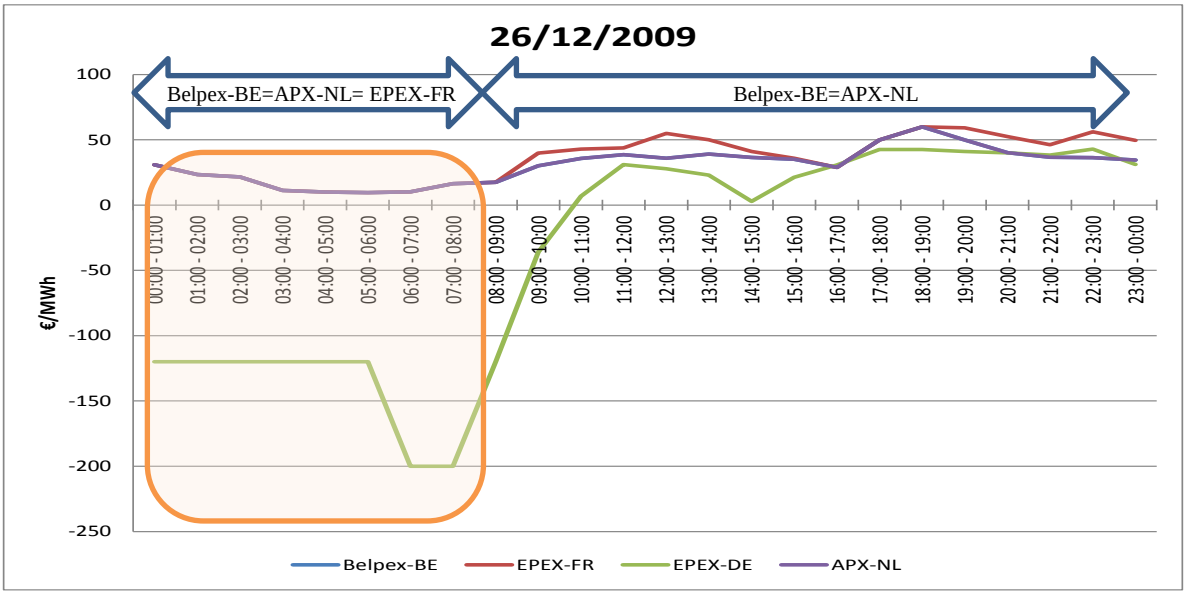
[19] Voir paragraphe 122


4/05/2009
Belpex-BE=APX-NL
Belpex-BE=EPEX-FR
Belpex-BE=APX-NL
Belpex-BE=EPEX-FR
=APX-NL
€/MWh
100
50
0
-50
-100
-150
-200
00:00 - 01:00
01:00 - 02:00
02:00 - 03:00
03:00 - 04:00
04:00 - 05:00
05:00 - 06:00
06:00 - 07:00
07:00 - 08:00
08:00 - 09:00
09:00 - 10:00
10:00 - 11:00
11:00 - 12:00
12:00 - 13:00
13:00 - 14:00
14:00 - 15:00
15:00 - 16:00
16:00 - 17:00
17:00 - 18:00
18:00 - 19:00
19:00 - 20:00
20:00 - 21:00
21:00 - 22:00
22:00 - 23:00
23:00 - 00:00
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL


4/10/2009
Belpex-BE=
EPEX-FR=APX-NL
Belpex-BE=APX-NL
€/MWh
100
50
0
-50
-100
-150
-200
-250
-300
-350
-400
-450
-500
-550
00:00 - 01:00
01:00 - 02:00
02:00 - 03:00
03:00 - 04:00
04:00 - 05:00
05:00 - 06:00
06:00 - 07:00
07:00 - 08:00
08:00 - 09:00
09:00 - 10:00
10:00 - 11:00
11:00 - 12:00
12:00 - 13:00
13:00 - 14:00
14:00 - 15:00
15:00 - 16:00
16:00 - 17:00
17:00 - 18:00
18:00 - 19:00
19:00 - 20:00
20:00 - 21:00
21:00 - 22:00
22:00 - 23:00
23:00 - 00:00
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

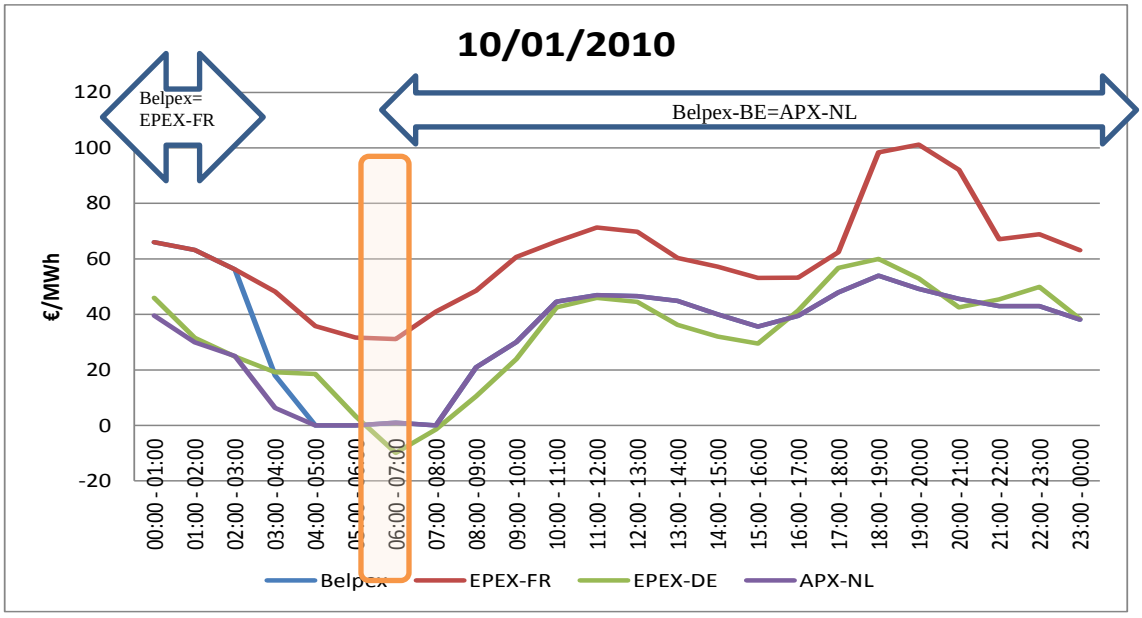

23/11/2009
Belpex-BE=APX-NL
Belpex=EPEX-FR
Belpex-BE=EPEX-FR
€/MWh
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

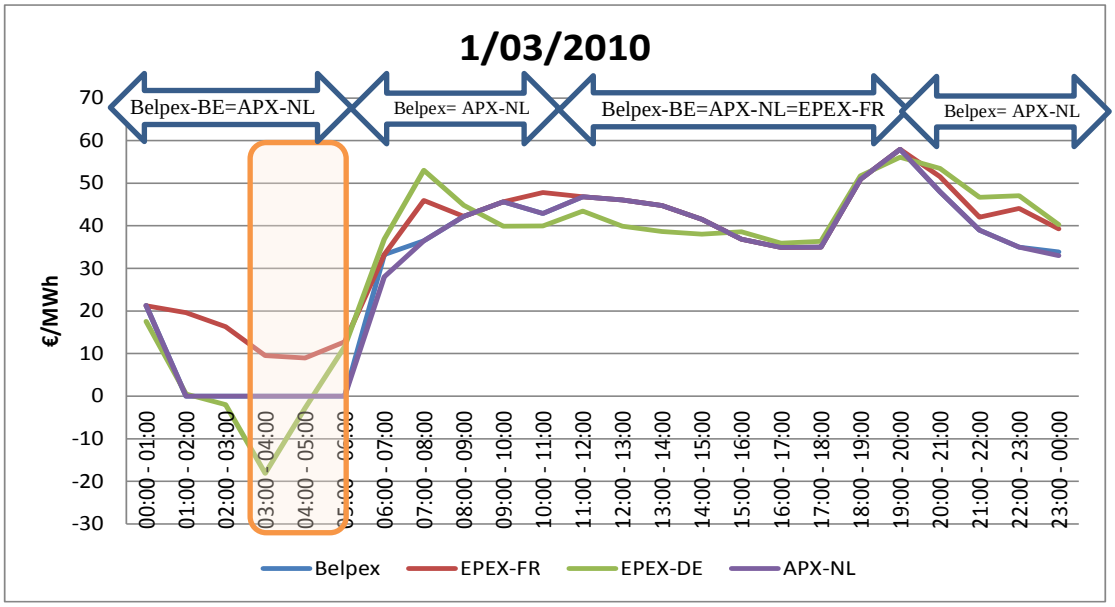

24/11/2009
Belpex-BE =APX-NL
Belpex-BE= EPEX-FR=APX-NL
Belpex-BE=EEX-FR
€/MWh
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

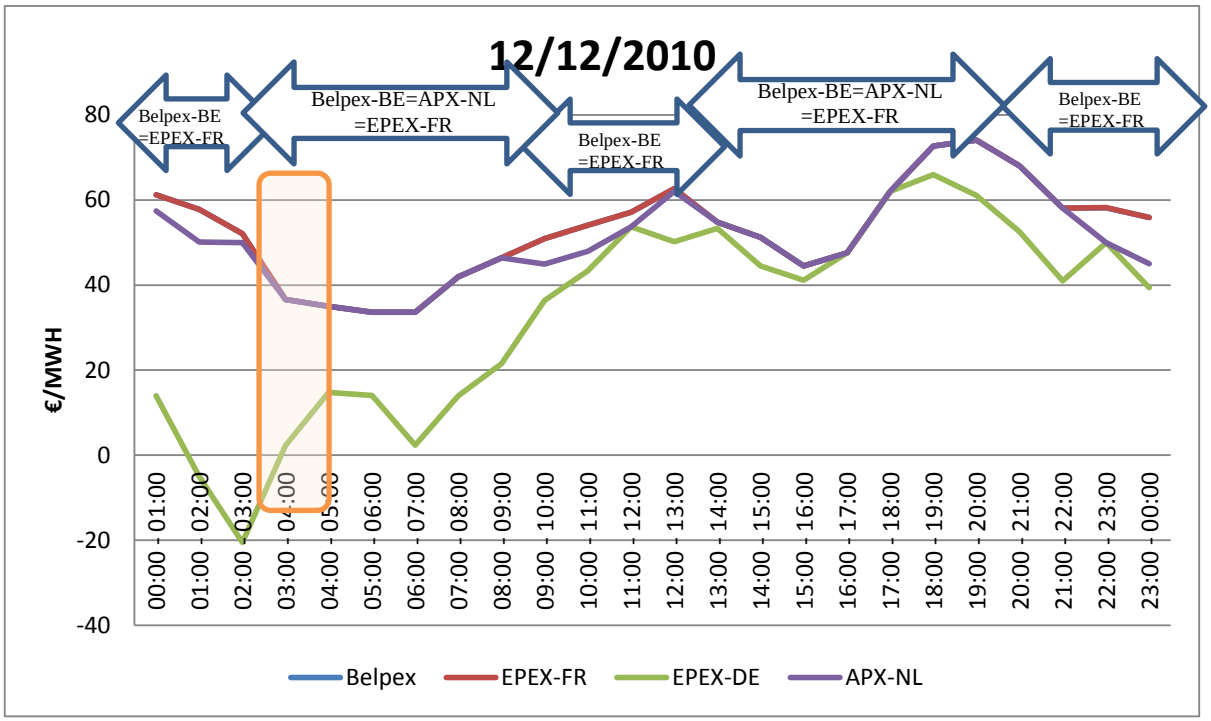

26/12/2009
Belpex-BE=APX-NL= EPEX-FR
Belpex-BE=APX-NL
€/MWh
Belpex-BE
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

Les graphiques précédents montrent les principales dates où les prix sont négatifs en Allemagne. Remarquons qu'en 2009, les prix atteignent à plusieurs reprises des prix sous les 100 €/MWh pour atteindre un record le 4 octobre 2009. Notons également que la tendance similaire des prix entre les pays considérés n'est atteinte qu'en date du 23 novembre 2009. En effet, à cette date, les prix belges, français et hollandais atteignent leur niveau minimal durant la période de prix négatifs en Allemagne. Le 26 décembre marque aussi la plus longue période de prix négatifs en Allemagne depuis leur apparition.

168. En ce qui concerne 2010, elle constitue une année charnière. En effet, à partir de novembre 2010, le couplage de marché avec l'Allemagne a lieu et les prix négatifs sont introduits en Belgique, en France et aux Pays-Bas.





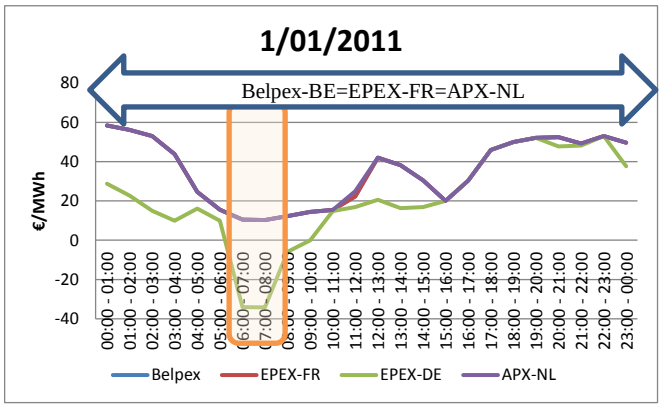


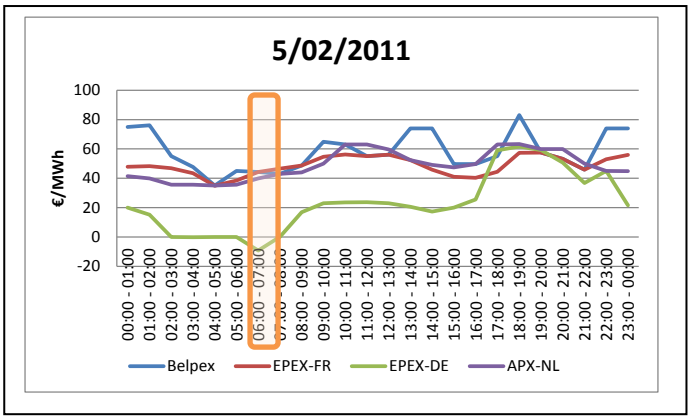
Il ressort des graphiques précédents que le 10 janvier et le 1er mars 2010, les prix suivent une tendance similaire. En effet, à cette date, les prix belges, français et hollandais atteignent leur niveau minimal durant la période de prix négatifs en Allemagne. Par contre le 12 décembre 2010, les prix ne convergent pas durant la période de prix négatifs, et ce malgré l'introduction du couplage par les prix avec l'Allemagne.

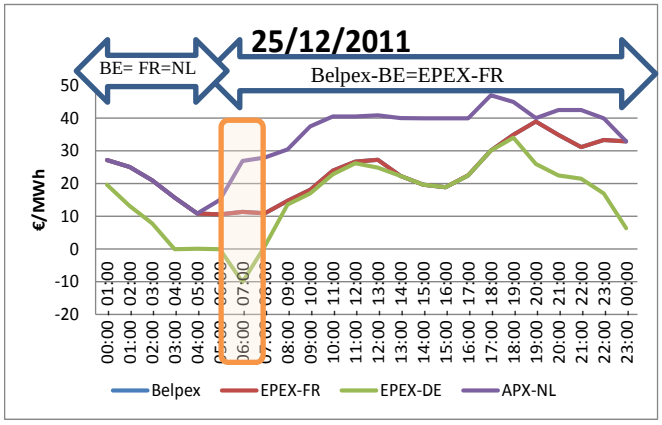
169. En ce qui concerne 2011, les prix en Belgique, en France et aux Pays-Bas ne convergent pas avec les prix allemands au moment où ils sont négatifs comme le montrent les graphiques ci-dessous.

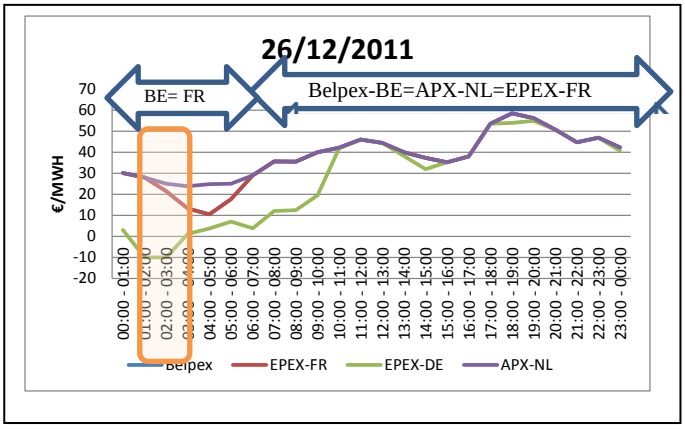
L'étude (F)110303-CDC-1045 relative à l'importante réduction de la capacité d'interconnexion les 4 et 5 février 2011 explique les raisons de cette absence de convergence des prix. Ces deux jours-là, les GRT de la région CWE (Central West Europe) ont réduit drastiquement leurs capacités d'interconnexion. La Belgique s'est ainsi retrouvée dépourvue de 96% de sa capacité d'interconnexion et a connu des prix supérieurs d'environ 9 €/MWh par rapport à ses voisins français et néerlandais. L'étude explique que : « *la réduction de capacité est probablement due à une production éolienne prévue élevée au nord de l'Allemagne* ». En effet, dans les deux zones avec de la capacité éolienne installée la plus élevée, la production moyenne prévue s'élevait à 18,3 GW, avec une pointe à 18,8 GW. Cependant, la production réelle n'a atteint que 17,3 GW, avec une pointe à 18,3 GW. Or, de tels niveaux de production effective (et non

prévue) avaient déjà été atteints sans avoir entraîné une réduction de la capacité d'interconnexion. Dès lors, la CREG dans cette étude (F)110303-CDC-1045 se demande si la réduction de la capacité d'interconnexion était justifiée et explique qu'elle va examiner la méthode de l'action coordonnée dans le cadre de la réduction de capacité.





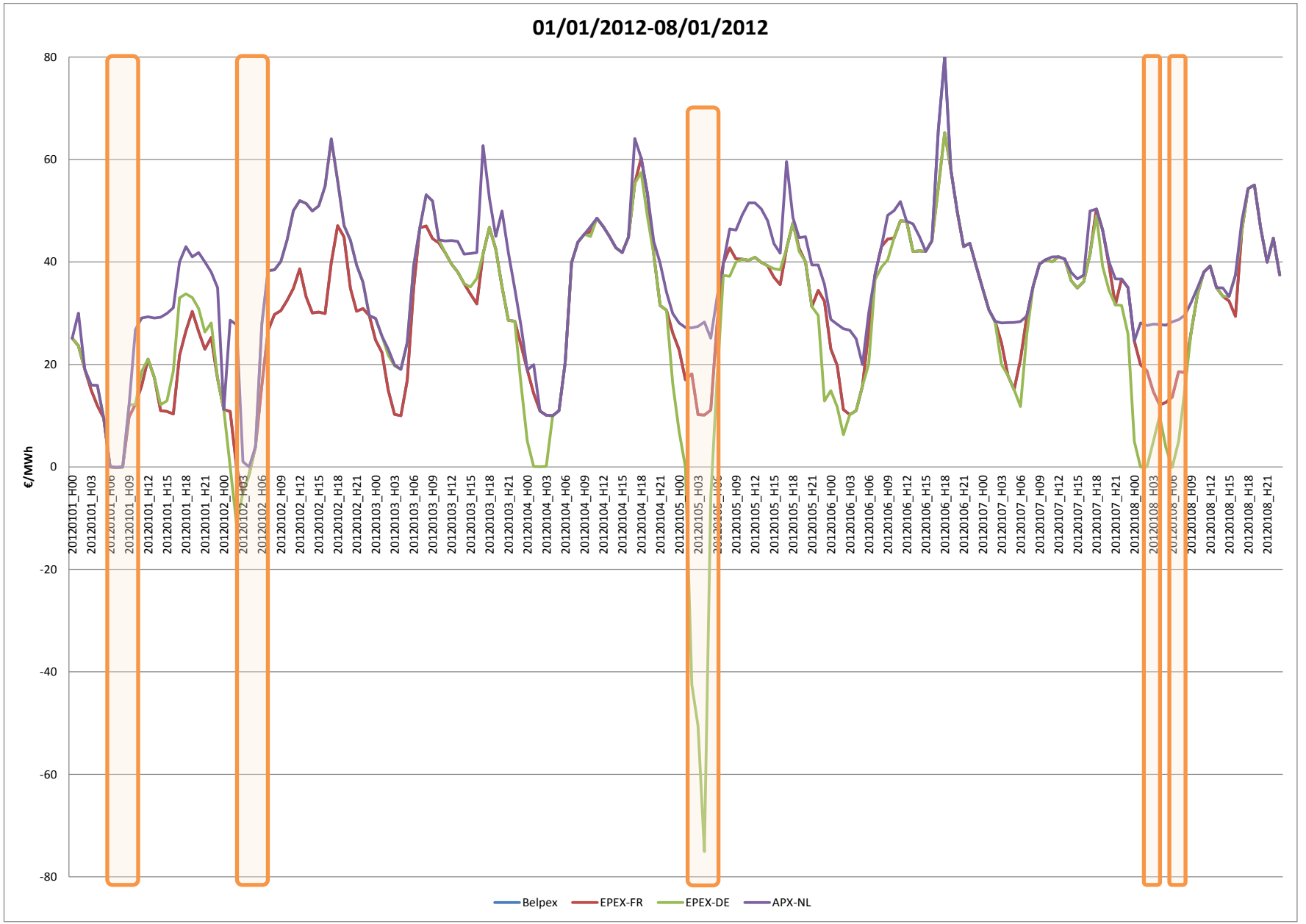


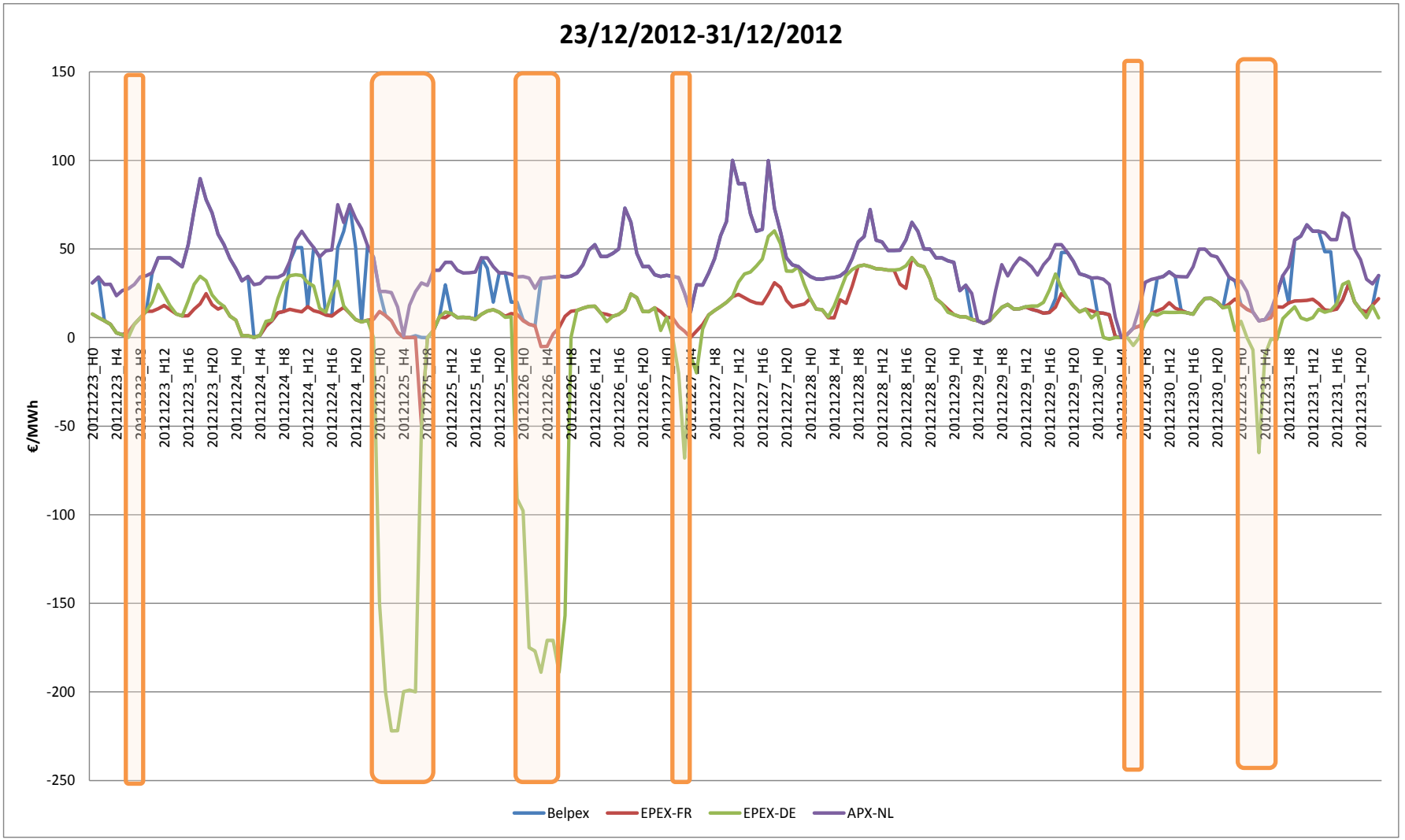


170. En ce qui concerne 2012, les prix sont négatifs principalement au mois de janvier et de décembre 2012. Les graphiques ci-dessous se concentrent sur des parties de ces mois contenant des prix négatifs.

Le premier graphique se concentre sur la période du 1er janvier au 8 janvier 2012. Durant 4 jours, les prix affichent des valeurs négatives en Allemagne. Notons que, pour la première fois, les prix belges, français et hollandais sont négatifs le premier janvier, et ce pendant 3 heures et la même situation se reproduit le 2 janvier excepté pour les Pays-Bas et ce pendant 2 heures. La faible consommation suite aux vacances de Noël et la forte production éolienne en Allemagne invoquant des exportations à faible prix à partir de ce pays ont poussé les prix sous la barre de zéro en région CWE[20].

[20] Belpex Monthly report January 2012


01/01/2012-08/01/2012
€/MWh
80
60
40
20
0
-20
-40
-60
-80
Belpex
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL


23/12/2012-31/12/2012
€/MWh
150
100
50
0
-50
-100
-150
-200
-250
20121223_H0
20121223_H4
20121223_H8
20121223_H12
20121223_H16
20121223_H20
20121224_H0
20121224_H4
20121224_H8
20121224_H12
20121224_H16
20121224_H20
20121225_H0
20121225_H4
20121225_H8
20121225_H12
20121225_H16
20121225_H20
20121226_H0
20121226_H4
20121226_H8
20121226_H12
20121226_H16
20121226_H20
20121227_H0
20121227_H8
20121227_H12
20121227_H16
20121227_H20
20121228_H0
20121228_H4
20121228_H8
20121228_H12
20121228_H16
20121228_H20
20121229_H0
20121229_H4
20121229_H8
20121229_H12
20121229_H16
20121229_H20
20121230_H0
20121230_H8
20121230_H12
20121230_H16
20121230_H20
20121231_H4
20121231_H8
20121231_H12
20121231_H16
20121231_H20
Belpex
EPEX-FR
EPEX-DE
APX-NL

Le second graphique, quant à lui, se concentre sur la période de fin d'année 2012. A nouveau les prix convergent et sont négatifs entre la France et l'Allemagne le 25 décembre durant 3 heures non successives et le 26 décembre durant une heure. La Belgique converge avec la France et l'Allemagne à deux reprises durant une heure. Cette fois, à aucun moment, les prix négatifs de l'Allemagne ne convergent avec les prix hollandais. Les prix négatifs de ce 25 et 26 décembre 2012 sont causés par une faible consommation vu les températures douces pour la saison ainsi que la période de congé de Noël et par une forte production éolienne en Allemagne. Les fortes exportations depuis l'Allemagne engendrent des congestions aux frontières de la région CWE empêchant la Belgique de bénéficier d'autant d'heures que la France et l'Allemagne de prix négatifs[21].

171. Dès 2009, on peut observer, à certaines heures, une convergence de prix entre l'Allemagne et la Belgique et les Pays-Bas. Celle-ci se poursuit durant le début de l'année 2010. Par contre, en 2011, lors de périodes de prix négatifs en Allemagne, aucune convergence de prix n'est observée avec les autres pays que sont la Belgique, la France et les Pays-Bas. En 2012, c'est la première fois que l'on voit apparaître des prix négatifs en Belgique en France aux Pays-Bas et en Allemagne simultanément.

172. « Les prix de l'électricité peuvent devenir négatifs lorsque la charge résiduelle, c'est-à-dire la charge totale diminuée de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement d'origine éolienne), est faible. Dans ce cas-là, la possibilité de limiter davantage la production est réduite et il devient parfois nécessaire de diminuer la production de centrales dites baseload. Cependant, ces centrales coûtent cher à arrêter et redémarrer. C'est pour cette raison que certains producteurs décident de continuer à produire de l'électricité par leurs centrales baseload et de la vendre à perte. Cela leur revient en effet moins cher que de suspendre la production. En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine renouvelable, ils ne souffrent pas de ces prix négatifs étant donné qu'ils vendent leur électricité au tarif d'achat. » comme l'explique l'étude 110908-CDC-1098 relative au mécanisme de la formation des prix négatifs en Allemagne.

[21] Belpex monthly report decembre 2012

C.1.2 Marché intra-day continu (CIM)

Historique des marchés boursiers intra-day

173. Le marché boursier en continu a de plus en plus d'attrait, ce qui pousse les bourses à créer de nouveaux produits.

174. Le 17 juillet 2007, Powernext lance un produit intra-day pour la livraison d'électricité sur le hub français.

175. 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 du 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 1er 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.

176. 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.

177. Le couplage des marchés intra-day à la frontière néerlandaise se concrétisa le 17 février 2011[22].

178. Le 14 mars 2012, le marché infrajournalier belgo-néerlandais et le marché infrajournalier de la région nordique[23] ont été couplés. Ce couplage a permis d'implémenter un mécanisme d'allocation implicite de la capacité infrajournalière sur l'interconnecteur NorNed entre les Pays-Bas et la Norvège. Ce mécanisme de transactions et d'allocations de capacité en continu garantit que chaque participant disposera à tout moment, en plus de la liquidité présente dans son marché, des ordres de vente et d'achat disponibles à l'échelle de toute la région intégrée à concurrence de la capacité infrajournalière transfrontalière disponible.

[22] Le 17 février 2011, Belpex CIM a été couplé au marché intra-day de APX-ENDEX.
[23] Région nordique : Danemark, la Norvège, la Suède, la Finlande, l'Estonie et l'Allemagne.

Cette évolution constitue une étape de plus dans la réalisation d'un marché infrajournalier intégré européen.

Prix sur le marché intra-day

179. 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 sont harmonisées entre la Belgique, les Pays-Bas, les pays nordiques et une partie de l'Allemagne qui utilisent le système Elbas[24]. Les fourchettes de prix pour le système Elbas s'étendent de -9.999,90,99€/MWh à 9.999,90,99€/MWh. Les marchés opérés en France et en Allemagne par EPEX Spot[25], qui utilise actuellement un autre système qu'Elbas, ont une fourchette de prix identique.

180. Le tableau ci-dessous fournit une indication des volumes et prix négociés pour le marché intra-day. En 2012, 513 GWh ont été négociés au total, soit une hausse de 41% par rapport à 2011. Les prix sur le marché intra-day suivent l'évolution des prix sur le marché day-ahead, mais sont en général plus élevés. Cela peut s'expliquer en grande partie par le fait que, sur le marché day-ahead, 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.

Intra-day	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Volumes (GWh)	89	187	275	363	513
Prix (€/MWh)	87,8	42,3	50,1	55	51,5

Source : CREG

C.2 Marché à long terme

181. La section précédente portait sur le marché à court terme, et plus particulièrement sur le Belpex DAM et CIM. La présente section se penche sur le marché à long terme, la bourse étant la seule prise en considération, en l'espèce APX-ENDEX (à présent

[24] Le système Elbas est une plateforme de négociation permettant une allocation implicite et continue de la capacité d'interconnexion

[25] EPEX SPOT est la bourse des marchés spot de l'électricité européens qui gère les marchés français, allemand, autrichien et suisse

indice ICE) 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

182. La figure ci-dessous illustre le prix mensuel moyen pour quatre types de contrats énergétiques pour la période 2007-2012 : *day-ahead* (D+1, Belpex DAM), *month ahead*[26] (M+1, Endex BE), *quarter ahead*[27] (Q+1, Endex BE), en *year ahead*[28] (Y+1, Endex BE). Les données sont les moyennes en ce 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.

183. 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 2012. La figure ci-dessous montre la corrélation entre les prix mensuels moyens des quatre types de contrats pour la période 2007-2012. Ce tableau confirme que les quatre types de contrats corrèlent fortement. *La corrélation est la plus forte entre le day-ahead* et le *month ahead (0,90)* et la plus faible entre le *day-ahead* et le year ahead (toujours 0,70). Ces corrélations diminuent également à mesure que la période s'allonge.

[26] 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 http://www.iceendex.com/

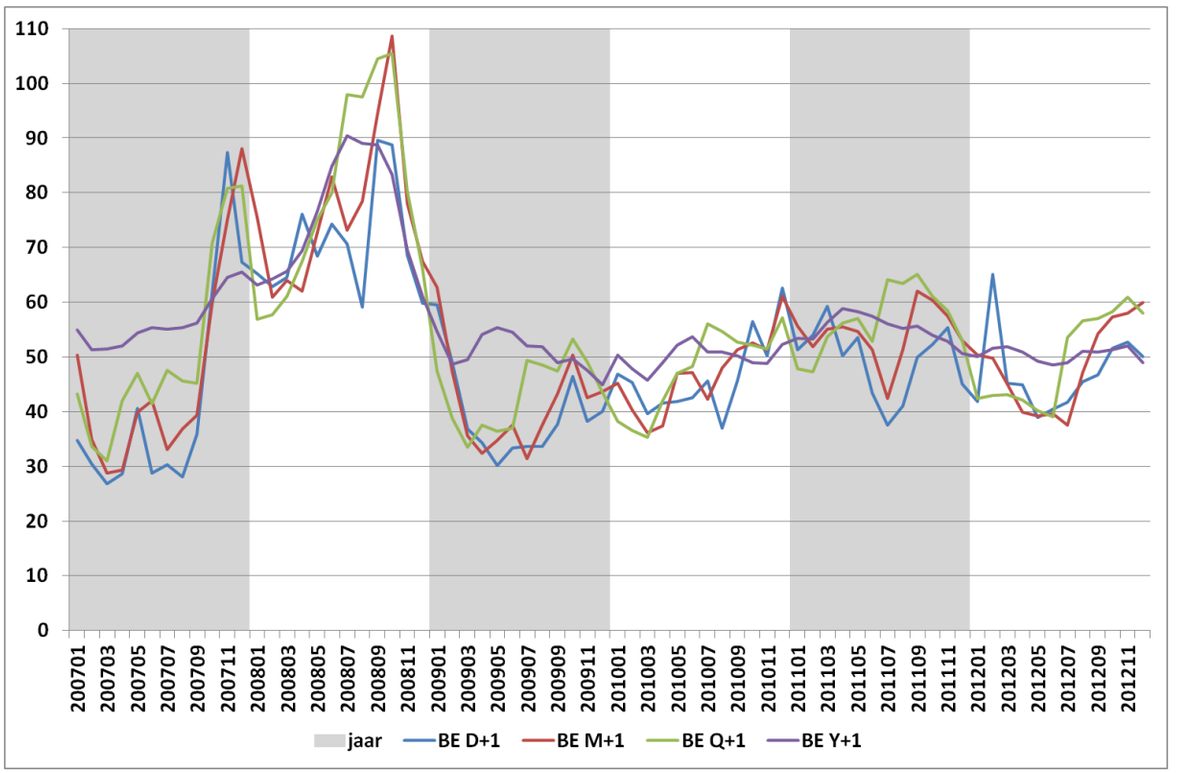
[27] Quarter ahead est le Endex Power BE Month et représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("end of day") des contrats quarter ahead (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du trimestre suivant),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

[28] 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 http://www.iceendex.com/

184. Le prix de pointe de février 2012 sur le marché day-ahead semble ne pas avoir transparu ou que ce soit. Ce prix plus élevé découlait de la vague de froid.

correl	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
BE D+1	0,90328	0,79521	0,70188
BE M+1		0,88346	0,77513
BE Q+1			0,85327

Source : CREG

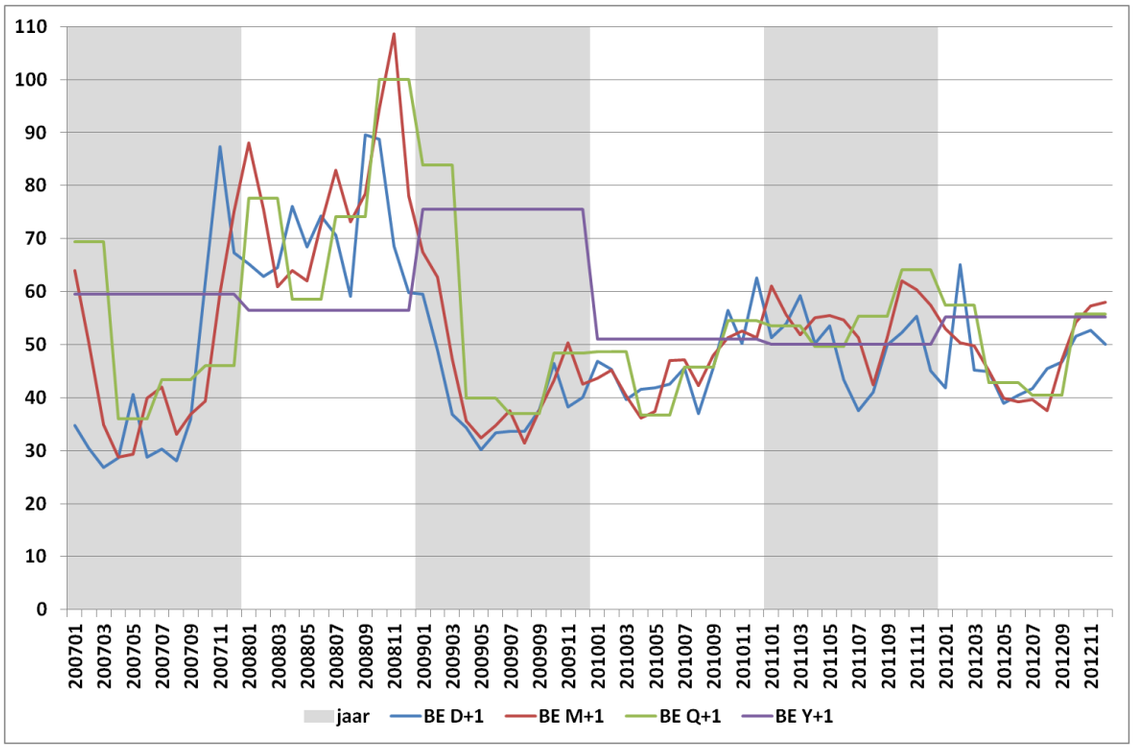


Prix mensuels moyens par mois de transaction pour différents produits (en €/MWh)
Source : CREG

Mois de fourniture

185. 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[29]. 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.

[29] 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

186. 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 2007-2012, *49,1 €/MWh* ont été payés en moyenne pour un contrat *day-ahead*, 52,3 €/MWh en moyenne pour un contrat *month ahead*, 55,0 €/MWh pour un contrat *quarter ahead* et 57,9€ pour un contrat *year ahead*. Cela signifie que pendant la période 2007-2012, les *month ahead*, *quarter ahead* et *year ahead* étaient respectivement 6,6%, 11% et 16% plus chers que le Belpex DAM. On en déduit que, pour la période 2007-2012, 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
2007	41,7	44,5	48,7	59,5		2,7	7,0	17,8
2008	70,6	78,2	77,6	56,4		7,6	6,9	-14,3
2009	39,4	43,6	52,3	75,5		4,2	12,9	36,1
2010	46,3	45,2	46,4	51,0		-1,1	0,1	4,7
2011	49,4	54,9	55,7	50,1		5,5	6,3	0,7
2012	47,1	47,6	49,1	55,2		0,5	2,0	8,1
2007-2012	**49,1**	**52,3**	**55,0**	**57,9**		**3,2**	**5,9**	**8,8**
					%	6,6%	11,2%	16,1%

Source : CREG

187. 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 CO2 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.

188. 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 par rapport aux 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 de la capacité de production doivent la plupart du temps être amortis sur une période de 15 à 40 ans (voire même davantage).

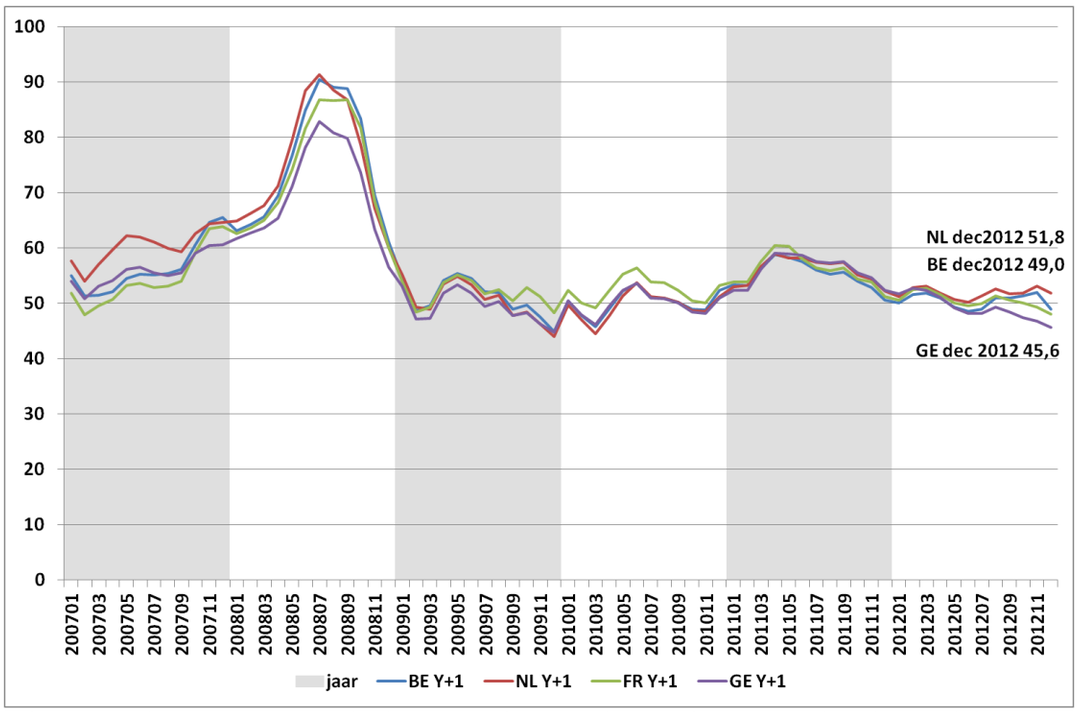
189. D'autres raisons possibles sont, entre autres, le niveau de liquidité et de transparence du marché à long terme par rapport au marché à court terme, ainsi que l'existence d'alternatives valables.

C.2.2 Prix futurs dans la région CWE

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

191. 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 sont 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.

192. Fin 2012, l'on constate toutefois une divergence : les prix *year ahead* allemands continuent de baisser en décembre 2012 jusqu'à atteindre en moyenne 45,6 €/MWh pour une livraison en 2013, tandis que les prix aux Pays-Bas enregistrent une tendance à la hausse fin 2012 et atteignent en moyenne 51,8 €/MWh pour une livraison aux Pays-Bas en 2013. Par conséquent, la différence de prix entre les Pays-Bas et l'Allemagne est de plus de 6 €/MWh en décembre 2012, soit plus de 10 %. La Belgique se situe entre les deux, avec une baisse jusqu'à un prix moyen de 49 €/MWh en décembre 2012.



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

193. En règle générale, les prix sont fort proches les uns des autres, surtout depuis 2009 et à l'exception de fin 2012 lorsqu'une divergence est survenue entre les quatre pays. 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. Ceci n'est plus le cas en 2012 : seuls les Pays-Bas semblent plus chers. La France a quant à elle un prix presque identique et l'Allemagne a un prix inférieur. La même conclusion que pour 2012 s'applique pour l'ensemble de la période de transaction 2007-2012 : Les Pays-Bas sont plus chers, la France est au même niveau et 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%
2012	50,4	51,9	50,5	49,2		2,8%	0,2%	-2,4%
2007-2012	**56,4**	**57,3**	**56,5**	**55,1**		**1,6%**	**0,1%**	**-2,4%**

Source : CREG

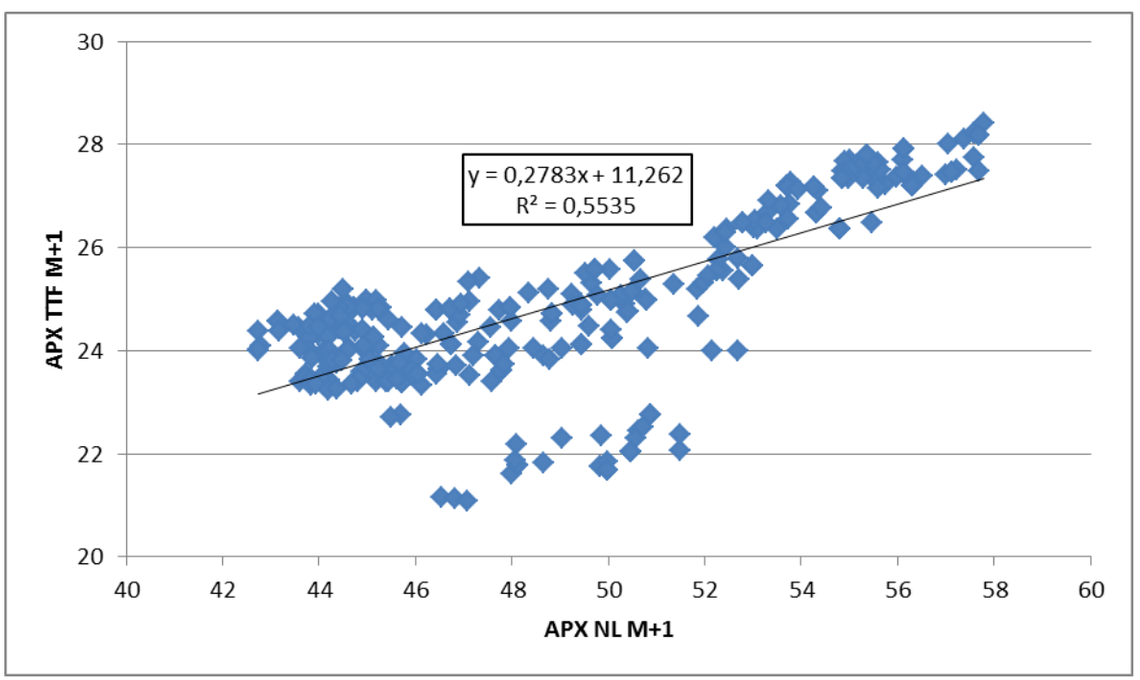
C.3 Autres facteurs influençant les prix

194. 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.

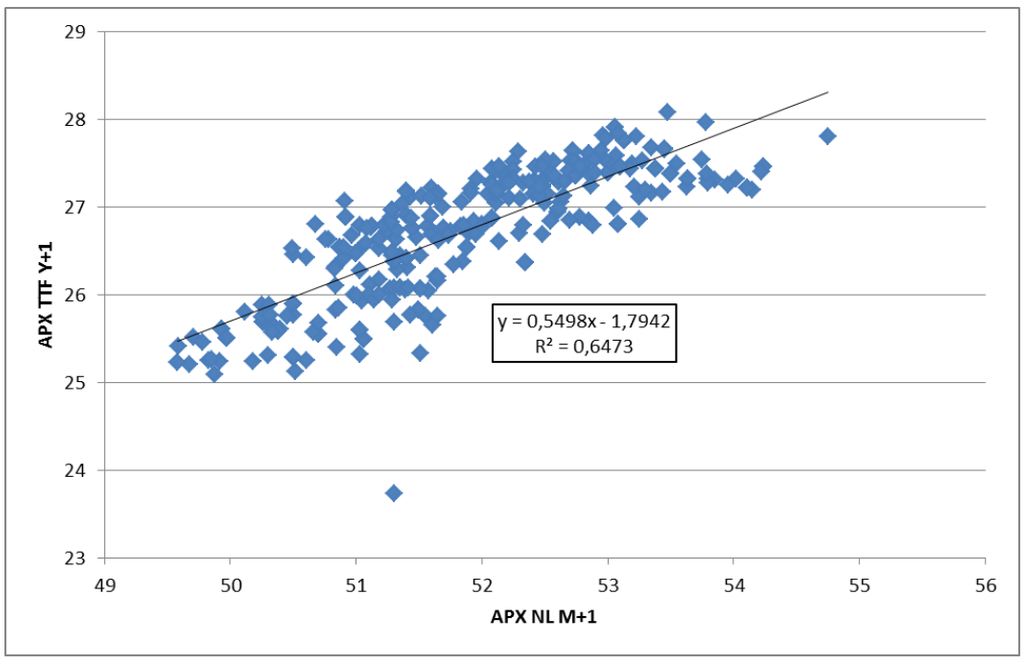
Pays-Bas

195. Aux Pays-Bas, l'évolution des prix de l'électricité (month ahead et year ahead) est expliquée en 2012 pour plus de la moitié 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 et year ahead*) est également élevé.

196. Le graphique ci-dessous montre que 55,35% de la part de variance de l'évolution du prix de l'électricité *month ahead* en 2012 est expliquée par l'évolution des prix du TTF sur le même horizon de temps



197. Le graphique ci-après indique que 64,73% 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.



198. Le fait que l'évolution du prix aux Pays-Bas soit fortement liée 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.

Belgique

199. Essayons, à présent, de déterminer les facteurs qui influencent le prix belge pour l'horizon *year ahead*. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix *year ahead* et les variables.

	APXBEY1	APXTTFY1	API2Y1	BRENTEUR	meteo
APXBEY1	1	0,49	0,0576	0,3969	0,0676
APXTTFY1	0,70***	1	0,0064	0,4489	0,0225
API2Y1	0,24***	-0,08	1	0,2704	0,0676
BRENTEUR	0,63***	0,67***	0,52***	1	0,0196
meteo	-0,26***	-0,15**	-0,26***	-0,14**	1

200. 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 et avons rajouté le facteur de la météorologie afin d'obtenir le modèle suivant :

Variable	Estimator	Standard Error	T-value	P-value
(Intercept)	9,23322	1,99957	4,618	5.41e-06 ***
APXTTFY1	1,33951	0,06550	20,452	< 2e-16 ***
API2Y1	0,486231	0,062198	7,817	5.97e-14 ***
meteo	-0,016623	0,007725	-2,152	0,0321*

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

Le test de Fischer (F=167,6, 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 57,86% de la variance du prix *year ahead* belge en 2012 à l'aide de 3 prédicateurs.

La « t valeur» en valeur absolue nous indique l'ordre d'importance des variables qui influencent 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. La météorologie est, quant à elle, liée négativement au prix belge. Ce qui doit se comprendre comme suit : plus la température est élevée, plus le prix belge est faible. Néanmoins, la Belgique n'est sensible aux phénomènes météorologiques que principalement quand ils sont extrêmes telle que la vague de froid en février.

Les deux variables les plus 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 2012 :

- une hausse du prix year ahead du TTF de l'ordre de 1,33951 €/MWh pour augmenter le prix year ahead de 1 euro.
- une hausse du prix *year ahead* du charbon de l'ordre de 0,486231 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* de 1 euro.

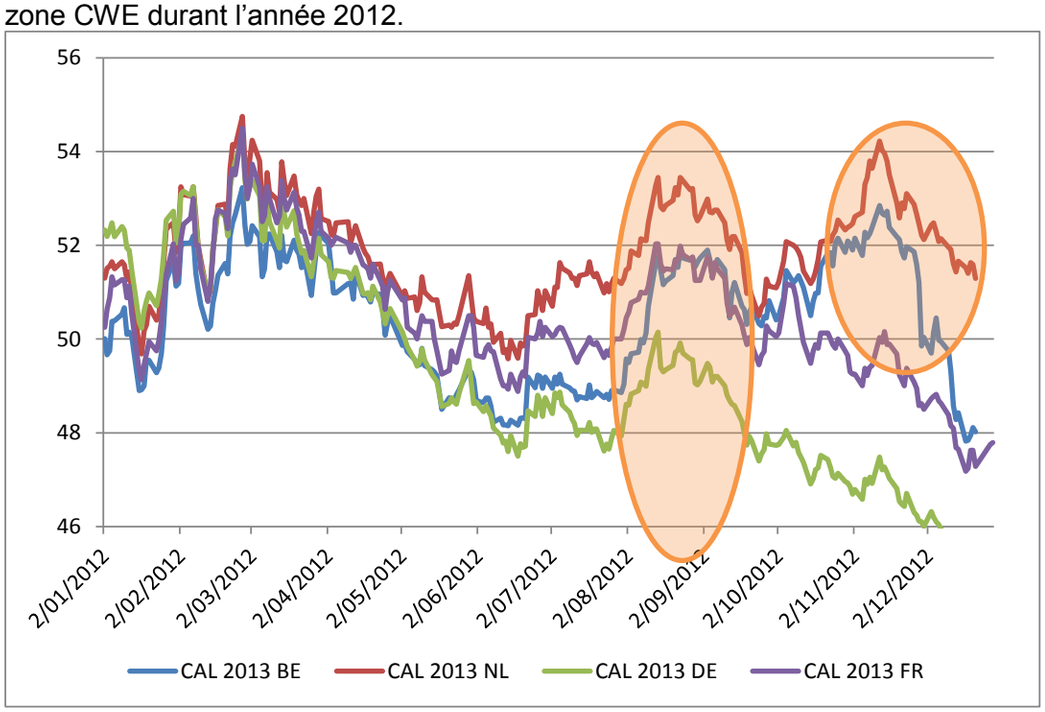
Notons qu'en 2012, la Belgique a importé de l'électricité suite à la fermeture des réacteurs nucléaires Doel 3 et Tihange 2 et s'est rapprochée des prix pratiqués aux Pays-Bas. Ces derniers sont, comme on l'a vu, influencés par le prix du gaz, ce qui a

pour impact d'influencer les prix belges.

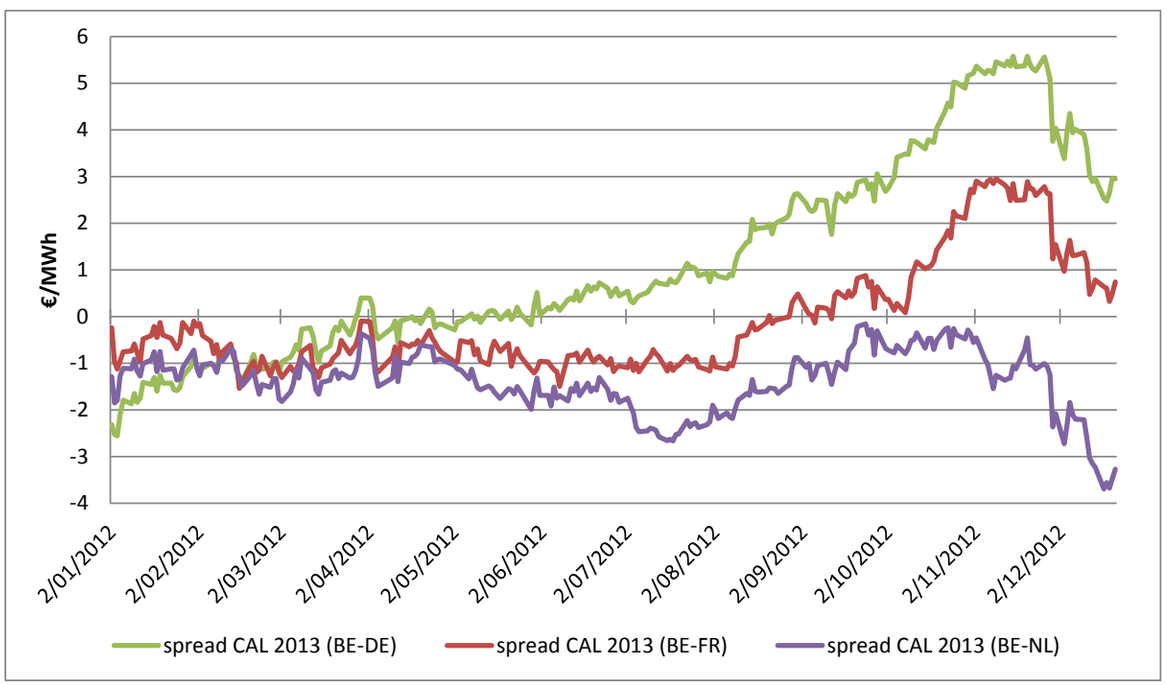
201. Voyons plus en détail l'impact de la fermeture des réacteurs nucléaires (Doel 3 et Thiange 2) sur le prix year ahead (calendar 2013) belge, mais aussi sur le prix des autres pays de la région CWE.

Rappelons brièvement les étapes qui ont mené à la décision de la mise hors service des réacteurs. En juin 2012, le réacteur nucléaire 3 de la centrale nucléaire de Doel est mis hors service pour des travaux de révision. Au cours de l'inspection de la cuve du réacteur, de nombreuses microfissures sont détectées. L'AFCN indique, dans un message publié sur son site en date du 26 juillet 2012, que des contrôles complémentaires doivent être effectués sur la cuve du réacteur, ce qui doit entraîner la fermeture du réacteur au minimum jusqu'au 31 août. L'AFCN communique publiquement sur l'existence des défauts dans la cuve de Doel 3 en date du 7 août 2012. A cette date, le réacteur nucléaire 2 de la centrale de Tihange 2 est mis en entretien et au cours de celui-ci, la cuve est analysée. Elle présente, comme à Doel 3, des microfissures. Celles-ci seront confirmées par l'AFCN au cours du mois de septembre. Depuis lors, les réacteurs nucléaires de ces centrales font l'objet de nombreux rapports et ils ne pourront être redémarrés qu'après autorisation de l'AFCN qui n'a d'ailleurs toujours pas eu lieu à ce jour.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du prix year-ahead (calendar 2013) dans la zone CWE durant l'année 2012.



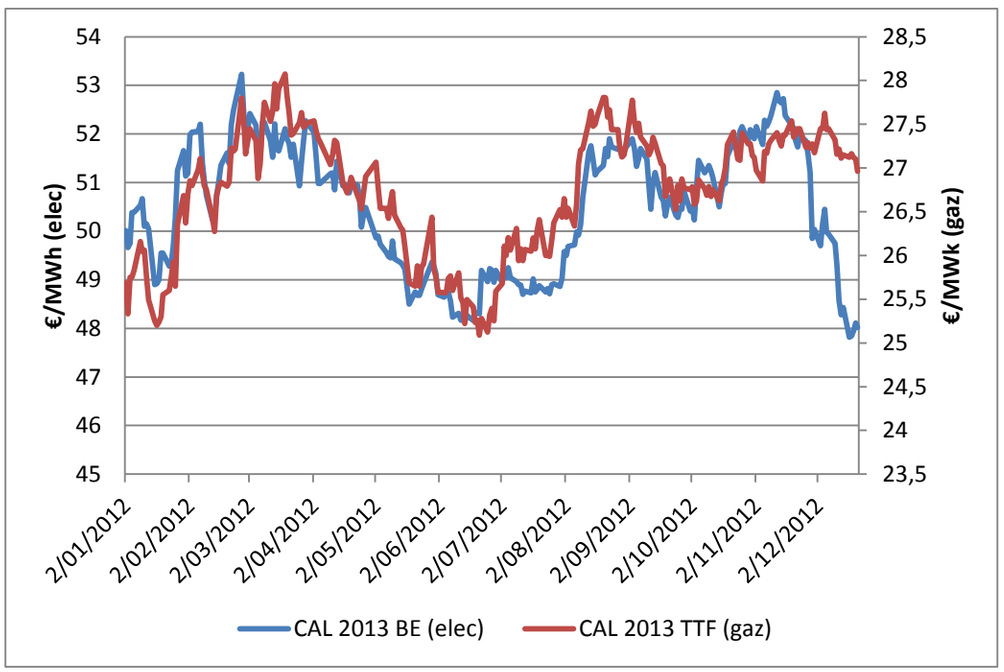
Durant l'été 2012, les prix sont en hausse sur l'ensemble de la région CWE. La hausse la plus conséquente s'observe durant la période du 26 juillet 2012 au 3 septembre 2012. Durant celle-ci, les prix ont augmenté en Belgique de 3€/MWh. Du 26 juillet au 28 août 2012, les prix belges restent inférieurs aux prix français et néerlandais. Notons qu'à partir du 29 août 2012, les prix belges restent inférieurs uniquement aux prix néerlandais, et ce jusqu'à la fin de l'année 2012. Notons également une hausse de prix entre le 10 octobre et le 12 novembre 2012. Durant cette période, la Belgique est également privée du réacteur 4 de Doel qui est en entretien. Ceci entraîne donc une réduction importante de la puissance disponible du parc de production belge.
Le graphique ci-dessous nous montre que, durant la période du 26 juillet 2012 au 3 septembre 2012, les prix ont augmenté plus rapidement que les prix allemands, les prix français et les prix néerlandais.



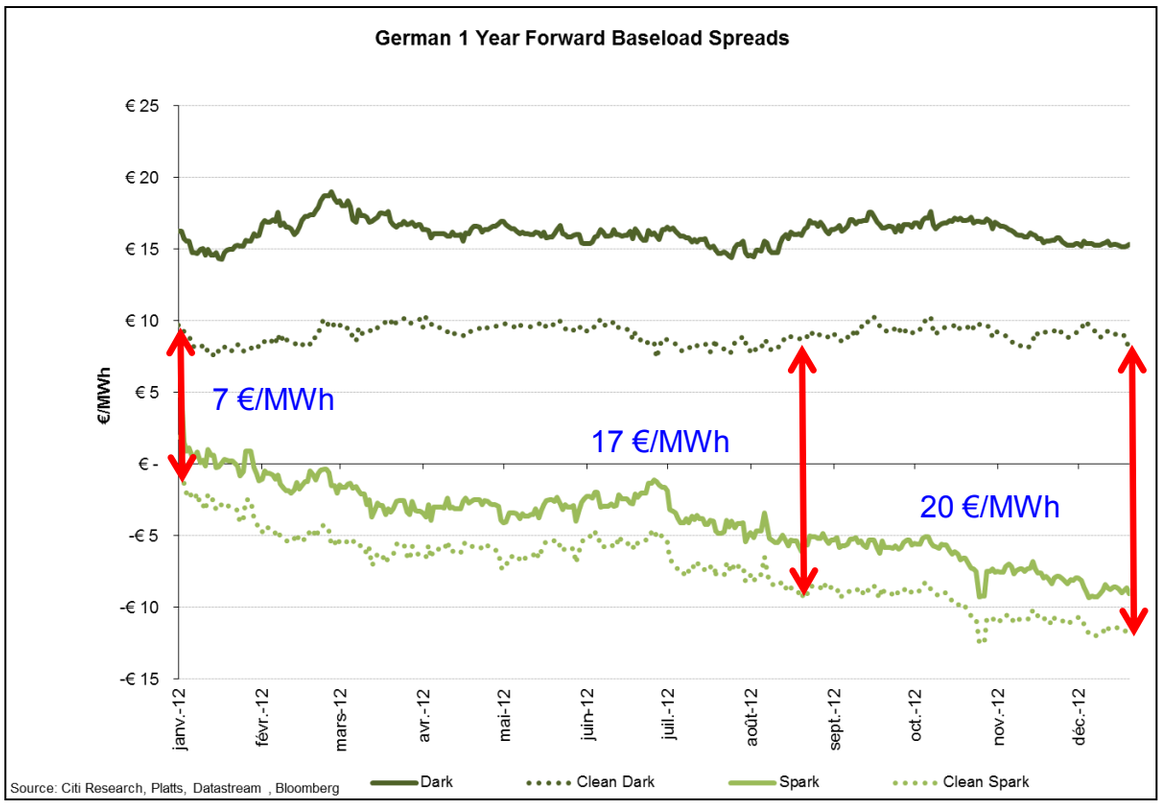
L'évolution du prix year ahead (CAL 2013) est déterminée notamment par les anticipations des acteurs de marché en ce qui concerne notamment l'évolution du parc de production des différents pays et du prix des combustibles pertinents alimentant les parcs de production nationaux.
Analysons tout d'abord l'influence du parc de production sur le prix. Nous avons noté que deux facteurs ont eu un impact sur le prix year ahead (CAL 2013) belge. Le premier concerne la réduction des unités de production en raison de mises hors service de 2 réacteurs nucléaires. Ceci a eu un impact haussier sur le prix belge par rapport aux

pays de la région CWE Le second, quant à lui, concerne la capacité additionnelle des énergies renouvelables, en particulier éolienne et photovoltaïque. Cette capacité additionnelle a normalement un impact baissier sur le prix year ahead. Néanmoins, la diminution du soutien aux énergies renouvelables décidée par les autorités régionales belges a réduit les capacités renouvelables additionnelles qui avaient été anticipées par le marché entraînant, par conséquent, une hausse du prix belge par rapport au prix des pays voisins.

Analysons, à présent, l'influence du prix des combustibles alimentant les parcs de production. Le graphique ci-dessous montre que, depuis la mi-juin 2012, le prix du gaz pour une livraison en 2013 est reparti à la hausse.



Depuis le début de l'année 2012, les centrales au gaz sont moins compétitives que les centrales au charbon vu le faible prix du charbon et la faible valeur du CO2. Sachant que les centrales marginales en Belgique et aux Pays-Bas sont des centrales au gaz, au contraire de l'Allemagne qui a des centrales au charbon, on comprend mieux l'augmentation du spread entre les prix allemand et belge Le graphique ci-dessous montre l'écart (flèche rouge) important qu'il y a entre l'utilisation du gaz (clean spark spread) et du charbon (clean dark spread) en tenant compte du prix du CO2. Au début de l'année, l'écart est de 7,8€/MWh. Au mois d'août, il est de 17,8€/MWh et au 21 décembre de 20,6€/MWh



France

202. Examinons à présent les facteurs qui influencent le prix en France pour l'horizon year *ahead*. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix *year ahead* et les variables.

	EEXFRY1	APXTTFY1	API2Y1	BRENTEUR
EEXFRY1	1	0,1225	0,5476	0,5184
APXTTFY1	0,35***	1	0,0064	0,4489
API2Y1	0,74***	-0,08	1	0,2704
BRENTEUR	0,72***	0,67***	0,52***	1

203. 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, comme le Brent était trop corrélé avec les autres variables, nous avons retiré cette variable. Nous avons, par contre, rajouté le facteur de la météorologie afin d'obtenir le modèle suivant :

Variable	Estimator	Standard Error	T-value	P-value
(Intercept)	12,24879	1,62093	7,557	3.4e-13 ***
APXTTFY1	0,81894	0,05473	14,964	< 2e-16 ***
API2Y1	1,42503	0,05088	28,008	< 2e-16 ***

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

Le test de Fischer (F=472,4, dl= 2, 363, 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 72,09% de la variance du prix *year ahead* français à l'aide de 2 prédicateurs.

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

Les deux variables sont liées positivement au prix français. Ceci signifie que plus le prix du charbon year ahead est élevé, plus le prix year ahead français est élevé et que plus le prix du TTF year ahead est élevé plus le prix year ahead français est élevé.

Nous pouvons déduire du modèle qu'il fallait en 2012 :

- une hausse du prix *year ahead* du TTF de l'ordre de 0,8194 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* français de 1 euro.
- une hausse du prix *year ahead* du charbon de l'ordre de 1,42 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* français de 1 euro.

Le charbon a une influence sur le prix en France en 2012 lié aux importations à bon prix d'électricité venant d'Allemagne produite par l'énergie éolienne et le charbon.

Allemagne

204. Examinons à présent les facteurs qui influencent le prix en Allemagne pour l'horizon year ahead. Pour ce faire, regardons les coefficients de corrélation et de détermination entre le prix year ahead et les variables

	EEXDEY1	APXTTFY1	API2Y1	BRENTEUR
EEXDEY1	1	0,0025	0,8836	0,3481
APXTTFY1	0,05	1	0,0064	0,4489
API2Y1	0,94***	-0,08	1	0,2704
BRENTEUR	059***	0,67***	0,52***	1

205. Les variables sur le prix du charbon (API2 Y+1) et du Brent (M+1) ont été introduites dans le modèle multivarié dont on trouve les résultats dans le tableau suivant :

Variable	Estimator	Standard Error	T-value	P-value
(Intercept)	15,00640	0,74291	20,200	< 2e-16 ***
API2Y1	2,50508	0,05946	42,133	< 2e-16 ***
BRENTEUR	0,10731	0,01619	6,627	1.24e-10 ***
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				

Le test de Fischer (F=1451, dl= 2, 363, 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 88,82% de la variance du prix *year ahead* français à l'aide de 2 prédicateurs.

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 year ahead allemand est le charbon suivi par le prix du Brent.

Les deux variables sont liées positivement au prix allemand. Ceci signifie que plus le prix du charbon year ahead est élevé, plus le prix year ahead allemand est élevé et que plus le prix du Brent month ahead est élevé plus le prix year ahead allemand est élevé.

Nous pouvons déduire du modèle qu'il fallait en 2012 :

- une hausse du prix *year ahead* du charbon de l'ordre de 2,505 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* allemand de 1 euro.
- une hausse du prix *month ahead* du Brent de l'ordre de 1,107 €/MWh pour augmenter le prix *year ahead* allemand de 1 euro.

Le prix du charbon a une influence sur le prix en Allemagne en 2012. Ceci semble logique, car l'Allemagne en complément de sa production d'électricité éolienne produit une grande partie de son électricité grâce au charbon depuis le moratoire nucléaire

L'analyse ci-dessus nous montre que suivant le pays les facteurs qui influencent le prix sont différents. Il faut toutefois interpréter les résultats des modèles ci-dessus avec prudence, car ils ne peuvent pas intégrer toute la complexité du marché de l'énergie.

D Interconnexions

206. 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[30].

D.1 Capacité

D.1.1. Capacité physique

207. 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.

208. 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.

209. La capacité physique totale de l'interconnexion est égale pour les deux directions d'une 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 la topologie et 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 lien entre les capacités

[30] 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/

physiques et commerciales dans le courant de l'année 2011, qui est publiée sur le site Internet de la CREG[31].

210. Cette étude 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 basse (0-50%) à élever (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.

D.1.2 Capacité commerciale

211. Le tableau ci-dessous illustre la capacité commerciale moyenne disponible par année sur les quatre directions d'interconnexion pour la période 2006-2012, 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 sur la période 2006-2011 pour l'importation est 2,2 fois plus importante que pour l'exportation. En 2012, ce chiffre est retombé à 1,8 fois, principalement suite à une augmentation de la capacité d'exportation de la Belgique vers la France.
- 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 100 % à cette frontière (2008 comparé à 2012).
- La capacité d'interconnexion sur la frontière avec la France a systématiquement augmenté en 2010, 2011 et 2012.
- En 2012, la capacité d'interconnexion a diminué à la frontière néerlandaise, principalement suite à la défaillance d'un transformateur déphaseur après la vague de froid en février 2012. Ce transformateur était hors service jusqu'en mai 2012.

[31] Voir étude (F)111208-CDC-1129

- La capacité d'importation disponible est d'environ 4.250 MW en 2012, contre près de 3.000 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 à 40 % de la consommation moyenne dans la zone de réglage Elia et à plus de 30 % de la consommation de pointe.

Capacité commerciale moyenne disponible par heure (MW)						
	Par direction d'interconnexion				Importation - exportation	
Année	FR=>BE (SI)	BE=>FR (SE)	NL=>BE (NI)	BE=>NL (NE)	Importation	Exportation
2006	2.589	1.286	1.323	1.263	3.912	2.549
2007	2.576	1.000	1.333	1.316	3.908	2.317
2008	2.532	898	1.350	1.344	3.881	2.242
2009	2.501	1.088	1.376	1.373	3.877	2.460
2010	2.700	1.188	1.323	1.370	4.023	2.558
2011	2.880	1.420	1.370	1.370	4.250	2.790
2012	2.905	1.643	1.340	1.328	4.244	2.971
2006-2012	**2.669**	**1.218**	**1.345**	**1.338**	**4.014**	**2.555**

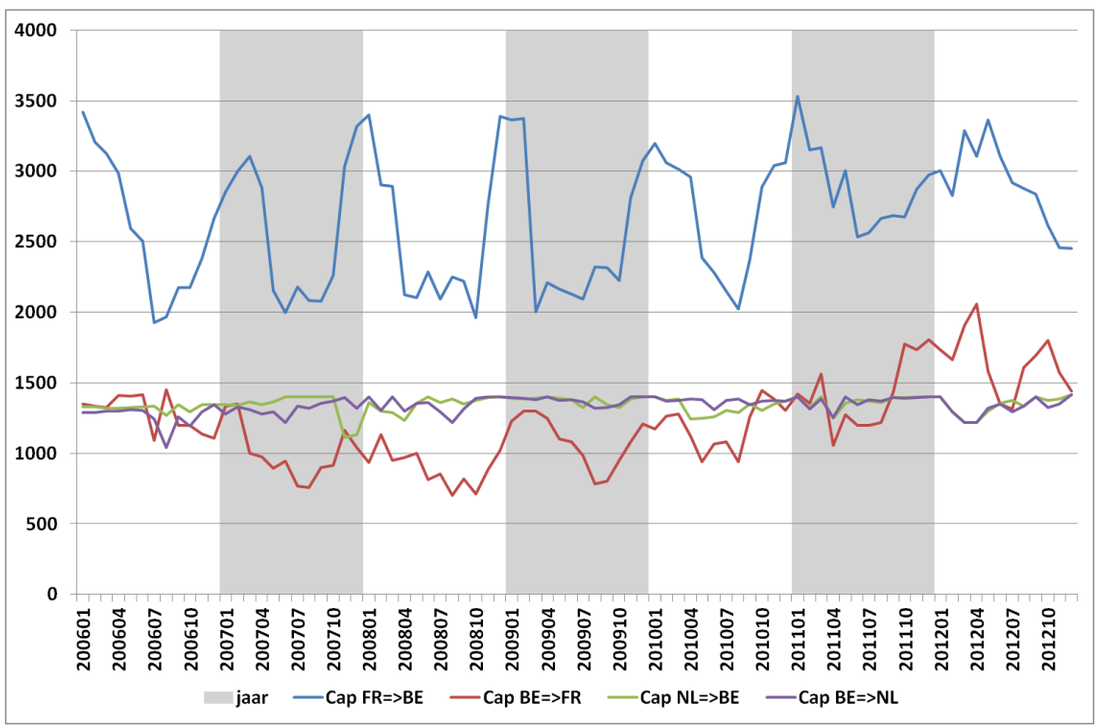
Source : CREG

212. La figure ci-dessous représente l'évolution de la capacité commerciale moyenne mensuelle octroyée au marché pour la période 2006-2012. Il découle de cette figure que la capacité de la France vers la Belgique (ligne bleue) est fortement liée aux saisons : en été, il y a moins de capacité qu'en hiver. Cet effet saisonnier s'atténue en 2011, surtout parce que la capacité octroyée est plus élevée en été. La diminution de la capacité de la France vers la Belgique fin 2012 est frappante. Normalement, l'on s'attend à ce que la capacité octroyée au marché soit plus élevée en hiver. Cependant, en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires (2.000 MW), la zone de réglage belge dépendait structurellement des importations. Suite aux restrictions en raison de la stabilité de tension, ces importations totales sont limitées à 3.500 MW. Par conséquent, la capacité d'importation totale vers la Belgique doit être réduite. Comme la capacité d'importation avec les Pays-Bas est basse, l'on diminue la capacité d'importation avec la France afin d'éviter d'importer de trop et de mettre en péril la stabilité de tension dans la zone de réglage belge.

213. La capacité dans la direction opposée sur la frontière française diminue également en novembre et en décembre (ligne rouge). Ceci ne s'explique pas par la stabilité de

tension, car il s'agit ici de la capacité d'exportation. Aucune restriction en matière de stabilité de tension ne s'applique alors.

214. La capacité commerciale avec les Pays-Bas s'élève à 1.401 MW maximum, mais enregistre une baisse jusqu'à 1.219 MW en moyenne suite à la vague de froid de février 2012 en raison de la défaillance du transformateur déphaseur après ladite vague de froid. Ce transformateur était hors service jusqu'en mai 2012. En décembre 2012, la capacité moyenne augmente jusqu'à 1.418 MW, ce qui est plus que les maxima antérieurs. En effet, Elia et TenneT ont majoré leur valeur maximale en *day-ahead* jusqu'à 1.501 MW à partir de décembre.



Moyenne mensuelle de lacapacité d'interconnexion commerciale totale disponible aux frontières de la Belgique avec les Pays-Bas et la France (en MW). Source : CREG

D.2 Enchère de capacité à long terme

215. 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 capacité de nominer 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 nomine pas la capacité ou la nomine seulement partiellement, la partie restante de cette capacité est utilisée pour le couplage de marché du Belpex DAM avec les bourses de la région France et Pays-Bas. Le titulaire de capacité reçoit alors l'éventuelle différence de prix entre les deux bourses adjacentes (voir également infra).

216. Les acteurs du marché qui achètent de la capacité d'interconnexion à l'avance montrent par le prix qu'ils paient quelle estimation ils font de la différence de prix (et de sa volatilité) entre les deux bourses pour 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

217. Le tableau ci-dessous montre la quantité de capacité annuelle mise aux enchères ('cap' – en MW) pour la période 2007-2012, 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.

218. Le tableau témoigne d'un prix relativement bas de la capacité d'interconnexion pour la direction des importations et des exportations avec la France et la direction des importations en provenance des Pays-Bas : le prix proposé n'est pas supérieur à 1 €/MWh. Dans le sens de la Belgique vers les Pays-Bas (BE=>NL), l'on paie 2,2 €/MWh. En 2012, le marché s'attendait donc à un prix presque identique en Belgique et en France et à un prix plus élevé aux Pays-Bas, ce qui s'est aussi réalisé en 2012.

219. Au total, 15,6 millions d'euros ont été payés pour la capacité annuelle, ce qui constitue une augmentation considérable par rapport à 2011, mais qui est toujours 10 millions d'euros en deçà des valeurs pour la période 2007 - 2010.

	FR=>BE			BE=>FR			NL=>BE			BE=>NL			total
	cap	**prix**	**M€**	**cap**	**prix**	**M€**	**cap**	**prix**	**M€**	**cap**	**prix**	**M€**	**M€**
2007	1299	2,06	23,4	400	0,25	0,9	467	0,11	0,5	467	3,46	14,1	38,9
2008	1300	0,9	10,3	400	0,56	2	468	1,57	6,5	468	2,04	8,4	27,1
2009	1300	0,88	10	400	0,81	2,8	468	3,07	12,6	468	1,34	5,5	30,9
2010	1297	0,16	1,8	400	3,46	12,1	467	2,02	8,2	467	0,8	3,3	25,5
2011	1474	0,06	0,8	400	0,69	2,4	467	1,10	4,5	467	0,59	2,4	10,1
2012	1447	0,1	1,3	400	0,52	1,8	467	0,85	3,5	466	2,2	9,0	15,6

Source : CREG

D.2.2 Enchère de capacité mensuelle

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

- 'capVol' (barres 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 10000 ; 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.

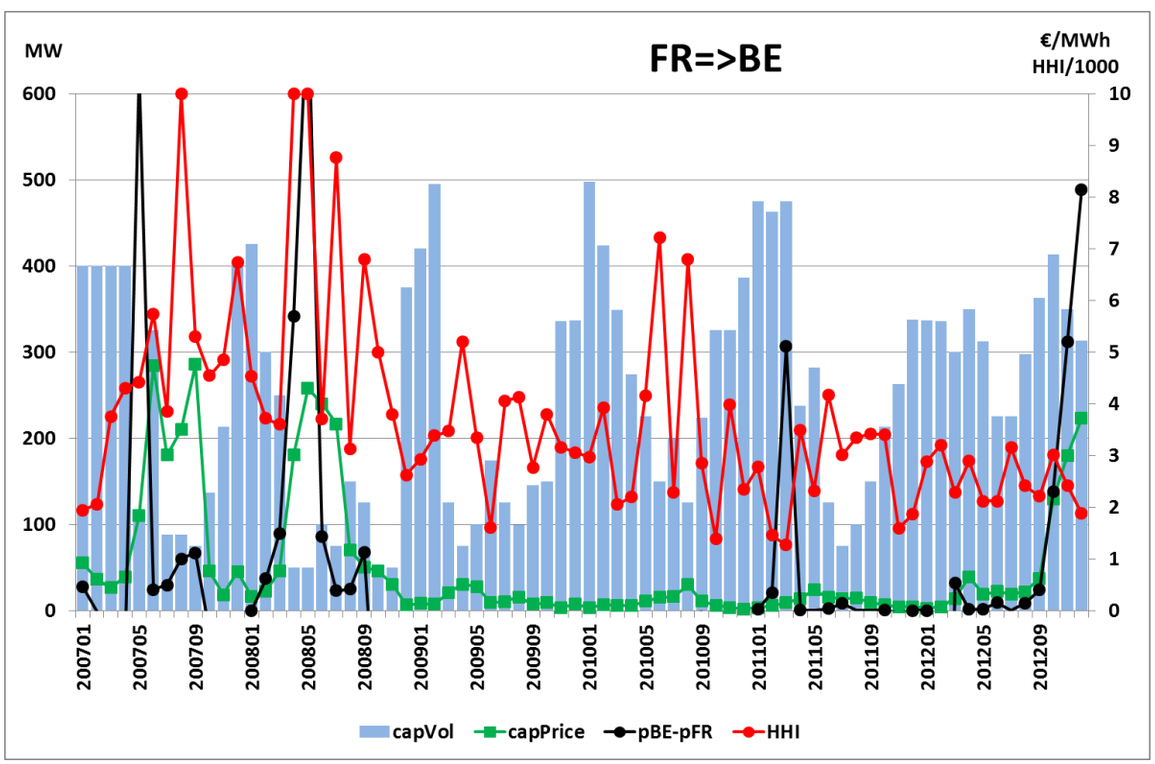
a. Frontière française – importation (FR=>BE)

221. 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..

222. Cette estimation a commencé à changer à partir de mars 2012 et le marché a commencé à payer des prix un peu plus élevés pour la capacité mensuelle de la France vers la Belgique. Au cours des trois derniers mois, le prix a dépassé 2 €/MWh, suite aux importations élevées en provenance de France en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires en Belgique. La différence moyenne finale entre les deux bourses française et belge était supérieure au prix pour la capacité mensuelle.

223. En 2012, les prix du marché ont été fixés par un consensus relativement important : le HHI est resté entre 2000 et 3000 approximativement ; entre sept et neuf acteurs du marché ont acheté de la capacité au cours des trois derniers mois.

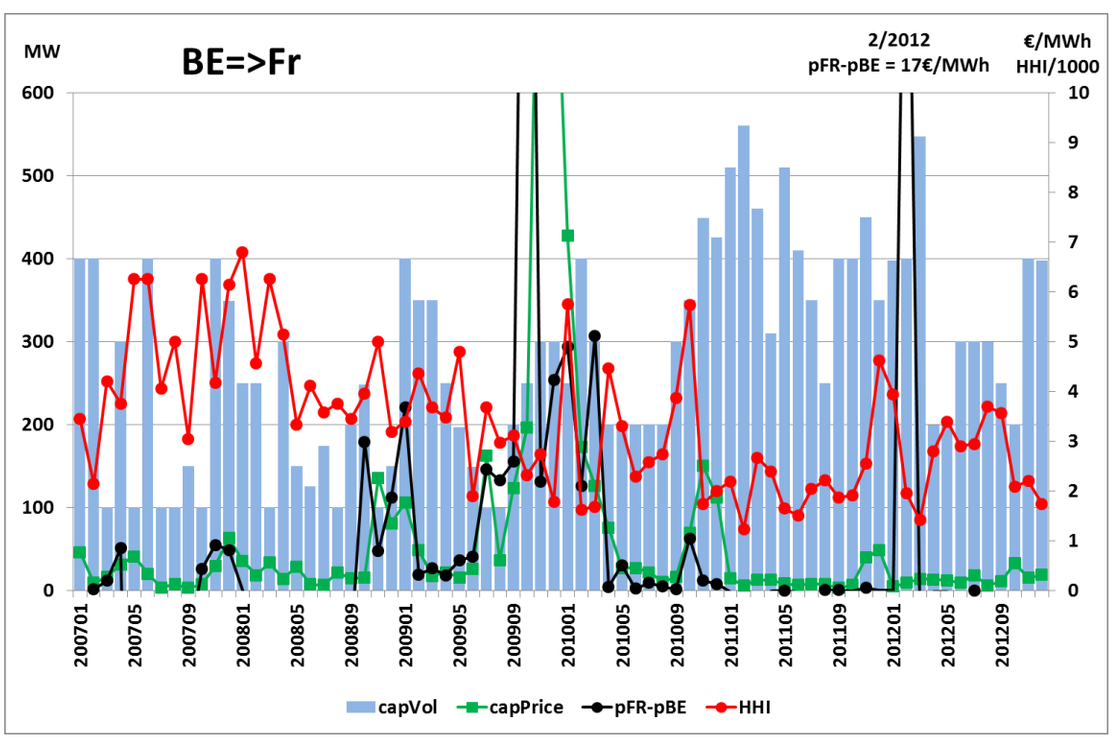


Résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion de la France vers la Belgique
Source : CREG

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

224. 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, suite à quoi 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.

225. Ceci n'était toutefois pas le cas pour février 2012, lorsque la différence de prix moyenne entre la France et la Belgique était supérieure à 17 €/MWh et que la France était plus chère, suite à la vague de froid. Le prix de la capacité mensuelle pour février 2012 n'était que de 0,15 €/MWh. Cependant, ce prix a été fixé par un consensus relativement important, avec un HHI tout juste inférieur à 2.000. Huit des douze offrants de cette capacité ont acquis de la capacité.



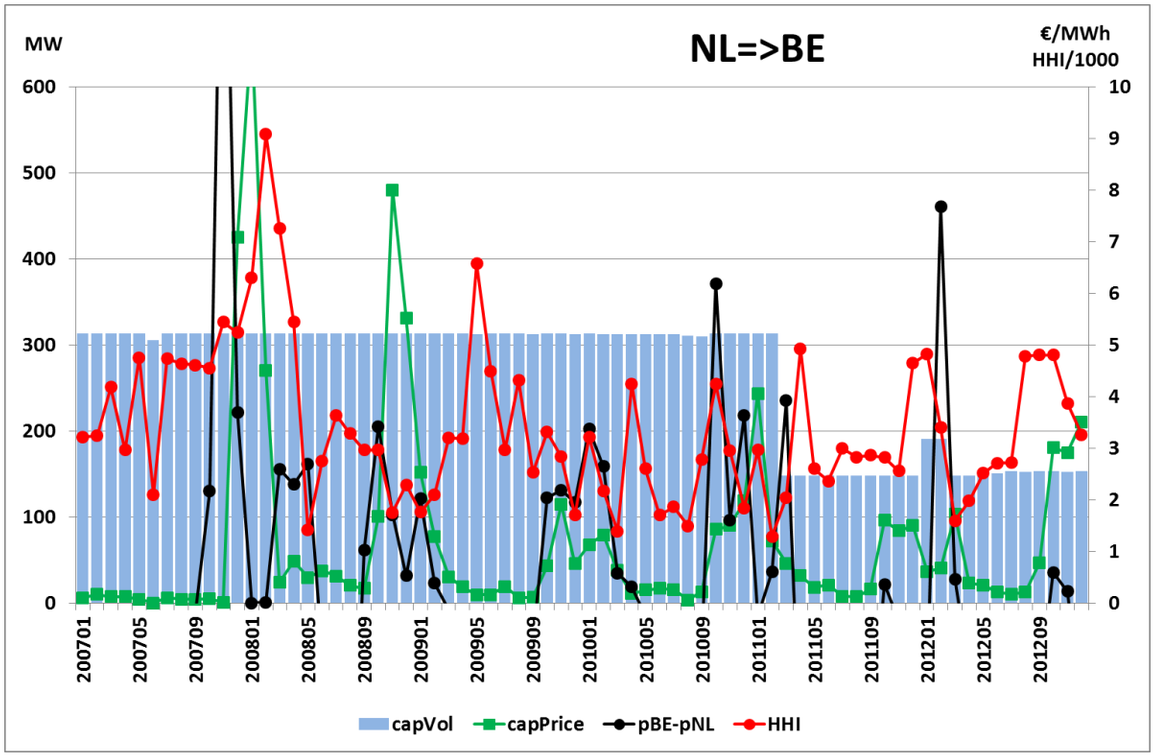
Résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion de la Belgique vers la France
Source : CREG

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

226. 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 et 2012, sauf fin 2012 lorsque les prix augmentent fortement jusqu'à plus de 3 €/MWh, anticipant les prix plus élevés en Belgique suite à l'indisponibilité de deux centrales nucléaires.

227. Dans ce sens non plus, le pic de la différence de prix moyenne entre la bourse néerlandaise et son pendant belge en février 2012 n'était pas prévu : le marché paie 0,67 €/MWh pour la capacité tandis que la différence de prix sur les bourses DAM était finalement de 7,7 €/MWh. Cependant, le prix a été déterminé par un consensus plus important que les deux mois précédents : le HHI est de 3.400 ; six acteurs du marché ont acquis de la capacité.

228. Le consensus sur le marché concernant les prix pour les trois derniers mois est moins important que pour les autres directions d'interconnexion. Ceci s'explique sans doute par la valeur économique attendue plus élevée de cette capacité et le volume relativement faible vendu aux enchères (seulement 153 MW). Les prix réalisés finalement sur les deux bourses.

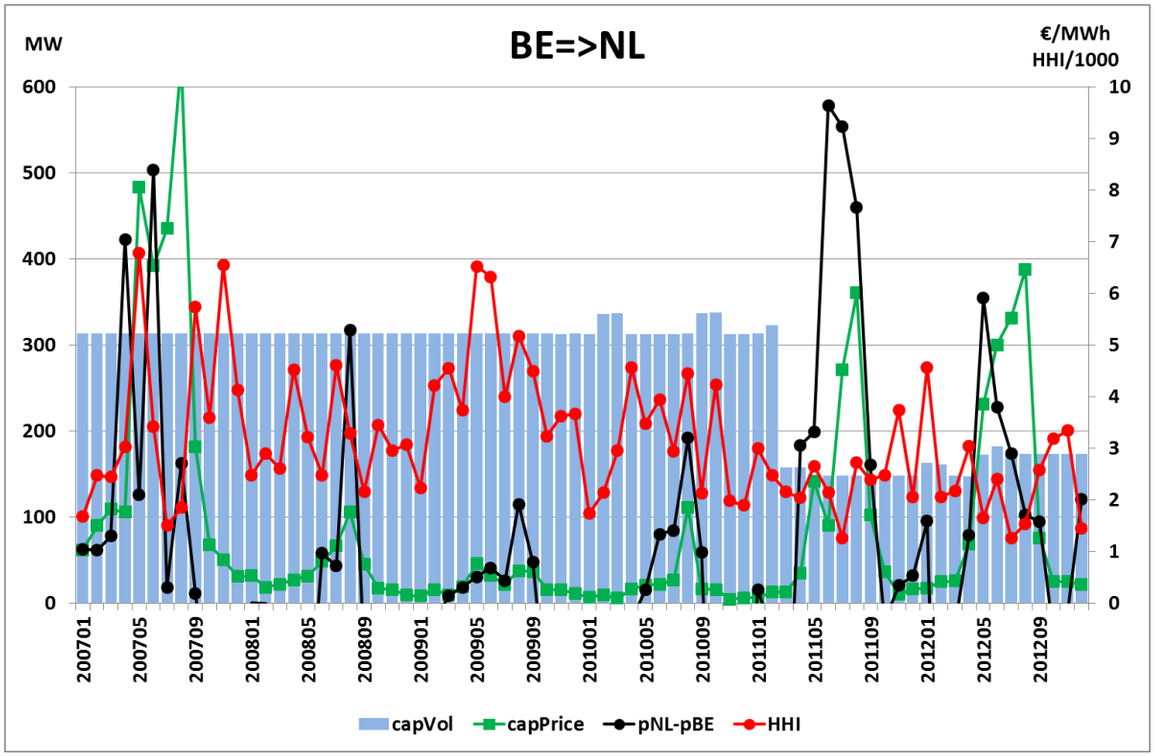


Résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion des Pays-Bas vers la Belgique
Source : CREG

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

229. La figure ci-dessous donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers les Pays-Bas. A l'instar de 2011, le prix pour la capacité mensuelle, pour les mois d'été, augmente également en 2012, même de manière plus prononcée. La différence de prix réellement réalisée entre les deux bourses DAM est cependant moins prononcée. Par conséquent, la capacité mensuelle au cours de cette période est généralement plus chère.

230. Les prix sont formés par consensus relativement important, sauf pour janvier 2012, lorsque le HHI atteint 4.500.



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

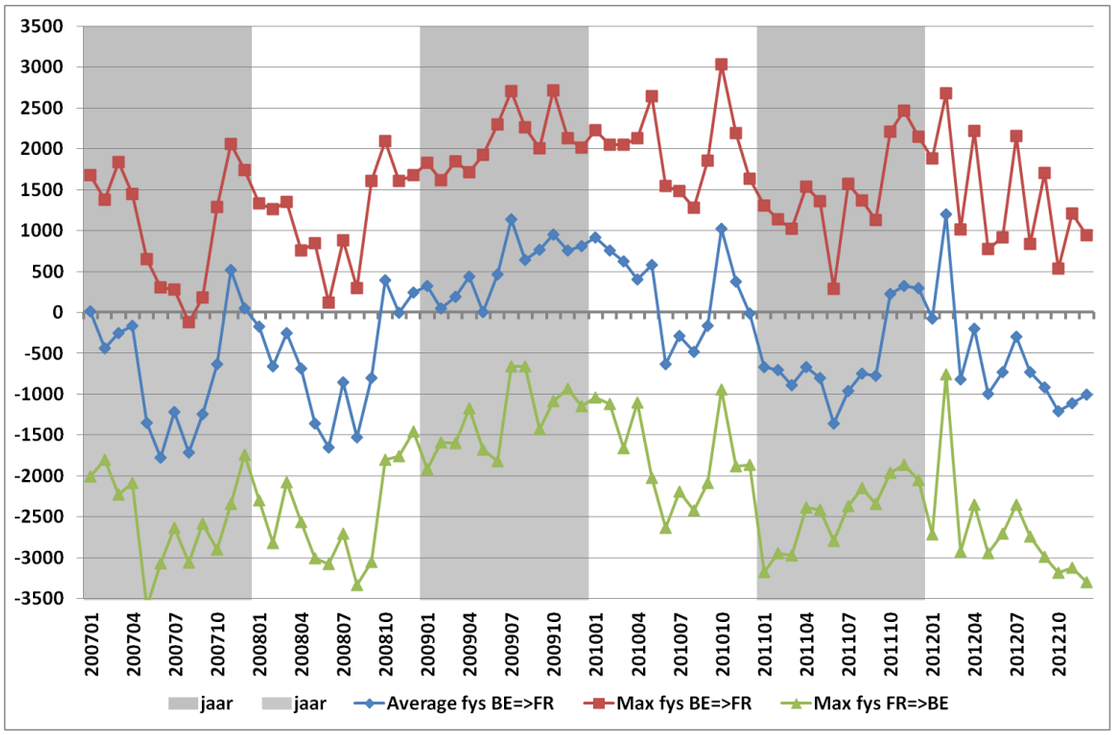
D.3. Utilisation de la capacité d'interconnexion

D.3.1 Utilisation physique

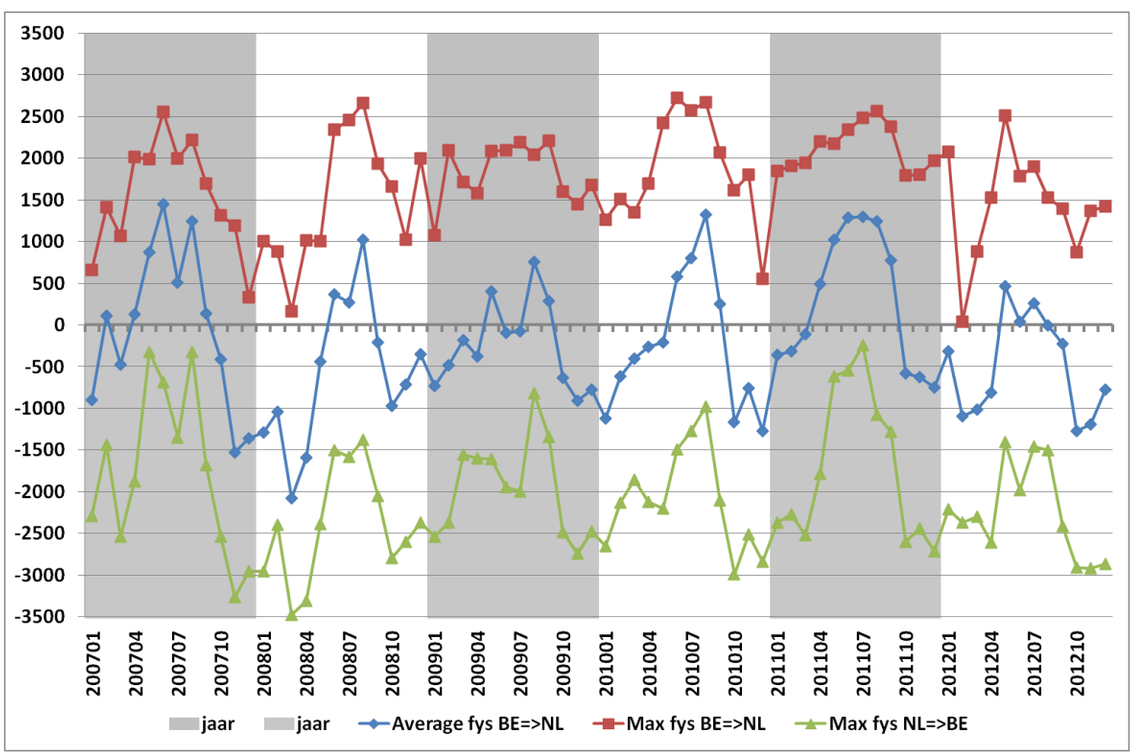
231. La figure ci-dessous montre l'évolution du flux physique mensuel moyen sur l'interconnexion française pour la période 2007-2012, ainsi que le flux maximal dans la direction exportation (positif) et importation (négatif) (respectivement les lignes bleue, rouge et verte). La figure suivante donne les mêmes informations, mais pour l'interconnexion avec les Pays-Bas. L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

232. Il ressort de la première figure (frontière française) que le flux d'importation physique mensuel maximal (ligne verte – négatif) est plus extrême que -3500 MW pendant seulement 1 des 72 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 2012. Les importations physiques maximales mensuelles de la France vers la Belgique augmentent toutefois fin 2012.

233. Il ressort de la deuxième figure (frontière néerlandaise) que le flux d'importation physique mensuel maximal (ligne verte – négatif) est plus extrême que -2.750 MW pendant 11 (des 72) mois. Le flux d'exportation physique maximal (ligne rouge – positif) n'est plus jamais supérieur à 2.750 MW. En 2012, l'on constate une augmentation de l'utilisation extrême. En effet, au cours des trois derniers mois de 2012, les importations physiques maximales en provenance des Pays-Bas sont systématiquement supérieures à 2.750 MW.

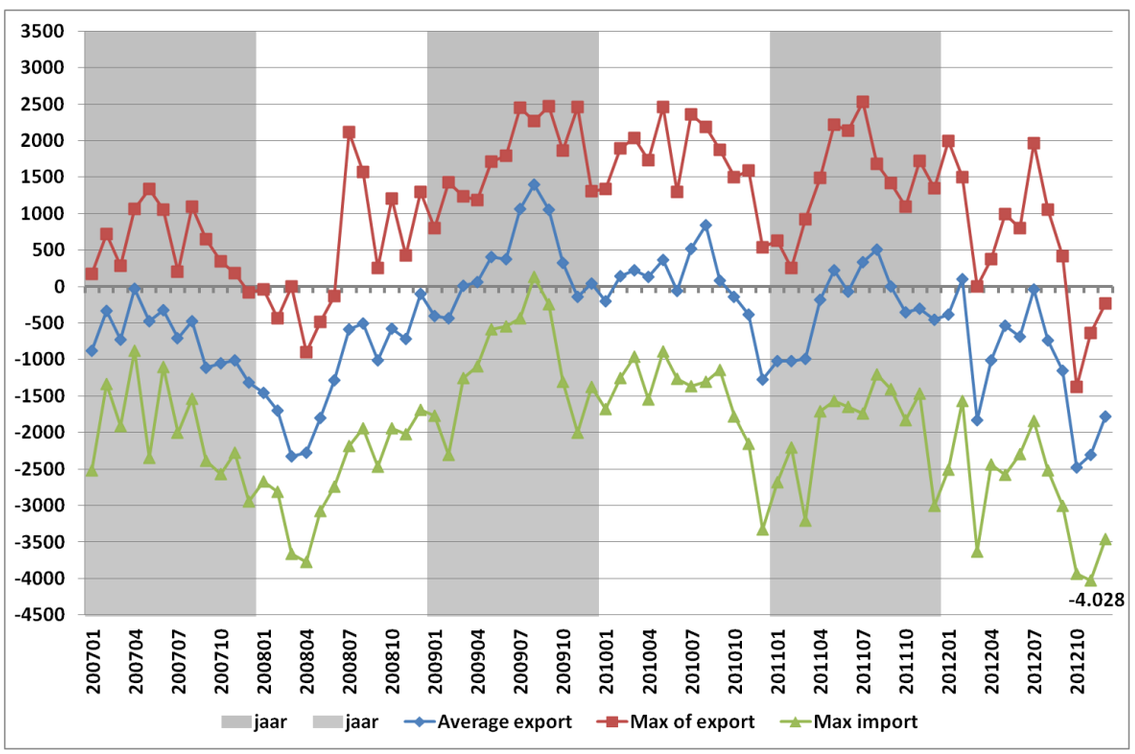


Flux physiques à la frontière Belgique-France (en MW)
Source : CREG



Flux physiques à la frontière belgo-néerlandaise (en MW)
Source : CREG

234. La figure ci-dessous représente les flux d'exportation et d'importation physiques maximums et moyens par mois en direction de la zone de réglage Elia. Il en découle que la zone de réglage Elia a importé en moyenne plus de courant au cours des trois derniers mois de 2012. Au cours d'aucun quart d'heure en octobre – décembre, la Belgique n'a exporté du courant (sur une base nette). Les importations physiques maximales ont fortement augmenté au cours de cette période, jusqu'à un maximum d'un peu plus de 4.000 MW en novembre 2012.



Flux d'exportation et d'importation physiques Belgique (en MW)
Source : CREG

D.3.2 Utilisation commerciale (nominations)

235. La succession chronologique de l'utilisation des interconnexions est la suivante[32]:

- 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.

[32] 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".

- 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 nomine la capacité journalière[33]; 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

236. 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’ (verte) : 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.

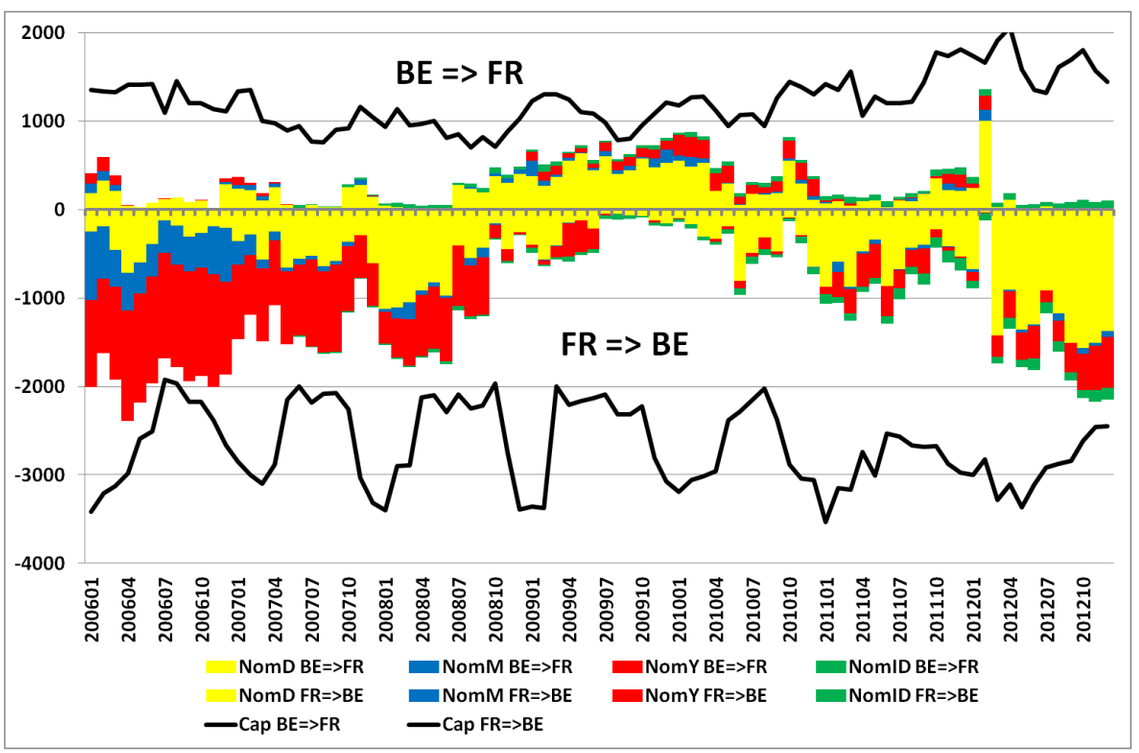
Frontière avec la France

237. La figure suivante illustre l'utilisation commerciale de l'interconnexion avec la France. En 2006-2008, 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. Exception faite du mois de février, il n’y a presque pas de nomination commerciale de la Belgique vers la France en 2012, mais

[33] 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.

d'autant plus dans le sens de la France vers la Belgique, avec une nomination d'importation moyenne de plus de 2.000 MW au cours des derniers mois. Il est aussi étonnant de constater une utilisation accrue de la nomination annuelle (rouge) dans cette direction.

238. A noter que la capacité moyenne disponible à la frontière sud dans la direction de la France (exportation) est bien moindre en général en comparaison avec la capacité disponible dans la direction de la Belgique (importation). Dans le courant de 2011 et 2012, la capacité d'exportation augmente, en avril 2012,avec une capacité d'exportation moyenne légèrement supérieure à 2.000 MW. En 2012, cette capacité d'exportation n'avait toutefois que peu de valeur économique, sauf pendant la vague de froid de la première moitié de février 2012. La diminution de la capacité d'importation fin 2012 étonne également. Celle-ci s'explique par le fait qu'Elia a appliqué un plafond concernant la capacité d'importation (valeur indicative : 3.500 MW) en raison de la nécessité de pouvoir garantir la stabilité de tension.



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

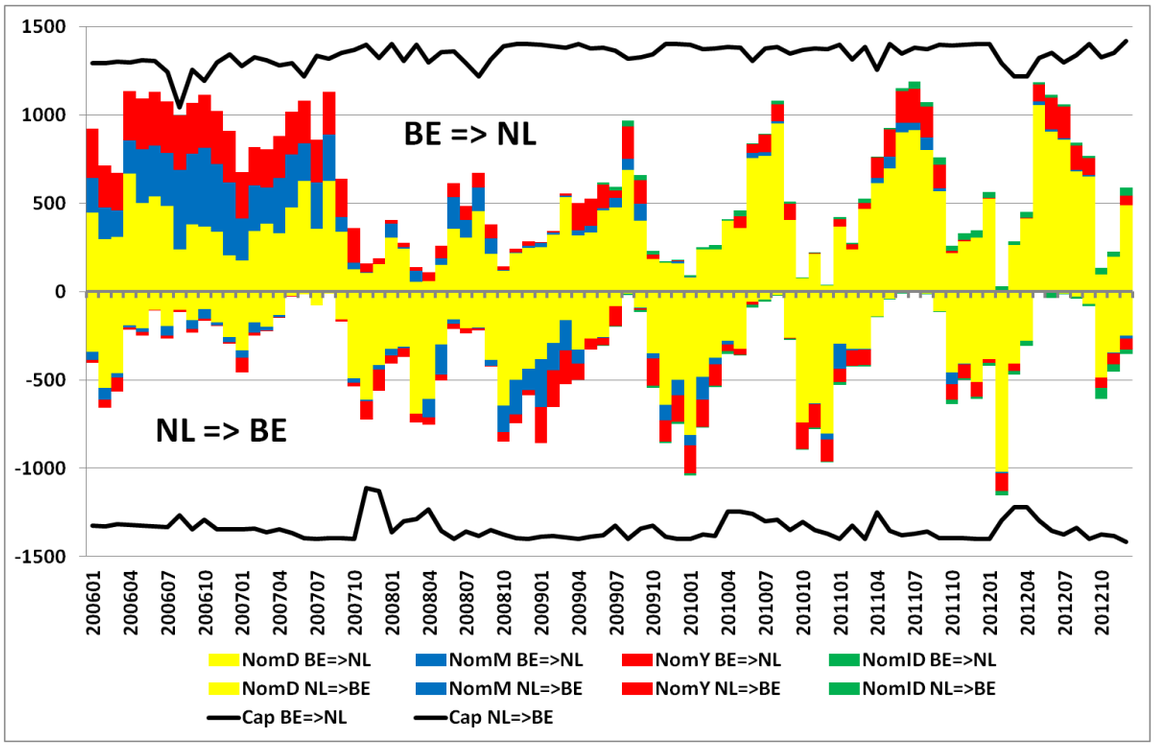
	Capacité commerciale + nominations à la frontière FRANCAISE - 2006 - 2012 (en MW)									
	BE=>FR (exportation)					FR=>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
2006	1.286	134	0	25	36	2.593	322	0	474	1.142
2007	1.003	138	10	21	14	2.578	474	8	84	773
2008	899	159	41	12	0	2.532	688	25	57	471
2009	1.089	471	37	63	87	2.507	199	38	2	101
2010	1.189	301	45	30	167	2.702	351	54	1	34
2011	1.419	131	56	16	29	2.881	557	101	27	213
2012	1.644	121	70	11	17	2.904	1.145	106	30	292
2007-2012	*1.218*	*208*	*37*	*25*	*50*	*2.671*	*534*	*47*	*96*	*432*

Source : CREG

Frontière avec les Pays-Bas

239. La figure suivante montre l'utilisation de l'interconnexion avec les Pays-Bas ("frontière nord"). A l'instar des autres années, l'utilisation de cette interconnexion était volatile en 2012. Suite à la vague de froid de février 2012, la Belgique a importé beaucoup d'énergie en provenance des Pays-Bas, mais cette situation a changé complètement à partir d'avril lorsque la Belgique a exporté beaucoup vers les Pays-Bas pendant les mois d'été. Cette situation a également pu être constatée les années précédentes. A la fin de l'année, les importations en provenance des Pays-Bas ont à nouveau augmenté, néanmoins, en décembre, la Belgique a exporté plus vers les Pays-Bas que ce qu'elle n'a importé.

240. Il est évident que la capacité d'exportation limitée engendre beaucoup de congestion durant cette période (voir supra). On remarquera que la capacité moyenne disponible sur l'interconnexion avec les Pays-Bas est peu volatile (voir 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 - 2006 -2012 (en MW)									
	BE=>NL (exportation)					NL=>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
2006	1.264	398	0	308	282	1.323	238	0	31	20
2007	1.317	337	0	181	199	1.333	221	0	16	31
2008	1.344	227	0	58	48	1.350	397	0	71	37
2009	1.373	357	10	30	71	1.376	281	6	74	112
2010	1.370	376	11	6	34	1.324	403	9	23	79
2011	1.369	531	24	23	89	1.369	220	8	19	42
2012	1.327	512	25	5	62	1.339	274	23	3	29
2007-2012	*1.338*	*391*	*16*	*87*	*112*	*1.345*	*291*	*7*	*34*	*50*

Source : CREG

241. Le tableau ci-dessous montre les nominations nettes par frontière et par an. En 2012, 1.353 MW nets ont été importés de France en moyenne, mais la Belgique a également exporté en moyenne 274 MW vers les Pays-Bas. En 2012, 1.079 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 2006-2008, la Belgique a une nouvelle fois effectué beaucoup d'importations depuis la France, à l'instar de 2012.

Exportation commerciale nette par frontière			
(en MW)	**France**	**Pays-Bas**	**FR+NL**
2006	-1.744	698	-1.045
2007	-1.155	450	-705
2008	-1.028	-172	-1.200
2009	317	-4	313
2010	104	-87	17
2011	-666	379	-287
2012	-1.353	274	-1.079
2006-2012	*-789*	*225*	*-564*

Source : CREG

242. 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 par l'algorithme mettant en œuvre le couplage de marché avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne et reliant l'énergie et la capacité, ainsi la capacité journalière peut être utilisée le plus efficacement[34]. 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. Cette possibilité seule réduit le risque pour les acteurs du marché.

Exportation - Importation

243. 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.

[34] 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).

244. 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’ (verte) : nomination moyenne de capacité intra-day (à J)
- ‘Cap’ (ligne noire): capacité moyenne totale (déterminée à J-1)

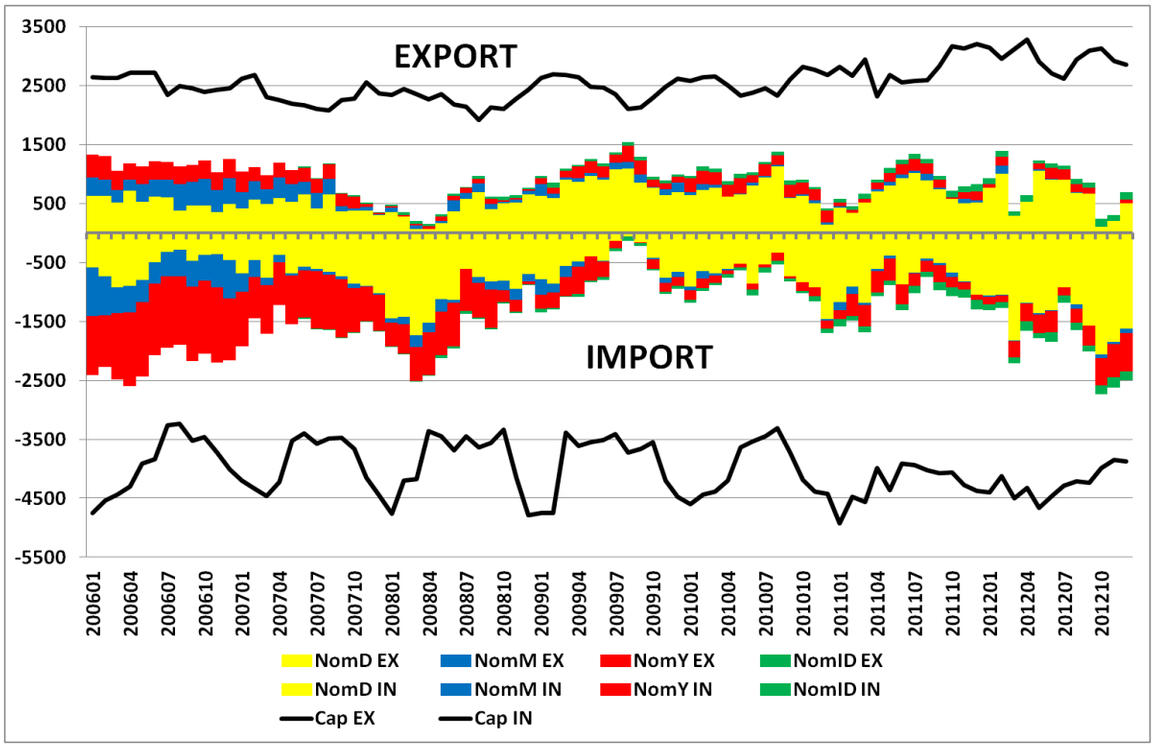
Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

245. Il ressort de la figure que tant des importations que des exportations ont été réalisées mensuellement dans le courant de 2012. Février 2012 est le mois enregistrant le plus grand nombre d’exportations et octobre 2012 est quant à lui le mois avec le plus grand nombre d’importations. Les importations ont surtout augmenté fin 2012. Depuis fin 2010, la capacité d’importation totale moyenne est toujours supérieure à 3.500.

246. 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 découle pour 2012 que la zone de réglage Elia a réalisé des importations nettes d’énergie pour 9,5 TWh, soit en moyenne plus de 1.000 MW, ce qui constitue une forte augmentation par rapport à l’année précédente, et surtout par rapport à 2009 lorsque la Belgique a réalisé des exportations nettes d’énergie. Cependant, aucun record n’a été battu en 2012 : un volume de 10,5 TWh avait été importé vers la zone de réglage Elia en 2008.

	Nominations commerciales aux frontières de la zone de réglage Elia					
	Total (en TWh)			**Moyenne (en MWh/h)**		
	Importation	**Exportation**	**Importation nette**	**Importation**	**Exportation**	**Importation nette**
2006	19,5	10,3	9,2	2.226	1.181	1.045
2007	14,1	7,9	6,2	1.609	899	709
2008	15,3	4,8	10,5	1.742	546	1.196
2009	7,1	9,9	-2,8	808	1.127	-319
2010	8,3	8,5	-0,2	953	970	-17
2011	10,4	7,9	2,5	1.185	903	282
2012	16,7	7,2	9,5	1.904	820	1.083
2007-2012	**91,4**	**56,5**	**34,9**	**1.490**	**921**	**569**

Source : CREG



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

Transit

247. 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 NL =>BE et BE =>FR. Le transit de la France vers les Pays-Bas est calculé de manière analogue et est présenté en négatif sur le graphique.

248. 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)

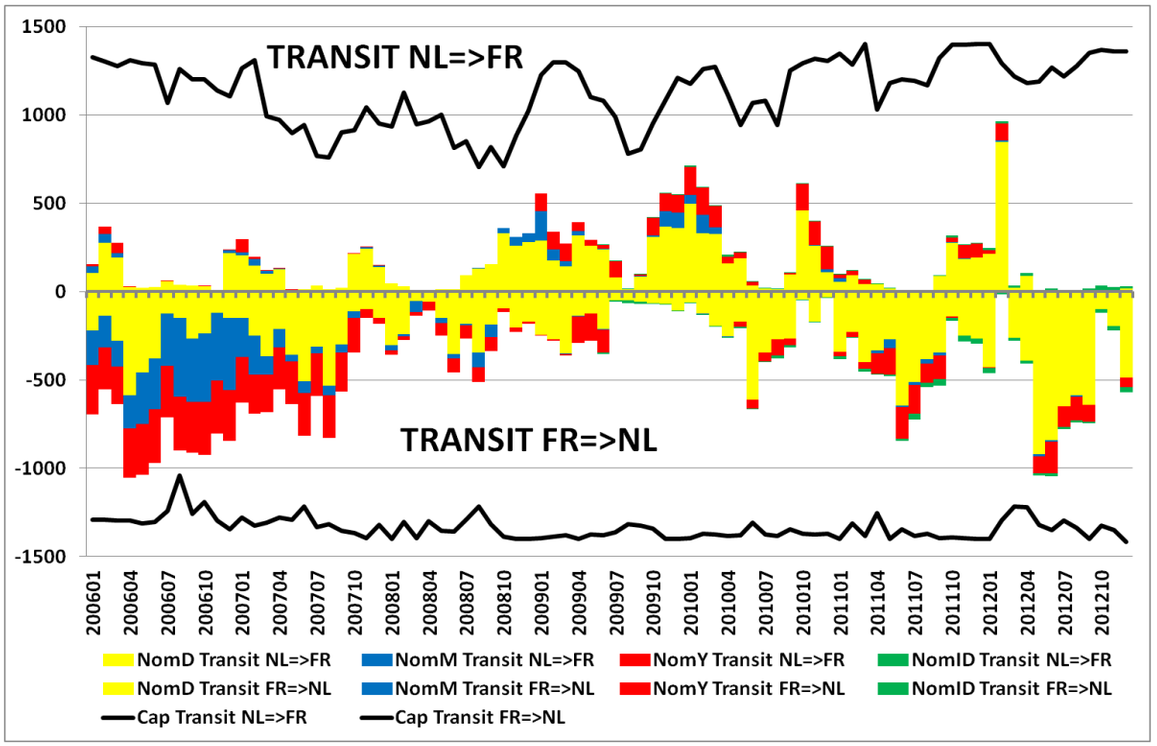
Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. Le transit passant par la Belgique des Pays-Bas vers la France (nord =>sud) est positif par convention, de la France vers les Pays-Bas (sud =>nord) est négatif.

249. Dans la figure, l'on remarque immédiatement le pic de transit des Pays-Bas vers la France provoqué par la vague de froid en février 2012. Pendant le reste de l'année, le transit évolue dans la direction opposée, à savoir de la France vers les Pays-Bas, surtout à partir des mois d'été, et plus précisément du mois de mai, lorsque la France nomine en moyenne jusqu'à 1.000 MW par mois des Pays-Bas via la Belgique. Ceci diminue fin 2012.

250. Le tableau ci-dessous illustre les valeurs moyennes pour les sept années précédentes. La dernière colonne reflète également la différence de prix annuelle moyenne entre la France et les Pays-Bas qui explique clairement la direction des flux.

Transit moyen via la Belgique (MW)				
	Transit NL=>FR	**Transit FR=>NL**	**Transit net NL=>FR**	**pFR-pNL (€/MWh)**
2006	107	838	-731	-8,8
2007	121	556	-435	-1,0
2008	124	270	-145	-0,9
2009	327	188	139	3,9
2010	308	239	69	2,1
2011	109	454	-345	-3,1
2012	124	536	-412	-1,1
2006-2012	**174**	**440**	**-266**	**-1,3**

Source : CREG

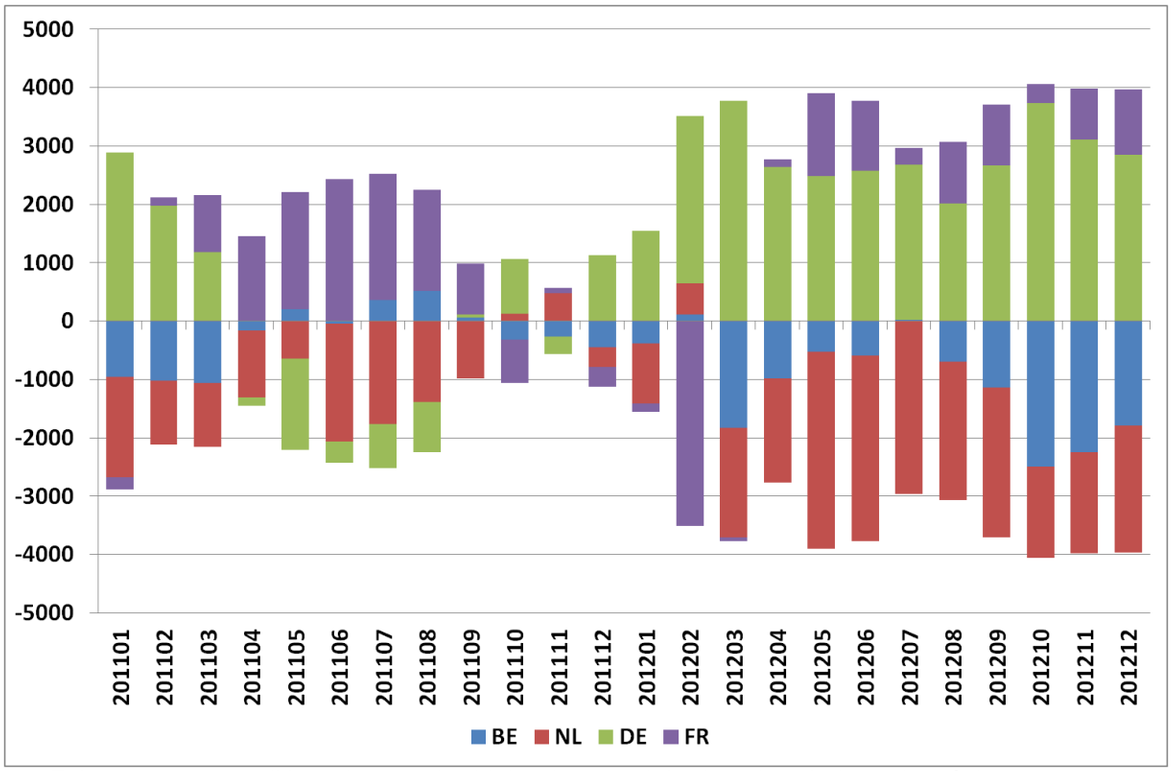


Utilisation de capacité d'interconnexion pour le transit (en MWh/heure)
Source : CREG

Utilisation commerciale au sein de la région CWE

251. Les données de CASC permettent de calculer les nominations nettes entre les quatre pays de la région CWE. Il s'agit de l'énergie échangée par le biais du marché *day- ahead*. Pour chaque heure, la somme de la quantité d'énergie totale échangée entre les quatre pays est égale à zéro.

252. La figure ci-dessous représente l'échange mensuel moyen d'énergie par pays (en MWh/h) pour 2011 et 2012. Les exportations sont positives par convention. Il en découle que les échanges moyens mensuels entre les Pays-Bas et l'Allemagne dominent principalement, sauf en octobre et novembre 2012 lorsque la Belgique importe plus que les Pays-Bas. Notons également le mois de février 2012, lorsque la France importe en moyenne des trois autres pays de la région CWE (et principalement d'Allemagne).



Echange moyen d'énergie par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE. Les exportations sont positives par convention. (en MWh/h) -
Source : CREG

253. Le tableau représente les mêmes données en TWh et par an. Au total, les Pays-Bas ont importé près de 18 TWh par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE en 2012, soit presque le double de la Belgique. L'Allemagne a exporté 24 TWh. En 2012, les pays exportateurs sont les mêmes qu'en 2011, mais la tendance est bien plus prononcée en 2012.

Echange via DAM dans région CWE (TWh)				
	BE	**NL**	**DE**	**FR**
2011	-2,2	-8,4	3,0	7,7
2012	-9,2	-17,7	24,1	2,9
2011-2012	**-11,4**	**-26,2**	**27,0**	**10,6**

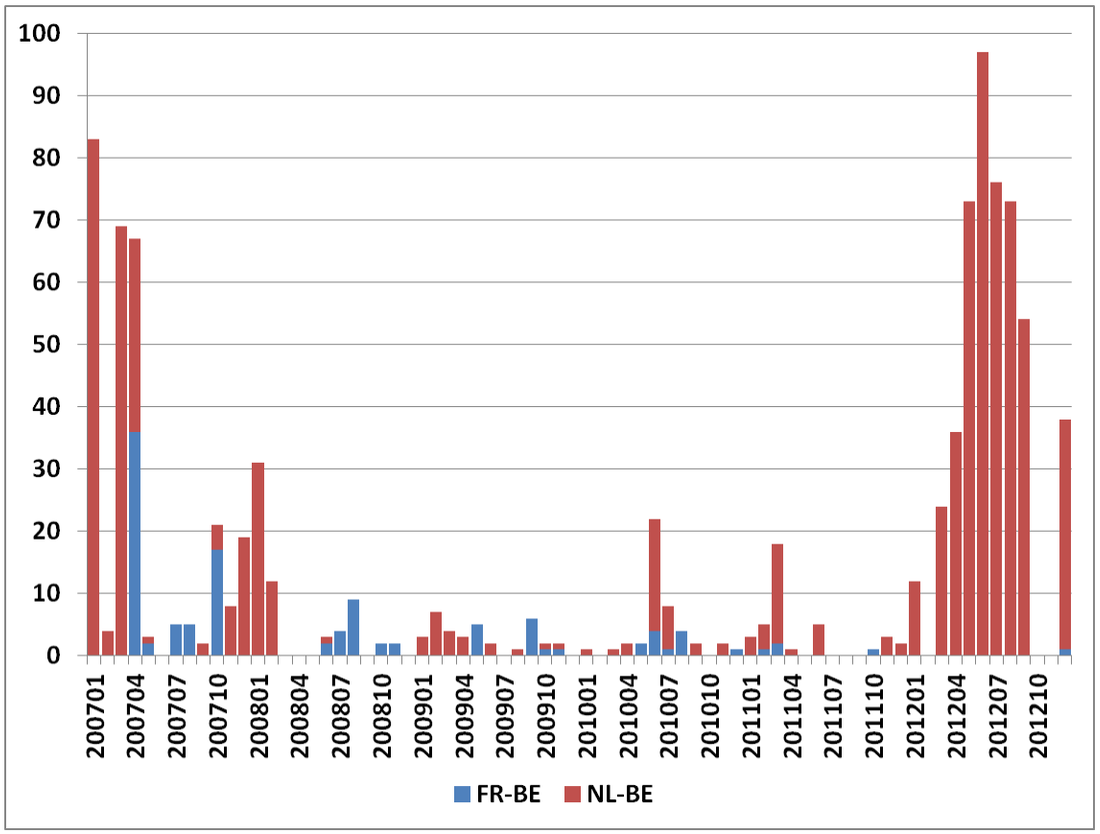
Les exportations sont positives par convention..
Source : CREG

D.3.3 Utilisation physique vs. commerciale

254. Si une différence de prix[35] entre deux zones de prix sur le marché *day-ahead* apparaît, cela implique que la capacité d'interconnexion commerciale entre ces zones de prix est saturée (et qu'une deuxième interconnexion au moins par le biais de la voie alternative est saturée). D'un point de vue commercial, de l'énergie supplémentaire ne peut alors pas passer dans la zone de prix la plus élevée. Cependant, il est possible que, d'un point de vue physique, de l'énergie puisse encore passer dans cette zone de prix parce que la capacité physique maximale n'est pas encore atteinte. Il se pourrait même que le flux physique aille dans la direction opposée du flux commercial saturé. Notons que ce phénomène ne peut par définition pas être observé s'il n'y a pas de différences de prix. Attention : les chiffres utilisés ici se rapportent aux flux physiques en temps réel et aux flux commerciaux en *day-ahead*.

255. La figure ci-dessous illustre, pour la période 2007-2012, le nombre d'heures par mois pendant lesquelles une différence de prix intervient entre deux zones de prix voisines de la zone de réglage Elia et le fait que, pendant une telle heure, le flux physique est *contraire* au flux commercial saturé. Il découle de cette figure que ce phénomène n'est pas une exception et que ce phénomène a même fortement augmenté en 2012 sur l'interconnexion Belgique – Pays-Bas.

[35] Dans le présent exercice, il y a une différence de prix lorsque les prix enregistrent une différence supérieure à 0,015 €/MWh, afin de ne pas prendre en compte les erreurs d'arrondi.

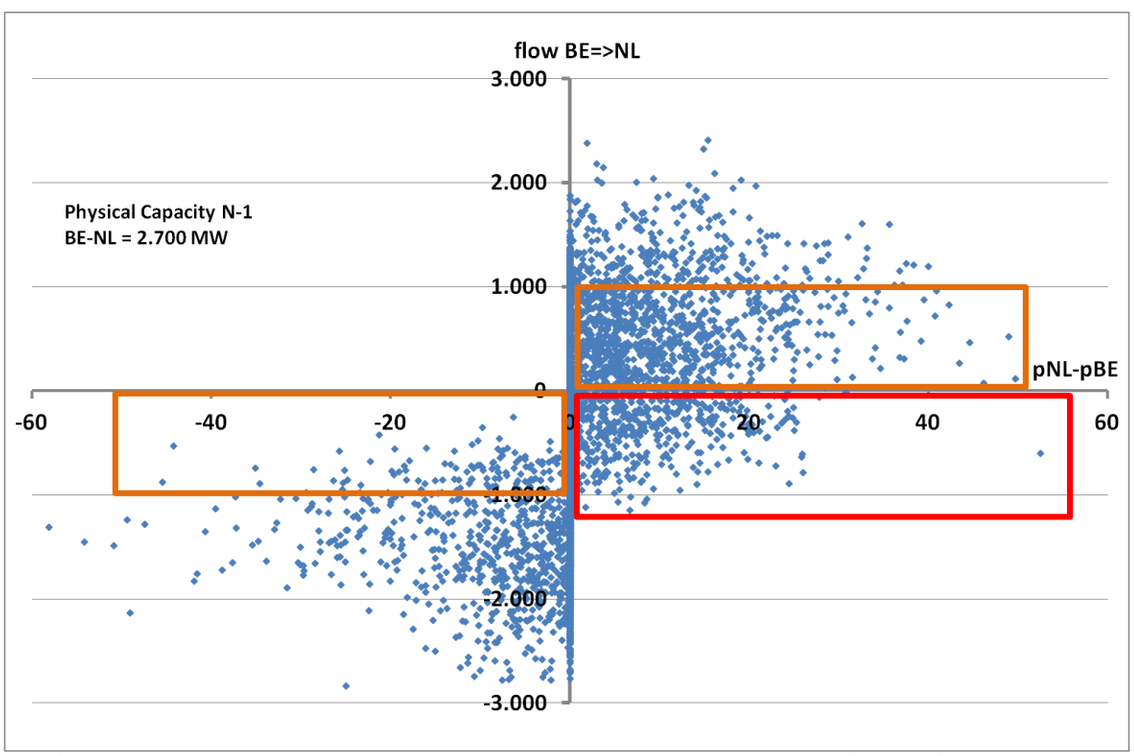


Nombre d'heures par mois pendant lesquelles il y a une différence de prix entre deux zones de prix voisines et pendant lesquelles le flux physique en temps réel évolue dans le sens opposé au flux commercial *day-ahead* saturé.

256. La figure ci-dessous reflète pour 2012 les flux physiques sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique ainsi que la différence de prix. L'axe horizontal reprend la différence de prix entre les Pays-Bas et la Belgique (positive si le prix aux Pays-Bas est plus élevé – en €/MWh), tandis que l'axe vertical illustre le flux physique en temps réel (de la Belgique vers les Pays-Bas, c'est positif – en MW). Chaque point représente une heure en 2012. L'axe vertical reprend toutes les heures pendant lesquelles aucune différence de prix n'a été enregistrée entre les deux zones et pendant lesquelles il n'y a donc pas de congestion commerciale. Les quadrants « coin supérieur gauche » et « coin inférieur droit » représentent les situations dans le cadre desquelles une différence de prix est enregistrée et le flux physique évolue dans le sens opposé de la direction commerciale saturée. Il découle de cette figure qu'il y a uniquement un flux physique « contraire » si les Pays-Bas ont un prix plus élevé, indiqué par un rectangle rouge. Dans cette situation, le flux commercial de la Belgique vers les Pays-Bas est saturé (en *day-ahead*) et le flux physique en temps réel va dans la direction Pays-Bas – Belgique. Au total, il s'agit de 482 heures.

257. Les zones reprises dans les rectangles orange sont également pertinentes : dans ces situations, le flux physique va certes dans la même direction que le flux commercial, mais il s'élève à 1.000 MW maximum et se situe donc loin en dessous de la limite physique maximale (de 2.750 MW environ dans une situation normale), tandis que l'interconnexion commerciale est quant à elle déjà saturée (et qu'une deuxième interconnexion au moins est saturée par la voie alternative[36]). Dans le cas contraire, il n'y aurait pas de différence de prix.

258. La CREG a par le passé déjà formulé des remarques concernant la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-néerlandaise mise à disposition par les gestionnaires de réseau[37]. Les chiffres de la présente section constituent une indication supplémentaire permettant d'améliorer le calcul de capacité à la frontière belgo-néerlandaise. Au deuxième semestre de 2012, la CREG s'est concertée de manière intensive avec Elia sur cette problématique. L'exercice a donné lieu à une demande de la CREG à Elia de réaliser une proposition de calcul de capacité. Cette proposition est attendue pour juin 2013.



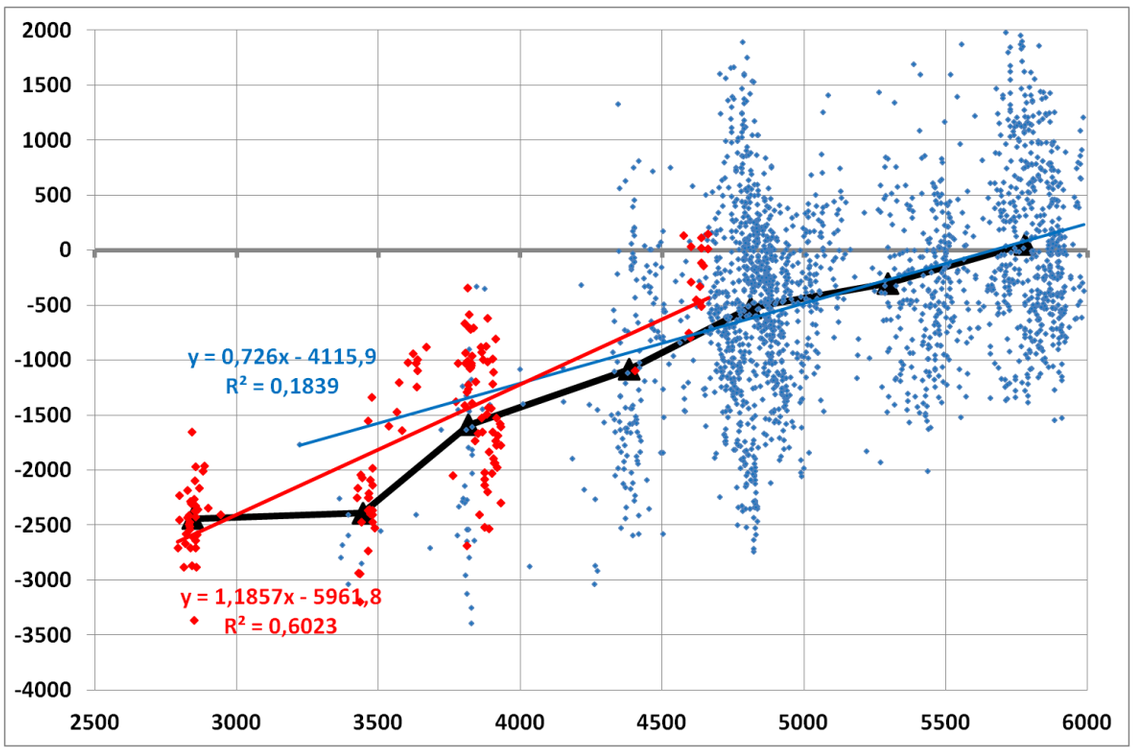
Les flux physiques sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique par rapport à la différence de prix (par heure), pour 2012.
Source : CREG

[36] Voie alternative : via France-Allemagne
[37] Voir par exemple l'étude 1129 de la CREG (décembre 2011)

D.3.4 Impact capacité nucléaire sur les importations et les TGV STEG's

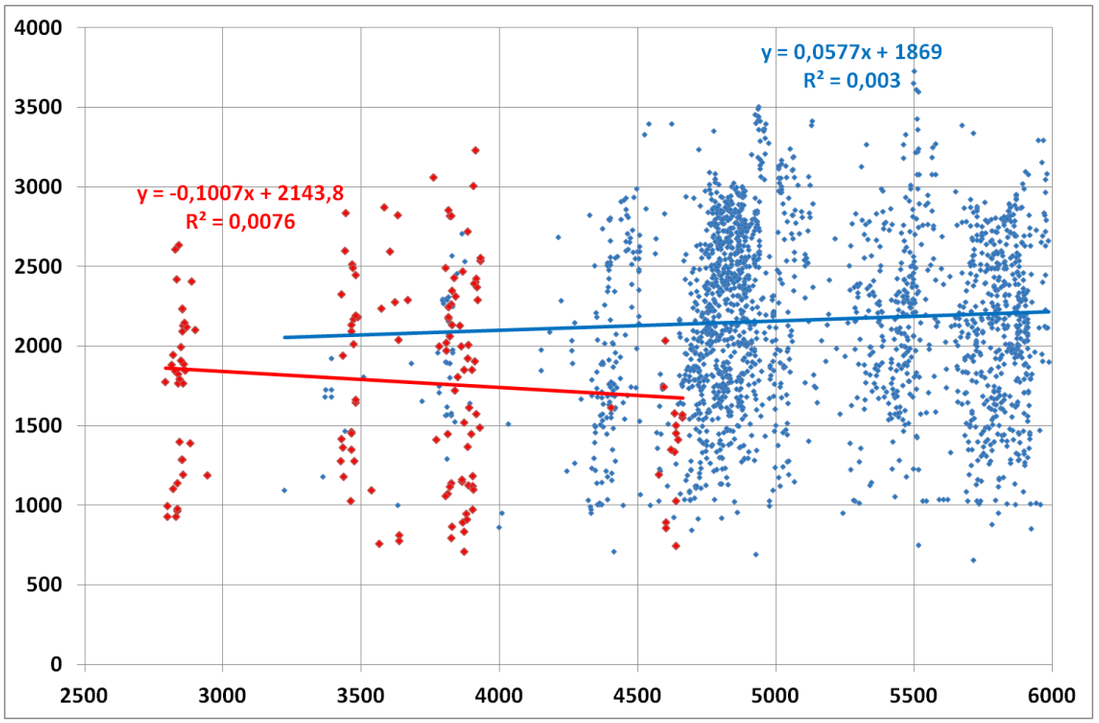
259. Dans l'étude 1167 sur la vague de froid de février 2012, la CREG a établi un lien négatif entre la capacité nucléaire nominée d'une part et, d'autre part, l'exportation d'énergie (toutes deux en *day-ahead*). La figure ci-dessous répète cet exercice pour la période 2007-2012. La figure est réalisée comme suit : pour chaque jour, l'on calcule l'exportation moyenne (nominée en *day-ahead* par les parties du marché et la bourse) ainsi que la capacité de production nucléaire nominée moyenne. Ensuite, celles-ci sont comparées l'une à l'autre. Les points bleus représentent la valeur pour la période de janvier 2007 à juillet 2008. Les points rouges couvrent la période d'août 2012 à décembre 2012, lorsqu'il y avait 2.000 MW de capacité en moins (Doel 3 et Tihange 2). La ligne noire indique les valeurs moyennes pour les intervalles de 500 MW de capacité nucléaire. Les courbes de tendance pour les deux périodes concernées sont également données.

260. Cette figure confirme ce lien négatif constaté plus tôt : si une quantité plus faible de capacité nucléaire peut être nominée, les importations augmentent. La ligne noire démontre un lien linéaire dans l'intervalle 3.500 – 6.000 MW de capacité nucléaire nominée : par 500 MW de capacité nucléaire en moins, l'on importe environ 400 MW en plus, ce qui correspond à la courbe de tendance pour la période janvier 2007 – décembre 2012 complète concernée (non reprise sur la figure) qui indique que par MW nucléaire en moins, l'on importe 0,79 MW en plus. Cependant, le pouvoir prédictif de cette courbe de tendance est faible (R^2=18 %), ce qui indique que de nombreux autres facteurs déterminent l'importation. Entre 2.500 et 3.500 MW, les importations augmentent jusqu'à approximativement 2.500 MW en moyenne et il ne semble pas y avoir de lien entre plus ou moins de capacité nucléaire. Néanmoins, si l'on examine tous les jours de la période août-décembre 2012, le pouvoir prédictif de la courbe de tendance est nettement supérieur (R^2=60 %) et une perte de capacité nucléaire est compensée à plus de 100 % (le facteur s'élève à 1,19). Ceci est toutefois basé sur un modèle très simple avec une série de données limitée. Par conséquent, il convient d'éviter de tirer des conclusions définitives. Cette période est par exemple dominée par une demande relativement plus élevée (mois d'octobre-décembre), ce qui implique peut-être de cette façon davantage d'importations.



Exportation moyenne en *day-ahead* sur une base journalière par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties sur deux périodes ; janvier 2007-juillet 2008 (bleu) et août-décembre 2012 (rouge). La ligne noire représente les valeurs moyennes pour les intervalles de 500 MW de capacité nucléaire. Les deux axes sont en MWh/h.
Source : CREG

261. La conclusion sur la base des données susmentionnées est toutefois évidente : la plus grande partie de la capacité nucléaire indisponible est compensée par une augmentation des importations et sans doute que partiellement par une augmentation de la production propre. Ceci est, en outre, confirmé par la figure ci-dessous, qui est similaire à la figure précédente mis à part le fait que l'axe Y représente la nomination moyenne sur les TGV (sur une base journalière) au lieu de l'exportation moyenne. Il découle de ces données que le lien entre la nomination de la capacité nucléaire et celle des TGV est faible ou inexistant.



Nomination moyenne en *day-ahead* sur une base journalière des TGV par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties selon deux périodes janvier 2007-juillet 2008 (bleu) et août-décembre 2012 (rouge). Les deux axes sont en MWh/h.

D.3.5 Rentes de congestion sur base journalière

262. 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 nous ne prenons pas en considération les enchères explicites (année et mois).

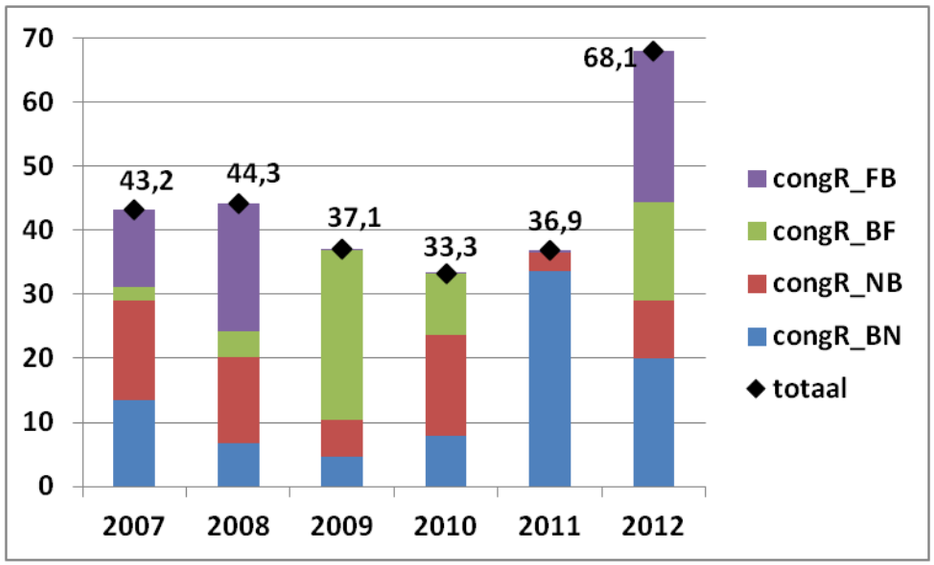
Supposons par exemple que la capacité d'importation de la France vers la Belgique soit de 1.000 MW et soit saturée à heure 12 (la Belgique importe donc 1.000 MWh durant cette heure). Le prix en France est de 30 €/MWh, le prix en Belgique est de 40 €/MWh. Par conséquent, la rente de congestion équivaut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

263. Un acteur du marché ayant acheté de la capacité annuelle ou mensuelle peut décider, le jour J-1, de nominer cette capacité (utilisation explicite) ou de ne pas la nominer. 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[38] 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 nomine 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) = 1.000 €. Les gestionnaires du réseau concernés reçoivent ensuite ce qui reste, soit 9.000 €.

264. La figure ci-dessous illustre la rente de congestion (de la capacité journalière) par année pour les quatre directions pour la période 2007-2012 (en millions d'euros). L'important pic en 2012 attire directement l'attention avec une rente de congestion totale de 68 millions d'euros tandis que la rente de congestion totale variait de 33 à 44 millions d'euros au cours des cinq dernières années. La rente élevée en 2012 reflète la convergence plus basse des prix, comme déjà constaté antérieurement.

265. La rente de congestion pour 2012 est répartie sur les quatre directions d'interconnexion (il y a deux directions par frontière). Il est étonnant de constater que des rentes de congestion élevées sont une nouvelle fois générées dans la direction France – Belgique (barres mauves) : ceci n'était pas ou très peu le cas au cours des trois années précédentes, tandis qu'elles s'élèvent à un peu plus de 23 millions d'euros pour 2012. Dans la direction opposée aussi, à savoir dans la direction Belgique – France, 15 millions d'euros de rentes de congestion ont été générées en 2012, contre presque rien en 2011. La rente de congestion de la Belgique vers les Pays-Bas a quant à elle baissé de 33 millions d'euros en 2011 à près de 20 millions d'euros en 2012.

[38] La capacité annuelle peut également devenir mensuelle.



Rentes de congestion annuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions exprimées en millions d'euros.
Source : CREG

266. Deux éléments peuvent être considérés comme une explication importante pour l'augmentation considérable des rentes de congestion. Tout d'abord, et avant tout, il y a la vague de froid de février 2012. Au cours de ce mois, une rente de congestion de 21,7 millions d'euros, soit 32 % de la rente de congestion totale de 2012, a été générée en raison principalement d'importantes différences de prix avec le marché français. Ensuite, il y a l'indisponibilité nucléaire de 2.000 MW à partir d'août 2012, qui génère surtout d'importantes rentes en décembre, avec un total de 14 millions d'euros pour ce mois.

267. Le tableau ci-dessous représente le top dix des rentes de congestion les plus élevées (total par jour), ainsi que la part de ce top dix dans les rentes de congestion totales (le jour est écrit au format MMDD). Il découle du tableau que tous les jours du top 10 tombent en février et décembre 2012.

Top 10 des rentes de congestion (par jour)												
	2007		2008		2009		2010		2011		2012	
	Jour	Rente	Jour	Rente	Jour	Rente	Jour	Rente	Jour	Rente	Jour	Rente
1	0522	6,75	0503	4,81	1019	10,47	0112	0,95	0730	0,86	0209	8,58
2	1115	3,52	0426	1,52	1220	0,71	0310	0,93	0714	0,83	0210	2,27
3	1112	1,95	0508	1,38	1017	0,66	1028	0,77	0602	0,82	0207	1,61
4	1029	1,80	0509	0,78	0106	0,63	0312	0,69	0612	0,80	1227	1,49
5	1109	1,06	0302	0,78	0110	0,49	1026	0,66	0828	0,76	1224	1,36
6	0426	1,02	0507	0,72	0111	0,48	1023	0,62	0731	0,72	1223	1,35
7	1221	0,89	0506	0,67	1119	0,48	0110	0,58	0806	0,66	1226	1,19
8	1117	0,61	0907	0,66	1219	0,48	0131	0,58	0501	0,64	1231	0,97
9	0523	0,54	0815	0,59	0105	0,43	0725	0,54	0717	0,64	0215	0,93
10	0425	0,52	0429	0,50	1015	0,41	0311	0,53	0425	0,59	1216	0,89
Jusqu'au top 10		18,65		12,43		15,24		6,84		7,33		20,65
%top10		43%		28%		41%		21%		20%		30%

E Balancing

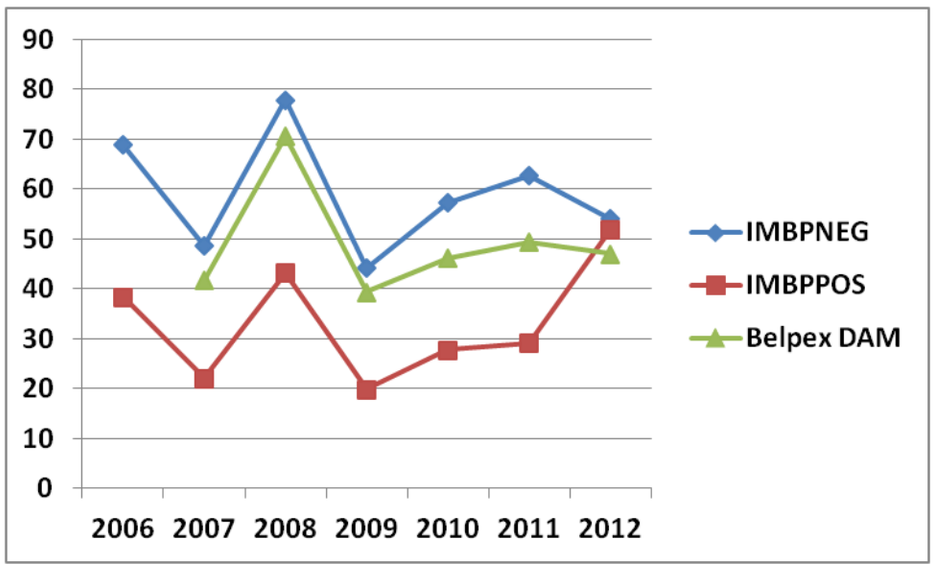
268. Le déséquilibre en temps réel d'un responsable d'équilibre (ARP) est payé par quart d'heure: si l'ARP a prélevé plus d'énergie qu'il n'en a injecté dans ce quart d'heure, l'ARP a un déséquilibre négatif (un manque) : l'ARP achète dès lors obligatoirement de l'énergie à Elia au tarif de déséquilibre. Si un ARP présente un déséquilibre positif (un excédent), cet excédent est obligatoirement vendu à Elia au tarif de déséquilibre.

269. Le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre négatif et positif était, pour les années avant 2012, au mois respectivement un pourcentage précis plus élevé et plus bas que le prix Belpex DAM pour cette heure (en 2011, il était de 8 %). Le coût pour l'ARP pouvait être considéré comme représentant au moins le pourcentage du prix Belpex DAM, parce que l'ARP aurait également pu acheter le manque d'énergie sur le DAM, ou vendre le surplus sur le Belpex DAM.

270. Pour 2012, le système d'équilibrage a été transformé en un système de *single pricing* dans le cadre duquel un déficit et un excès sont en principe facturés au même prix. Ce prix est en principe égal au coût marginal du dernier instrument devant être mis en service par le gestionnaire de réseau afin de conserver l'équilibre. Il peut être adapté par le biais d'une composante de stimulation (le facteur alfa). En juin 2012, la CREG a approuvé une adaptation qui implique que le tarif de déséquilibre soit porté à -100 €/MWh au moins en cas d'excès qui peut uniquement être supprimé en faisant appel aux réserves inter-TSO. Il s'agit de contrats avec les gestionnaires de réseau voisins. Ceci doit inciter les ARP à éviter un excès, par exemple en cas de production élevée par le biais de panneaux solaires, en réalisant une meilleure estimation en *day-ahead*.

271. La figure ci-dessous illustre l'évolution du tarif de déséquilibre annuel moyen pour un déséquilibre négatif et positif pour la période 2006-2012 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM (pas pour 2006), indiqué respectivement par ''IMBPNEG', 'IMBPPOS' et 'Belpex DAM'. Il ressort de cette figure que le prix d'un déséquilibre est 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) sur la période 2007-2011 est bien inférieur au prix Belpex DAM. L'inverse est vrai pour 2012 : suite au nouveau système d'équilibrage, les tarifs de déséquilibre en cas de déséquilibre positif et de déséquilibre négatif sont proches et légèrement supérieurs au

Belpex DAM. Le coût d'opportunité pour un déséquilibre positif en temps réel a donc fortement diminué. En tant qu'ARP, l'on perçoit même un paiement en moyenne un peu plus élevé via le système d'équilibrage que sur le Belpex DAM.



Tarifs de déséquilibrage moyens annuels pour un déséquilibre négatif (« IMBPNEG ») et un déséquilibre positif (« IMBPPOS ») pour la période 2006 – 2012 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM (pas avant 2006) (en €/MWh)
Source : CREG

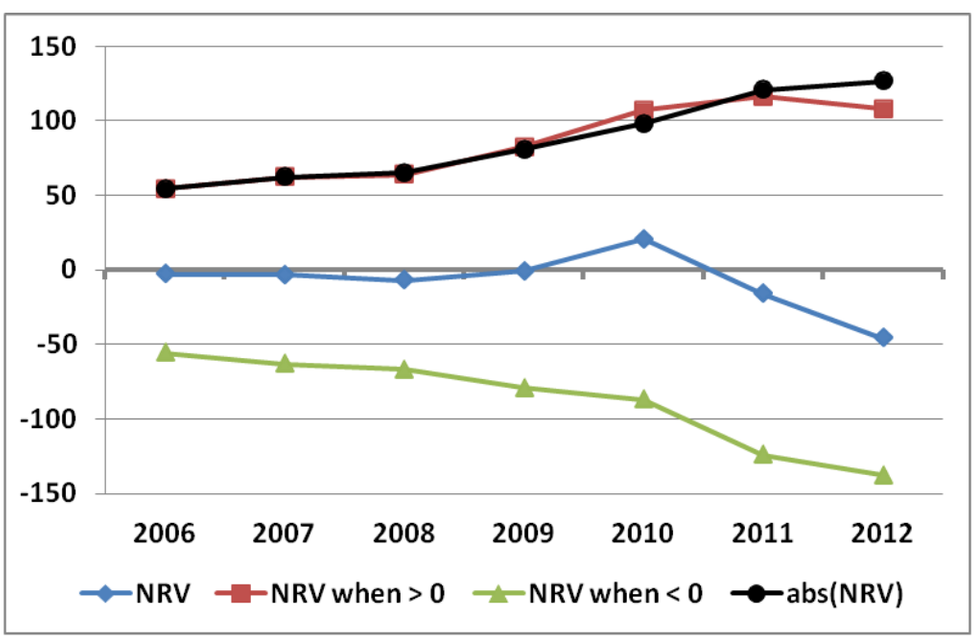
272. En moyenne, le prix de déséquilibre positif et le prix de déséquilibre négatif sont plus proches l'un de l'autre et plus élevés que le Belpex DAM, ce qui est propre au système de *single pricing* introduit en 2012. Il est plus utile d'évaluer l'incitant tarifaire en fonction du déséquilibre du système : un acteur du marché a-t-il un avantage vis-à-vis du marché *day-ahead* à tenter de conserver l'équilibre de la zone ? En d'autres termes, à combien de reprises les deux situations suivantes se produisent-elles :

- La zone enregistre un excès et le tarif pour un déséquilibre négatif est inférieur au prix Belpex DAM. Autrement dit, à quelle fréquence l'acteur du marché qui aide la zone avec un déséquilibre négatif paie-t-il moins pour le déficit d'énergie sur le marché d'ajustement par rapport au marché *day-ahead* ?
- La zone enregistre un déficit et le tarif pour un déséquilibre positif est supérieur au prix Belpex DAM. En d'autres termes, à quelle fréquence l'acteur du marché qui aide la zone avec un déséquilibre positif paie-t-il plus pour cet excès d'énergie sur le marché d'ajustement par rapport au marché *day-ahead* ?

Avant l'introduction du système de *single pricing* en 2012, les situations susmentionnées ne survenaient jamais. En 2012, elles se produisent dans 75 % des cas. C'est un changement de tendance évident.

273. Cet important changement dans la structure tarifaire devrait également transparaître dans le comportement des ARP : en 2012, un déséquilibre positif plus grand par rapport aux autres années devrait, ceteris paribus, être enregistré. A l'inverse, la puissance de réglage nette (NRV) devrait alors être en moyenne plus souvent négative en 2012 que pour les années précédentes.

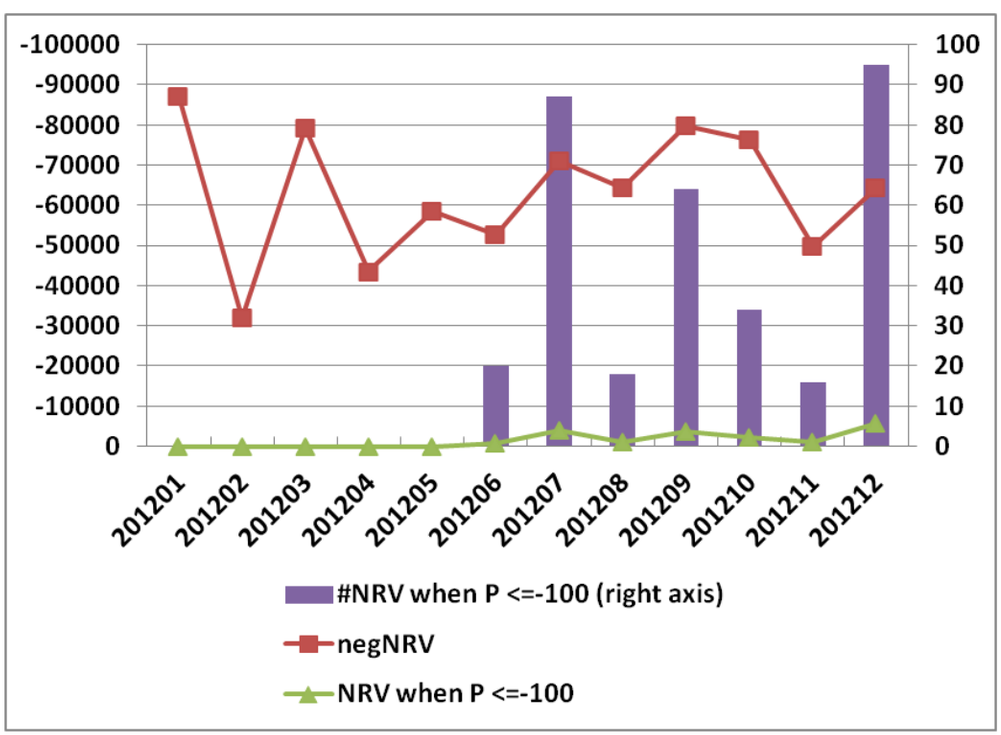
274. La figure ci-dessous présente les moyennes annuelles de la puissance de réglage nette (« NRV »), la puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV when > 0 »), lorsqu'elle est négative (« NRV when < 0 ») et la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »). Il résulte de cette figure que la NRV moyenne est effectivement plus souvent négative, sans pour autant que la valeur absolue moyenne de la NRV n'ait fortement augmenté. Ceci indique que le gestionnaire de réseau n'a pas dû réguler beaucoup en plus, en valeurs absolues en moyenne, que les autres années, mais que la régulation consistait davantage en un réglage à la baisse que les autres années.



Puissance de réglage nette annuelle moyenne que le gestionnaire de réseau utilise afin de maintenir l'équilibre dans la zone de réglage (en MWh/h), mesurée conformément à la puissance de réglage nette moyenne (« NRV »), »), la puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV when > 0 »), lorsqu'elle est négative (« NRV when < 0 ») et la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »).
Source : CREG

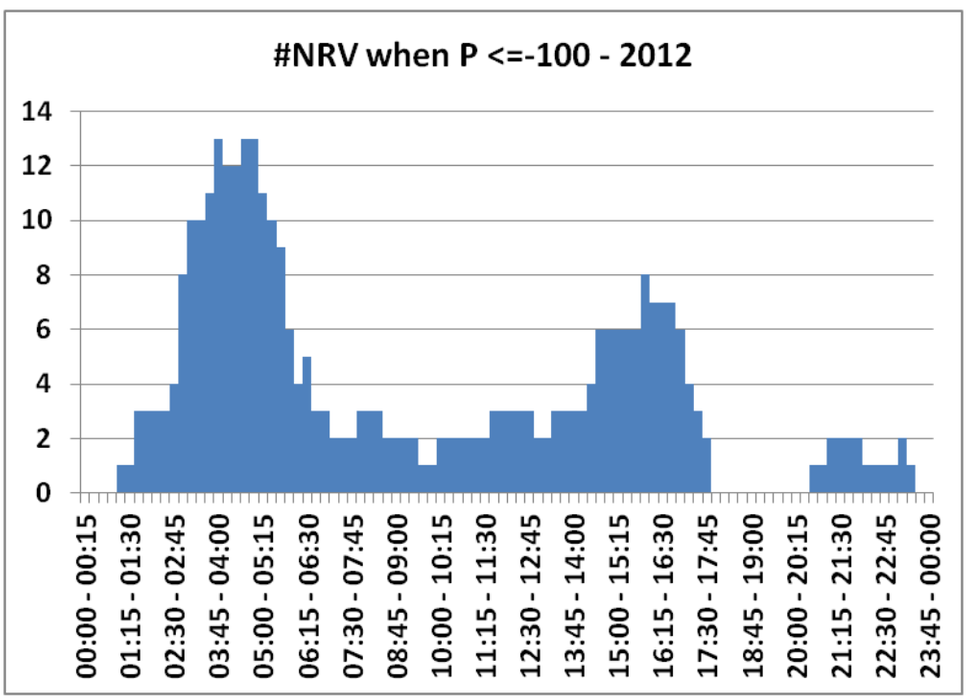
275. L'on se demande si cette tendance est positive. En effet, un excès trop important constitue également un problème pour la stabilité du réseau. L'approbation d'un tarif de déséquilibre de -100 €/MWh dans le cadre d'un déséquilibre positif trop important a eu lieu avant l'été 2012. La figure ci-dessous reflète le nombre de quarts d'heure par mois au cours desquels un prix similaire ou inférieur était en vigueur, ainsi que la puissance de réglage totale pendant ces heures par rapport à la puissance de réglage totale au cours dudit mois (en MWh).

276. Il découle de cette figure que le prix de déséquilibre est de -100 €/MWh ou est encore plus bas dans un grand nombre de quarts d'heure au cours de plusieurs mois, ce qui reflète un déséquilibre positif important. Au total, l'on compte 334 quarts d'heure à partir de juin 2012 pendant lesquels le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de -100 €/MWh ou plus bas. Le mois de décembre est particulièrement surprenant, car l'on pourrait s'attendre à ce que la production solaire soit peu importante pendant ce mois. Pourtant, 69 des 95 quarts d'heures tombent pendant les vacances de Noël (après le vendredi 21 décembre). Les déséquilibres importants résultent apparemment davantage de la volatilité des conditions atmosphériques, et ne sont pas tellement provoqués par les saisons.



Nombre de quarts d'heure par mois avec un prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif < -100 €/MWh (axe de droite), la puissance de réglage totale pendant ces heures (MWh) et la puissance de réglage totale pendant ce mois (MWh). - Source : CREG

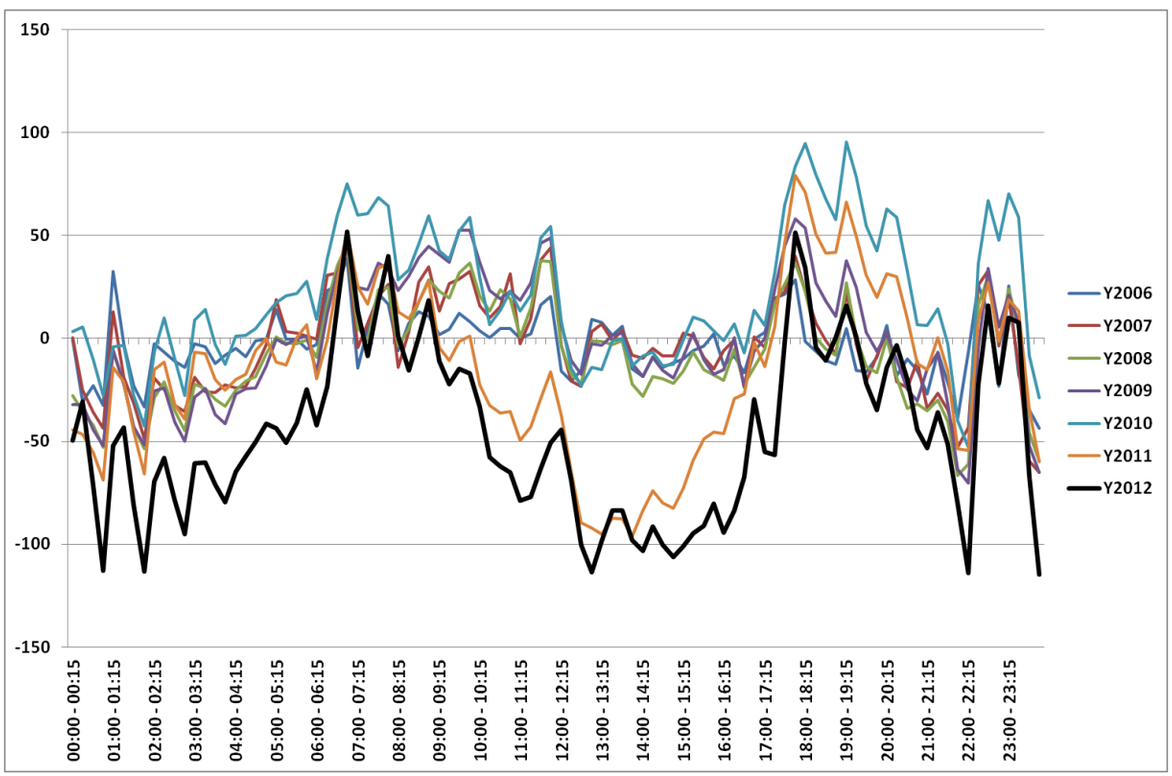
277. La figure ci-dessous permet, d'ores et déjà, d'expliquer pourquoi décembre enregistre également un nombre relativement important de quarts d'heure avec un déséquilibre positif assez grand. Elle reflète le profil journalier du nombre de fois que le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de 100 €/MWh ou moins. Il en résulte que cette situation se présente le plus souvent la nuit, lorsque la production solaire est inexistante. C'est encore plus étonnant, car la production *baseload* était 2.000 MW moins importante en décembre en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires. D'autre part, les températures enregistrées au mois de décembre 2012 étaient relativement faibles. Ceci indique que d'autres facteurs que la production solaire font en sorte que les ARP ne limitent pas leur déséquilibre positif.



Profil journalier du nombre de quarts d'heure pendant lesquels le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de -100 €/MWh ou moins
Source : CREG

278. Pourtant, les panneaux solaires semblent aussi avoir un impact sur le déséquilibre. Il semble en effet 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. Cet effet pouvait déjà être observé en 2011, mais est encore plus marqué en 2012, comme en témoigne la figure ci-dessous. Celle-ci présente, pour chaque année depuis 2006, un profil

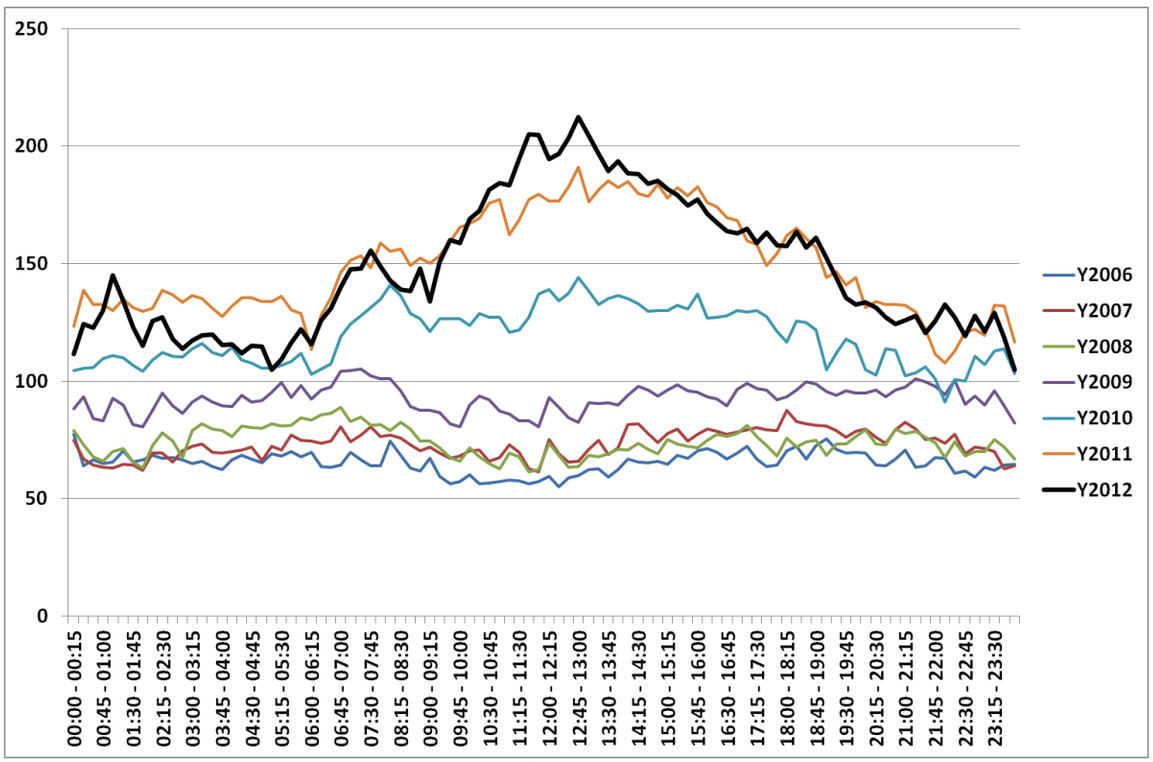
journalier de la NRV moyenne. Il apparaît clairement pour 2011 et 2012 qu'il faut régler beaucoup plus à la baisse en milieu de journée que lors des années précédentes. Il découle également de la figure qu'il convient également de régler davantage à la baisse la nuit, beaucoup plus en 2012 qu'au cours des années précédentes. Le profil de réglage à la baisse pendant la nuit est, à l'instar des années précédentes, plus changeant qu'en milieu de journée : des pics de réglage à la baisse plus prononcés que les années antérieures peuvent être constatés au quart d'heure 0:45-1:00, au quart d'heure 1:45-2:00 et, dans une moindre mesure, au quart d'heure 2:45-3:00. En soirée également, l'on enregistre encore un pic de réglage à la baisse aux quarts d'heure 22:00-22:15 et 23:45-0:00.



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

279. Ces deux pics de réglage à la baisse en soirée et la nuit peuvent être provoqués par des événements uniques importants. Ceci signifierait que la déviation standard de la puissance de réglage nette devrait être plus grande au cours de ces trimestres avec pics de réglage à la baisse. Si la déviation standard n'est pas plus grande que lors des autres quarts d'heure au cours de la soirée et de la nuit, cela indique que le moment de ces pics de réglage à la baisse est structurel et n'est pas provoqué par des événements inattendus. La figure ci-dessous reflète le profil journalier par an de la déviation

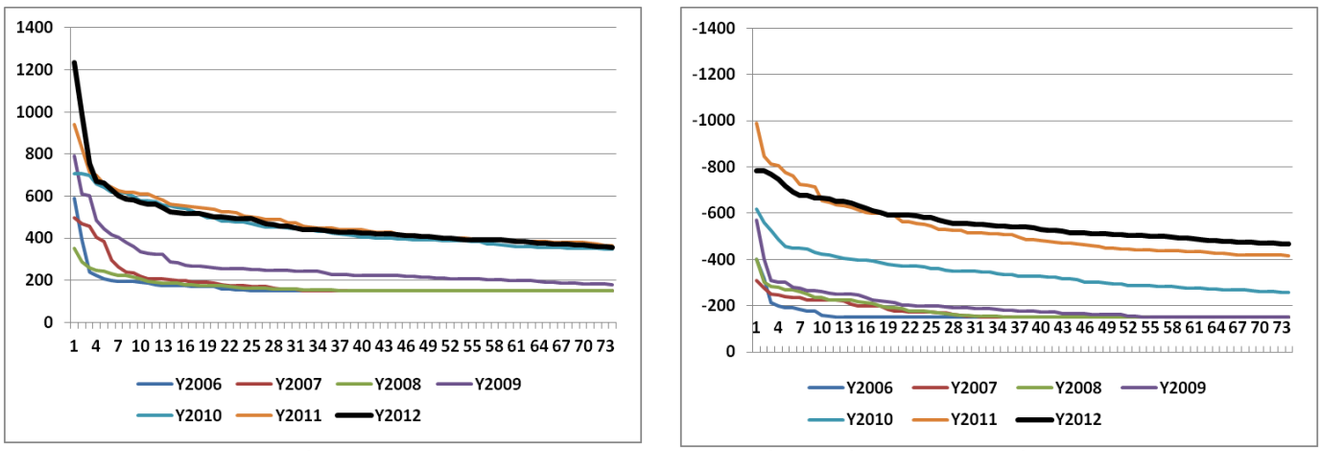
standard. Il en découle que la déviation standard connaît une évolution plus ou moins égale pendant la soirée et la journée. La déviation standard est par contre plus grande en milieu de journée, ce qui indique une fois de plus que le réglage à la baisse se fait sans doute par le biais de la production solaire.



Déviation standard de la 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

280. Les deux figures ci-dessous présentent une dernière analyse de la NRV. Elles donnent pour chaque année une courbe triée des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière. La méthode pour ces données est la suivante : par année, l'on détermine pour chaque journée la puissance de réglage à la hausse et à la baisse. Ensuite, les données sont triées et les 75 premières valeurs sont placées dans le graphique. Le graphique de gauche représente la puissance de réglage à la hausse, celui de droite la puissance de réglage à la baisse (axe Y inversé). La puissance de réglage maximale à la hausse sur une base journalière a fortement augmenté en 2012 et est supérieure à 1.200 MW. Pour les autres jours, la puissance de réglage maximale à la hausse est d'un niveau quasi similaire à 2010 et 2011. De manière générale, l'importante augmentation est survenue entre 2008 et 2009 et entre 2009 et 2010. Concernant la puissance de réglage à la

baisse, le maximum a diminué en 2012 par rapport à 2011. L'augmentation de la puissance de réglage a eu lieu un an plus tard : entre 2009 et 2010 et 2010 et 2011.



Une courbe triée des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière au cours de la période 2006-2012 (figure de gauche : puissance de réglage à la hausse, figure de droite : puissance de réglage à la baisse).
Source : CREG

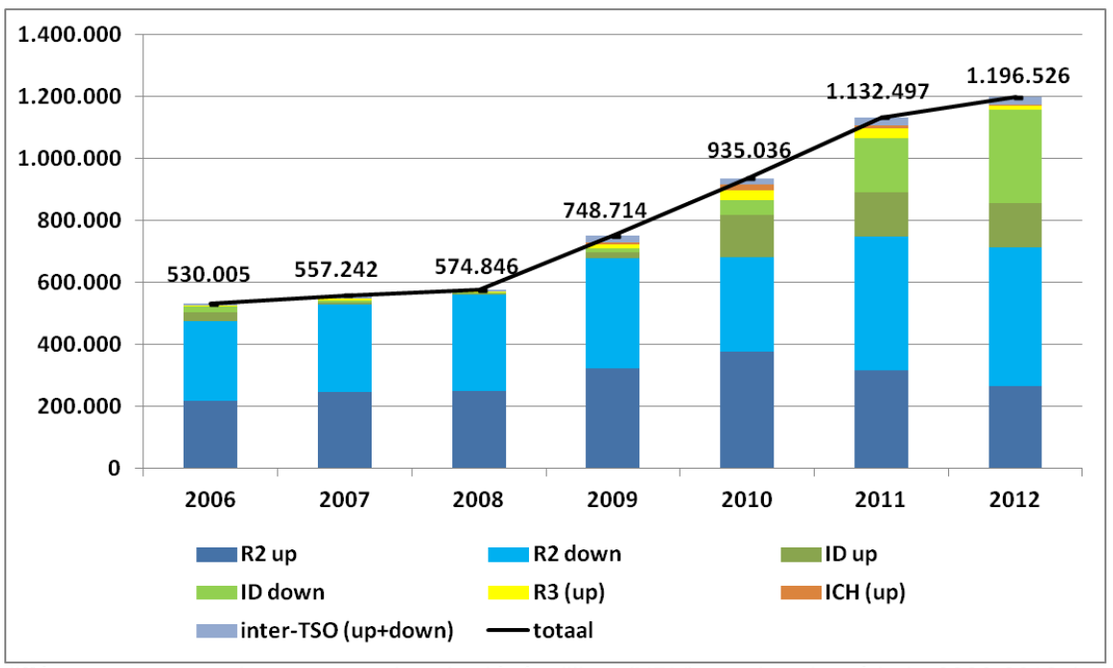
281. La compensation de déséquilibre (NRV) peut être fournie par différentes sources : réserves secondaires (R2), activation manuelle des 'intremental/decremental bids'[39] (ID bids), réserve tertiaire (R3), clients interruptibles et compensation inter-TSO. La figure ci-dessous et le tableau y afférent illustrent la répartition de l'évolution des sources du NRV pour les sept dernières années (en MWh). Il s'agit de la somme de toutes les activations de puissance de réserve par année (tant réglage à la hausse qu'à la baisse). Les bids R2 et ID sont scindées en réglage à la hausse et à la baisse.

282. Il ressort de la figure qu'au cours de la période 2006-2009, le NRV est quasi exclusivement fourni par R2 (barres bleu clair et bleu foncé sur le graphique), avec une légère surpondération pour le réglage à la baisse (bleu clair). Une part minime intervient par l'activation manuelle de I/D-bids (vert). En 2010, une tendance claire s'amorce vers plus d'activation des I/D-bids et du R3. En 2010, il s'agit principalement d'offres de réglage à la hausse (D-bids – vert foncé). La tendance vers une hausse des activations manuelles (I/D bids) se poursuit en 2011 et 2012, mais ce sont surtout les D-bids de réglage à la baisse qui augmentent en volume. De même, le R2 de réglage à la baisse bénéficie d'une surpondération plus importante, surtout en 2012. L'activation de R3 diminue en 2012 par rapport à 2010 et 2011. Etant donné que de

[39] 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).

plus en plus de NRV doivent être fournis, une augmentation accrue de l'utilisation des D-bids peut indiquer que le R2 arrive à saturation, le gestionnaire du réseau se voyant ainsi contraint d'utiliser d'autres moyens.

283. La consommation énergétique totale des moyens de réserve dépasse pour la première fois en 2011 le seuil de 1 TWh (réglage à la hausse et à la baisse). Elle augmente encore légèrement en 2012 pour atteindre près de 1,2 TWh, soit plus du double par rapport à 2006-2008. La part du R3, d'ICH et d'inter-GRT reste négligeable en termes de volume.

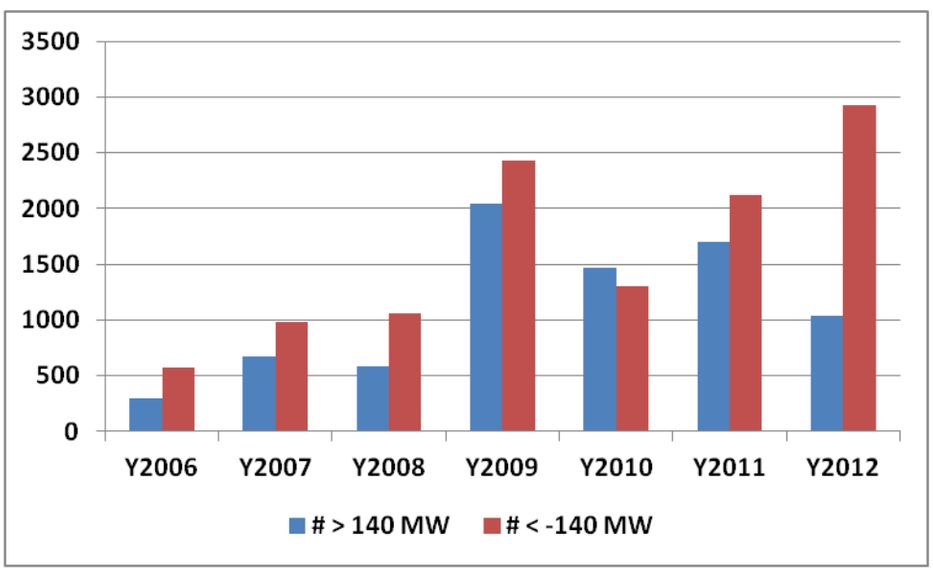


les différentes sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2006-2012 (en MWh)
Source : CREG

Source de la puissance de réglage à la hausse et à la baisse (en MWh)								
	R2 up	**R2 down**	**ID up**	**ID down**	**R3 (up)**	**ICH (up)**	**inter-GRT (up+down)**	**total**
2006	215.793	257.161	30.356	19.310	509	359	6.518	530.005
2007	245.796	282.524	5.909	6.890	5.898	0	10.225	557.242
2008	249.541	310.537	4.028	3.119	1.528	1.793	4.300	574.846
2009	322.563	352.918	21.887	11.933	11.931	5.857	21.625	748.714
2010	376.065	305.332	135.689	45.743	34.200	19.482	18.525	935.036
2011	316.186	431.770	141.422	175.315	31.674	7.831	28.300	1.132.497
2012	262.857	449.786	141.119	301.285	13.773	2.284	25.423	1.196.526

Les différentes sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2006-2012 (en MWh)
Source : CREG

284. La capacité de réglage à la hausse et à la baisse contractée comme réserve secondaire est au maximum de 150 MW. La figure ci-dessous représente l'évolution de l'utilisation de la puissance maximale de réglage à la hausse et à la baisse de R2. La figure indique par année le nombre de quarts d'heure pendant lesquels la R2 a dû effectuer des réglages au-dessus de 140 MW, répartis en réglages à la hausse et à la baisse. Il en ressort que ce nombre de quarts d'heure est relativement faible en 2006-2008 et qu'il augmente fortement au-dessus de 2.000 en 2009, tant pour le réglage à la hausse qu'à la baisse. Ensuite, ce nombre diminue et l'on constate une tendance divergente : le nombre de quarts d'heure augmente pour le réglage à la baisse jusqu'à un maximum de près de 3.000 quarts d'heure en 2012 (8,3 % du temps), tandis que le nombre maximal de quarts d'heure de réglage à la hausse diminue jusqu'à environ 1.000 en 2012. Nous pouvons en conclure que la réserve secondaire est saturée pendant environ 8 % du temps pour le réglage à la baisse.



Nombre de quarts d'heure pendant lesquels R2 fournit plus de 140 MW de puissance de réglage (à la hausse et à la baisse) pour la période 2006-2012
Source : CREG

285. Malgré la diminution de la puissance de réglage à la baisse en 2012, l'utilisation des réserves inter-GRT pour le réglage à la baisse a légèrement diminué en 2012 par rapport à 2011, après une forte augmentation en 2011 par rapport à 2010. La modification des tarifs des déséquilibres en juin 2012 peut expliquer cette légère diminution (cette modification a placé le tarif des déséquilibres à au moins -100 €/MWh en cas d'excédent ne pouvant être effacé qu'en faisant appel aux réserves inter-GRT).

286. Bien que la part du R3, d'ICH (clients interruptibles) et d'inter-GRT reste négligeable en termes de volume de réglage, ces trois instruments sont très importants pour maîtriser des situations extrêmes. La CREG estime que la zone de réglage Elia recèle encore un grand potentiel en ce qui concerne la *demand response*. Le tableau ci-dessous présente une série de statistiques relatives à l'activation de l'ICH au cours des sept dernières années. Ces statistiques traitent d'événements d'interruption sur une base journalière. Au cours d'un même événement, plusieurs clients peuvent être interrompus en même temps, mais il ne compte malgré tout que pour un seul événement d'interruption.

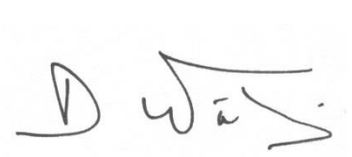
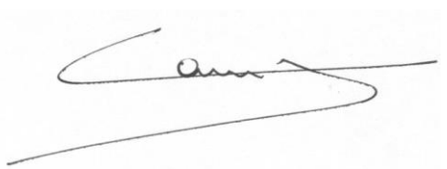
	Nombre d'interruptions	**Volume (MWh)**	**Nombre total d'heures interrompues**	**Nombre moyen d'heures**	**Moyenne interrompue (MWh)**
2006	2	359	4	2,1	180
2007	0	0	0	0	0
2008	3	1.793	8	2,7	598
2009	9	5.857	40	4,4	651
2010	26	19.482	86	3,3	749
2011	12	7.831	29	2,4	653
2012	4	2.284	8	2,1	571

287. Il ressort de ces statistiques que l'interruption, sauf en 2010, est relativement exceptionnelle. Le volume interrompu par événement et le nombre moyen d'heures par événement d'interruption sont eux aussi relativement limités.

288. Le fait que les contrats ICH sont en général relativement peu utilisés est la conséquence logique de la structure des contrats puisqu'ils ne permettent qu'un nombre limité d'activations par an. Il convient également de tenir compte du fait que ces réserves sont contractées pour être utilisées en cas de panne de grandes unités ou d'importants déséquilibres structurels.

𝄎 𝄎 𝄎 𝄎

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 permettant de trouver des facteurs explicatifs (Xi) à partir d'une variable dépendante (Y), en l'occurrence le prix.

La comparaison de régression est la suivante :

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \ldots + \beta_K x_K + \varepsilon$$

Y= variable explicative/dépendante
X_i = variable explicative/indépendante
B = paramètre du modèle

β_0 = représente la constante (également appelée intercept)
β_i = représente le nombre d'unités supplémentaires de y liées à une augmentation d'une unité de X_k lorsque toutes les autres variables indépendantes sont constantes

La comparaison de régression estimée par le modèle est la suivante :

$$\hat{y} = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + \ldots + b_K x_K,$$

« b » doit être considéré ici comme une estimation de β et est appelé l'estimateur.

Estimateur
Représente le nombre d'unités supplémentaires de y liées à une augmentation d'une unité de X_k lorsque toutes les autres variables sont constantes

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

Valeur T

Mesure de significativité de la variable indépendante dans la justification de la variable dépendante.

Valeur P

La valeur P est le niveau de significativité le plus faible auquel les données constatées démontrent que l'hypothèse zéro est rejetée. L'hypothèse zéro implique que chaque β est sans incidence.

De façon purement aléatoire, il est considéré en général que les valeurs P inférieures à 1 chance sur 20 sont « statistiquement significatives ». Autrement dit, la chance (p) qu'une valeur ne soit que le hasard est de maximum 5 %.

p<0,05 => différence statistiquement significative

p>0,05 => différence statistiquement non significative

Intercept

L'intercept correspond au début de l'axe des Y de la droite de régression du modèle.

Test de Fisher

Le test de Fisher est utilisé pour déterminer s'il existe une relation significative entre Y et l'ensemble des variables indépendantes Xi. Autrement dit, ce test démontre si le modèle à variables indépendantes est meilleur qu'un modèle sans variables indépendantes. En d'autres termes, il indique si les variables indiquées dans le modèle sont statistiquement significatives pour prédire la variable dépendante.

Coefficient de corrélation

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.

Degré de significativité (*)

Le degré de significativité des variables dans le modèle est donné par le nombre d'astérisque (*) apposée au côté du coefficient de corrélation et de la p-valeur.

Coefficient de détermination

Le coefficient de détermination donne lui la part de variance expliquée entre les deux variables.