

Marché de l'électricité : facteurs influençant la formation des prix de gros dans une petite économie ouverte

Enseignements tirés de la relance du nucléaire en Belgique

Octobre 2016

Danielle Devogelaer, dd@plan.be - Benoît Laine, bl@plan.be

Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale. À cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales. Le BFP publie les résultats de ses études, veille à en assurer une plus large diffusion et contribue ainsi au débat démocratique.

Le Bureau fédéral du Plan est certifié EMAS et Entreprise écodynamique (trois étoiles) pour sa gestion environnementale.

url : <http://www.plan.be>

e-mail : contact@plan.be

Publications

Publications récurrentes :

Les perspectives

Planning Papers (le dernier numéro) :

L'objet des " Planning Papers " est de diffuser des travaux d'analyse et de recherche du Bureau fédéral du Plan.

115 Les charges administratives en Belgique pour l'année 2014

Chantal Kegels, Dirk Verwerft - Février 2016

Working Papers (le dernier numéro) :

8-16 Demande de transport et capacité du réseau ferroviaire belge

Dominique Gusbin, Bruno Hoornaert - Septembre 2016

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Éditeur responsable : Philippe Donnay

Dépôt légal : D/2016/7433/30

Bureau fédéral du Plan

Avenue des Arts 47-49, 1000 Bruxelles

tél. : +32-2-5077311

fax : +32-2-5077373

e-mail : contact@plan.be<http://www.plan.be>

Marché de l'électricité : facteurs influençant la formation des prix de gros dans une petite économie ouverte

Enseignements tirés de la relance du nucléaire en Belgique

Octobre 2016

Danielle Devogelaer, dd@plan.be - Benoît Laine, bl@plan.be

Abstract - Cette étude analyse, par le biais d'une double méthodologie, l'impact de l'arrêt et du redémarrage de plusieurs réacteurs nucléaires sur les prix de gros de l'électricité observés sur la bourse belge de l'électricité. Dans la première approche, un modèle statistique stable est ajusté aux données de marché publiées et est ensuite exploité pour examiner les effets des variations de production nucléaire d'électricité sur les prix du marché. La quantification de ce phénomène (également appelé « merit-order effect ») par le biais de méthodes économétriques a révélé une baisse de prix estimée à 10 €/MWh environ sur une année pour une augmentation de la capacité nucléaire de 2,5 GW. Ces analyses mettent également en lumière le degré d'ouverture du marché belge et son corollaire, sa forte dépendance aux échanges transfrontaliers d'énergie. À côté de cette analyse empirique, l'outil d'optimisation *Crystal Super Grid* a permis d'estimer l'impact de la relance des réacteurs nucléaires sur plusieurs indicateurs du paysage électrique belge et européen. À titre d'exemples, on observe des effets positifs sur le niveau du bien-être général, le surplus du consommateur et les émissions de CO₂. Cette analyse confirme le « merit-order effect » négatif sur les prix, qui est calculé à 3,8 €/MWh en moyenne sur une année. Toutefois, des pics horaires sont observés avec des valeurs pouvant atteindre 30 €/MWh. L'étude décrit ensuite les causes possibles de divergence de résultats entre les deux approches.

Nos constatations ont des implications importantes pour les politiques à mener. En effet, elles montrent la nécessité de tenir compte des pressions à la baisse exercées par une production nucléaire prolongée d'électricité sur les prix de gros de l'électricité au cas où l'on envisagerait de revoir (le calendrier de) la

loi sur la sortie du nucléaire. Ces effets sont de nature à retarder la transition énergétique qui s'impose pour tendre vers une économie à faible intensité en carbone.

Jel Classification - C51, L94, Q41

Keywords - Modélisation énergétique – sortie du nucléaire – marchés de gros de l'électricité – transition énergétique

Remerciements - Les auteurs tiennent à remercier les participants au 35^e International Energy Workshop (IEW), organisé à Cork du 1^{er} au 3 juin 2016, à l'occasion duquel les premiers résultats de l'étude ont été présentés. Ils ont apprécié les commentaires et suggestions formulés, ainsi que les observations des participants à la Conférence de la Swedish Association for Energy Economics (SAEE) qui s'est tenue à Luleå les 23 et 24 août 2016. Les différents éclairages ont largement contribué à rehausser la qualité de l'étude. Nonobstant, les résultats, interprétations et conclusions formulés ici relèvent de l'entière responsabilité des auteurs, de même que toute erreur qui pourrait subsister.

Table des matières

Synthèse	1
Synthese	3
Executive summary	5
1. Introduction	7
1.1. Le contexte belge	7
1.2. Littérature	9
1.3. Conception de l'étude	9
2. L'approche top-down empirique	10
2.1. Un modèle empirique de courbe de mérite pertinent pour la Belgique	10
2.2. Estimation des effets	14
2.3. Considérations supplémentaires	16
2.4. Résultats empiriques	17
2.4.1. Estimation des modèles	17
2.4.2. Nouvelles améliorations	20
2.4.3. Estimation de l'impact	21
3. L'approche bottom-up par optimisation	24
3.1. Un modèle d'allocation économique pour la Belgique	24
3.2. Résultats de l'optimisation	25
4. Comparaison des deux approches	28
5. Conclusion	29
6. Références bibliographiques	30

Liste des tableaux

Tableau 1	Parc nucléaire belge	7
Tableau 2	Mesures de qualité de l'ajustement en échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)	18
Tableau 3	Résultats hors échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)	19
Tableau 4	Mesures de la qualité de l'ajustement en échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)	21
Tableau 5	Résultats hors échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)	21
Tableau 6	Résultats des scénarios : Impact sur les prix spot (€/MWh).....	22

Liste des graphiques

Graphique 1	Belgian Power Base Load Futures, Cal17.....	8
Graphique 2	Part de la production nucléaire et des importations dans la charge totale du réseau	8
Graphique 3	Aperçu des variables du marché et des facteurs déterminant les prix, données horaires (en orange : moyennes hebdomadaires)	13
Graphique 4	Effet des ajustements à la définition de la MOC en nov 2015 (bleu) vs en fév 2016 (orange), jours de semaine.....	14
Graphique 5	Corrélation entre production nucléaire et importations nettes.....	15
Graphique 6	Changement de régime saisonnier au niveau des sources d'importation et des comportements	16
Graphique 7	Totalité de l'échantillon, sans et avec les flux d'interconnexion	18
Graphique 8	Régime hivernal vs estival	20
Graphique 9	Résultats pour le scénario 1	22
Graphique 10	Résultats pour le scénario 2	23

Synthèse

Les prix de gros de l'électricité perturbent aujourd'hui les marchés européens de l'électricité. La faiblesse des prix, qui s'explique par plusieurs facteurs, aussi divers que le ralentissement économique, le subventionnement des technologies de production à partir de sources variables, des initiatives plutôt réussies en matière d'efficacité énergétique, les prix bas du carbone, etc., met à mal la rentabilité des producteurs d'électricité traditionnels. Dans cette étude, nous examinons une autre source potentielle de pressions à la baisse sur les prix de l'électricité, à savoir les variations de production d'électricité nucléaire.

L'électricité d'origine nucléaire étant produite à un coût marginal relativement faible, les variations de production nucléaire tendent à induire des glissements de la partie supérieure de la courbe d'offre agrégée (à l'instar des variations de production à partir des énergies renouvelables, dont le coût marginal est proche de zéro). Pour bien cerner l'importance des effets de ces glissements sur les prix, il est nécessaire de construire une courbe de mérite ('merit-order') pour le marché belge. Dans cet exercice, il est essentiel de prendre en considération les échanges transfrontaliers d'énergie afin de rendre compte correctement des spécificités du marché belge. Ses grandes capacités d'interconnexion et sa forte dépendance aux importations d'électricité influencent sensiblement la forme de la courbe de mérite ainsi que son évolution dans le temps. À cet égard, l'analyse réalisée pour un marché de petite taille mais plutôt ouvert comme celui de la Belgique se différencie d'autres ciblées sur de grands marchés de l'électricité, peu dépendants des importations, comme l'Allemagne. En effet, la modélisation est ici plus complexe et les sources non contrôlées de variation des résultats plus nombreuses.

Fondamentalement, deux approches peuvent être envisagées pour construire la courbe, l'approche top-down empirique et l'approche bottom-up par optimisation. Puisque l'équipe Énergie du Bureau fédéral du Plan disposait de l'expertise et des instruments pour appliquer les deux approches, elle a fait le choix d'une double méthodologie et a donc mené les deux analyses. Les résultats ont ensuite été comparés et les différences expliquées.

La première approche est fondée sur la spécification d'un modèle statistique robuste et stable qui lie les prix à la demande, ajusté des données publiques de marché observées à haute fréquence. Le modèle est ensuite exploité pour analyser les effets des variations de production d'électricité nucléaire sur les résultats en termes de prix du marché. La quantification de ce phénomène par le biais de méthodes économétriques a révélé une baisse de prix moyenne estimée à 10 €/MWh environ sur une année pour une augmentation de capacité nucléaire de 2,5 GW.

Quant à la deuxième approche, elle est fondée sur une analyse de scénarios au moyen de l'instrument d'optimisation *Crystal Super Grid* et sur la base de données de spécification détaillées sur les centrales électriques et les réseaux haute tension en Europe. Cette analyse confirme l'effet négatif sur les prix pour une même variation de capacité, qui est calculée à 3,8 €/MWh en moyenne sur une année. Toutefois, des pics horaires sont observés avec des valeurs d'impact atteignant 30 €/MWh.

Outre les effets sur les prix, cet instrument d'optimisation peut aussi être utilisé pour calculer l'impact de la disponibilité des réacteurs nucléaires sur d'autres indicateurs du paysage électrique belge et européen. À titre d'exemples, on observe des effets positifs sur le niveau du bien-être général, le surplus du consommateur et les émissions de CO₂. D'autre part, l'effet sur le surplus du producteur est plus contrasté : le surplus augmente pour les producteurs nucléaires mais, en revanche, diminue pour toutes les autres technologies de production utilisées en Belgique. Par conséquent, nos constatations ont des implications importantes pour les politiques à mener. En effet, elles mettent en lumière la nécessité de tenir compte des pressions à la baisse exercées par une production nucléaire prolongée d'électricité sur les prix de gros de l'électricité au cas où l'on envisagerait de revoir (le calendrier de) la loi sur la sortie du nucléaire. Ces effets sont de nature à retarder la transition énergétique indispensable vers une économie pauvre en carbone. Les investissements requis de manière urgente dans des technologies à faible intensité de carbone et/ou flexibles pourraient être retardés ou annulés compte tenu des perspectives de prix de vente moins favorables.

D'un point de vue plus technique, les différences de résultats entre les deux approches retenues ouvrent la voie à de nouvelles recherches qui nous permettront de mieux comprendre les mécanismes de formation des prix sur le marché belge de l'électricité.

Synthese

De huidige groothandelsprijzen voor elektriciteit zorgen voor heel wat onrust op de Europese elektriciteitsmarkten. Te lage prijzen die te wijten zijn aan uiteenlopende factoren zoals de economische vertraging, subsidies voor elektriciteitsopwekking uit variabele energiebronnen, vrij succesvolle maatregelen op het vlak van energie-efficiëntie, lage koolstofprijzen, enz. leiden tot rendabiliteitsproblemen voor de traditionele energieproducenten. In deze paper bestuderen we een andere mogelijke bron van neerwaartse druk op de elektriciteitsprijzen, namelijk de variatie in de nucleaire elektriciteitsproductie.

Aangezien nucleaire elektriciteit wordt geproduceerd tegen relatief lage marginale kosten doen variaties in de nucleaire productie het relevante deel van de geaggregeerde aanbodcurve heen en weer verschuiven (net zoals de wisselende productie van hernieuwbare energie dat doet). Om een goed beeld te krijgen van de omvang van de prijsimpact die deze bewegingen veroorzaken, is het noodzakelijk om een 'merit-order'-curve voor de Belgische markt op te stellen. Daarbij moet rekening worden gehouden met de grensoverschrijdende energie-uitwisselingen om de specifieke eigenheden van de Belgische markt correct weer te geven. De grote interconnectiecapaciteit van de Belgische markt en haar sterke afhankelijkheid van ingevoerde elektriciteit hebben een grote invloed op de vorm van de 'merit-order'-curve en de variaties ervan in de tijd. In dat opzicht verschilt de analyse voor een kleine, maar vrij open markt zoals de Belgische van andere studies die toegespitst zijn op grote elektriciteitsmarkten die minder afhankelijk zijn van invoer zoals de Duitse. In het model worden bovendien bijkomende complicaties ingevoerd, evenals extra bronnen van ongecontroleerde variatie in de resultaten.

In feite kan een 'merit-order'-curve op twee manieren worden opgesteld: via een top-down empirische benadering of via een bottom-up optimalisatiebenadering. Aangezien de equipe Energie van het Federaal Planbureau beschikt over de expertise en de instrumenten om beide methodes toe te passen, werd beslist om beide analyses uit te voeren en te werken met een duale methodologie. Nadien worden de resultaten vergeleken en de verschillen toegelicht.

In de eerste benadering worden publieke hoge-frequentiemarktgegevens gebruikt om een stabiel en robuust statistisch model te specificeren dat vraag en prijs aan elkaar koppelt. Dit model wordt vervolgens ingezet om het effect te onderzoeken van variaties in nucleaire elektriciteitsopwekking op de marktprijzresultaten. Het kwantificeren van dit fenomeen met behulp van econometrische methodes komt neer op een geschatte prijsdaling van gemiddeld ongeveer 10 €/MWh over een jaar voor een nucleaire capaciteitsverhoging van 2,5 GW.

De tweede benadering bestaat erin een scenarioanalyse uit te voeren met het optimalisatie-instrument *Crystal Super Grid* op basis van gedetailleerde data over de elektriciteitscentrales en het netwerk. De analyse bevestigt het negatieve merit-ordereffect voor dezelfde capaciteitsverandering die gemiddeld 3,8 €/MWh over een jaar zou bedragen. Er worden evenwel tijdelijke uurverschillen van 30 €/MWh genoteerd. Naast prijzen kan dit optimalisatie-instrument ook gebruikt worden om de impact te becijferen van de beschikbaarheid van kernreactoren op andere indicatoren die het Belgische en Europese elektriciteitslandschap kenmerken. Zo is er een positief effect merkbaar op de algemene welvaart, het consumentensurplus en de CO₂-emissies.

Onze bevindingen hebben belangrijke beleidsimplicaties omdat ze aantonen dat er rekening moet worden gehouden met de neerwaartse impact van een verlengde nucleaire elektriciteitsopwekking op de groothandelsprijzen voor elektriciteit bij het herzien van (de kalender in) de wet op de kernuitstap aangezien deze de noodzakelijke overschakeling naar een koolstofarme economie kan vertragen. Vanuit een meer technisch oogpunt maken de verschillen in de resultaten van de twee beschouwde analyses de weg vrij voor verder onderzoek om een beter begrip van de prijsmechanismen te krijgen die spelen op de Belgische elektriciteitsmarkt.

Executive summary

Wholesale power prices nowadays are creating havoc in the European electricity markets. Depressed prices caused by numerous features as diverse as the economic downturn, subsidies granted to variable production technologies, rather successful energy efficiency initiatives, low carbon prices,... together bring about profitability problems for conventional power producers. In this paper, we study another potential source of downward influence on power prices, being the variation in nuclear power generation.

As nuclear electricity comes at relatively low marginal cost, output variations from nuclear reactors tend to shift the relevant part of the aggregated supply curve back and forth (just as output variations from variable renewable energy sources do). In order to get a good grasp of the magnitude of the price impact these movements are inducing, it is necessary to build a merit-order curve for the Belgian market. In doing so, taking cross-border energy exchanges into account is paramount to correctly address the specificities of the Belgian market. Large interconnection capacities and strong reliance on electricity imports do have a significant influence on the shape of the merit-order curve and its variations in time. In this respect, the analysis for a small and rather open market such as the Belgian one diverges from other studies focusing on large electricity markets with little reliance on imports like Germany. Additional complications in the modelling effort are introduced as well as additional sources of uncontrolled variation in the outcomes.

Basically, designing a merit-order curve can be done in two ways: a top-down empirical or a bottom-up optimisation approach. Since the expertise and the instruments to execute both methods reside within the Energy team of the Federal Planning Bureau, it was decided to carry out both analyses and therefore work with a dual methodology. Afterwards, results are compared and differences explained.

In the first approach, publicly available high frequency market data is used to specify a stable, robust statistical model linking prices and demand. This model is subsequently deployed to investigate the effect of nuclear power generation variations on market price outcomes. Quantifying this phenomenon with the aid of econometric methods translates into an estimated price decrease of around 10 €/MWh on average over a year for a nuclear capacity hike of 2.5 GW.

The second approach consists in performing a scenario analysis with the optimisation tool *Crystal Super Grid* using detailed power plant and grid specification data. This analysis confirms the negative merit-order effect for the same capacity change which is calculated to equal, on average over a year, 3.8 €/MWh. Nevertheless, temporary hourly excesses of 30 €/MWh can occur. Next to prices, this optimal dispatch instrument can also be used to calculate the impact of the resumed availability of the nuclear reactors on other indicators characterising the Belgian and European power landscape. A positive effect on overall welfare, consumer surplus and CO₂ emissions can be noticed.

Our findings have important policy implications as they demonstrate the need to take the downward influence of prolonged nuclear power generation on wholesale power prices into consideration when revising the (timetable in the) nuclear phase-out law, since it may have a delaying effect on the compl-

sory energy transition towards a low-carbon economy. On a more technical side, differences in the results stemming from the two approaches considered here also pave the way for further research that will augment our understanding of the pricing mechanisms on the Belgian power market.

1. Introduction

1.1. Le contexte belge

La Belgique dispose de sept unités nucléaires réparties sur deux sites, Doel et Tihange. Doel accueille quatre réacteurs nucléaires, appelés D1, D2, D3 et D4, tandis que trois autres, T1, T2 et T3, sont exploités à Tihange (voir tableau 1). En 2015, les réacteurs les plus anciens, T1, D1 et D2, ont atteint le seuil des 40 ans (après une mise en service en 1975) et auraient dû tomber sous le coup de la loi sur la sortie progressive du nucléaire. En 2003, le Parlement fédéral belge avait en effet adopté une loi prévoyant la mise en œuvre d'un programme de sortie du nucléaire sur la période 2015-2025 afin de mettre graduellement à l'arrêt tous les réacteurs nucléaires ayant atteint une durée de vie de 40 ans. Cette loi a néanmoins été revue en 2013 pour prolonger de 10 ans la durée de vie opérationnelle de T1 (dans le cadre du « Plan Wathelet¹ »). En février 2015, le programme a été appliqué et le premier réacteur, D1, a alors été mis à l'arrêt. Mais auparavant, durant l'été 2012², deux réacteurs (D3 et T2) avaient été stoppés assez soudainement après un entretien révélant la présence d'anomalies provoquées par des particules d'hydrogène dans les cuves des réacteurs. L'arrêt simultané de ces trois réacteurs nucléaires en 2015 a eu des répercussions importantes sur le marché de gros en Belgique et a eu pour conséquence une augmentation de la production à partir des autres sources ainsi qu'une hausse significative des importations nettes d'électricité (atteignant 27 % de la charge résiduelle). Au début de l'année 2016, les trois réacteurs ont été relancés suite, notamment, à une nouvelle révision de la loi sur la sortie du nucléaire³. Depuis lors, le parc de production électrique belge peut à nouveau compter sur une capacité de production nucléaire de 5926 MW.

Tableau 1 Parc nucléaire belge

Centrale	Réacteur	Capacité du réacteur	Année de mise en service	Durée de vie en 2015
Doel	Doel 1	433	1975	40
	Doel 2	433	1975	40
	Doel 3	1006	1982	33
	Doel 4	1038	1985	30
Tihange	Tihange 1	962	1975	40
	Tihange 2	1008	1983	32
	Tihange 3	1046	1985	30
Total	7 réacteurs	5926		

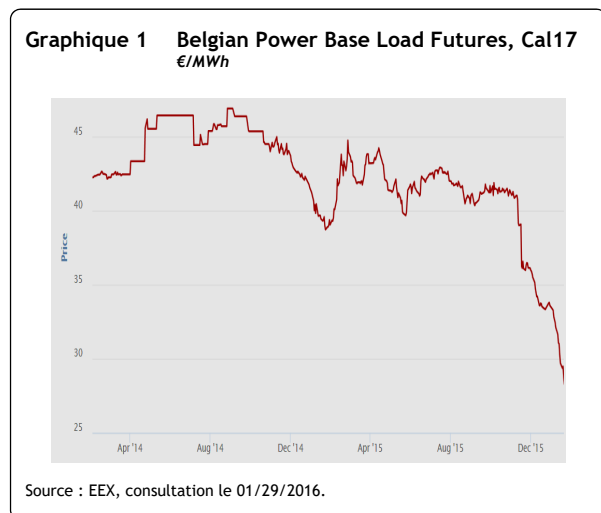
Source : ENTSO-E (2016), Forum nucléaire (2016).

¹ Durant l'été 2013, le gouvernement fédéral a amendé le programme de sortie du nucléaire arrêté dans la loi de 2003. Cet amendement, appelé « plan Wathelet » (qui doit son nom au secrétaire d'État à l'Énergie qui l'a signé, M. Wathelet) à la fois redéfinit le calendrier de fermeture des différents réacteurs nucléaires et énonce des mesures pour faire face à la perte de capacité de production contrôlable.

² Le réacteur D3 a été arrêté le 2 juin 2012 pour un entretien décennal. Des anomalies au niveau de la cuve ont été détectées et ont entraîné une indisponibilité prolongée du réacteur. Le 16 août 2012, T2 a subi son entretien décennal et le même type d'anomalies a été constaté. Par conséquent, son arrêt a été prolongé. De nombreux experts (inter)nationaux ont mené des examens approfondis et ont approuvé le redémarrage des deux entités en juin 2013. Toutefois, le 25 mars 2014, les deux réacteurs ont à nouveau été arrêtés à la suite d'une non-conformité détectée dans les systèmes testés.

³ Pour un aperçu détaillé des différentes révisions de la loi sur la sortie du nucléaire et ses origines, voir Laleman & Albrecht (2016).

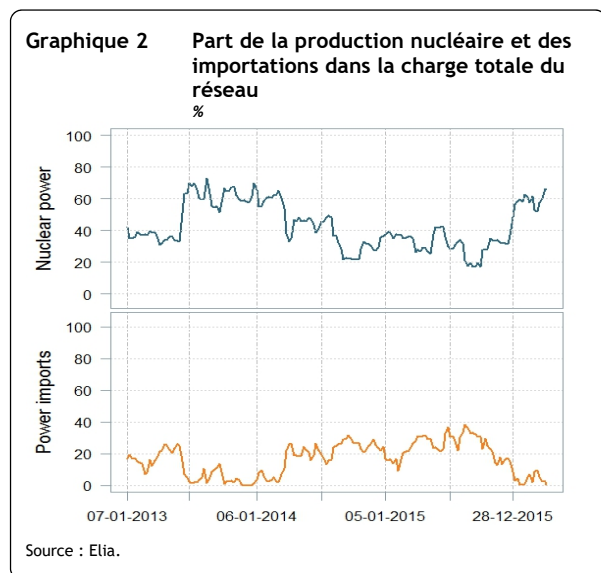
Ces dernières années, de nombreuses fluctuations de prix ont pu être observées sur les marchés de gros de l'électricité, notamment la nette baisse des prix enregistrée suite à l'annonce du redémarrage des trois réacteurs nucléaires. Le graphique 1 présente l'évolution des prix dans le cadre du contrat Cal17⁴ sur une période de deux ans, couvrant les années 2014, 2015 ainsi que le début de l'année 2016.



Ce graphique fait clairement apparaître une baisse sensible des prix au moment où l'Agence fédérale pour le contrôle nucléaire a donné son feu vert (le 17 novembre 2015) au redémarrage de D3 et T2. Une seconde baisse a été enregistrée à la fin du mois de novembre 2015, lorsque le gouvernement fédéral belge et Engie, le groupe propriétaire des deux unités, ont signé une convention sur la prolongation de la durée de vie de D1 et D2.

Puisque ces fluctuations de prix ne semblent pas s'être produites de manière arbitraire, il nous a semblé intéressant d'examiner dans quelle mesure

les variations de la production nucléaire d'électricité ont influencé la formation des prix de gros de l'électricité en Belgique, sachant que le paysage électrique belge présente (à tout le moins) deux grandes spécificités : une importante production nucléaire domestique et une forte interconnexion avec les pays voisins.



Le graphique 2 illustre l'influence de ces deux caractéristiques. Le graphique du haut met en lumière l'importance et la volatilité de la production nucléaire d'électricité en Belgique durant la période de janvier 2013 à mars 2016. Quant au graphique du bas, il présente la part des importations d'électricité dans la charge totale du réseau belge. Les importations peuvent atteindre des parts de plus de 25 % pendant des périodes prolongées, tandis que la production nucléaire peut représenter jusqu'à 75 % de la charge, ou au contraire moins de 20 %. Le titre de cette étude reflète donc ces deux caractéristiques : *la relance du nucléaire* (nucléaire) et *petite économie ouverte* (importations).

⁴ Un contrat Cal17 fixe le prix d'une fourniture d'électricité de base pour consommation en 2017.

1.2. Littérature

Des études sur les effets de (l'annonce de) l'abandon progressif du nucléaire sur les prix ont déjà été menées auparavant, particulièrement (et sans surprise) en Allemagne⁵. Matthes et al. (2011a), par exemple, ont calculé que l'annonce en 2011 d'un moratoire nucléaire a entraîné, en Allemagne, une hausse des prix de gros futurs de l'électricité d'environ 1 cent par kWh (ou 10 €/MWh), laquelle a ensuite été partiellement neutralisée par des réductions de prix ultérieures. Se fondant sur une représentation détaillée des réseaux allemand et de l'Europe centrale, Kunz et al. (2011) ont modélisé les effets du moratoire nucléaire et ceux d'un abandon complet du nucléaire au regard d'un scénario de statu quo dans un cadre technico-économique de minimisation des coûts. Les résultats donnés se rapportent à une semaine représentative de l'hiver. Ces résultats font apparaître une augmentation du prix de l'électricité pendant les heures creuses, allant de 5 €/MWh dans le cas du moratoire à 25 €/MWh dans le cas de l'abandon complet du nucléaire. Enfin, Traber et Kemfert (2012) ont estimé, au moyen d'un modèle d'équilibre Cournot-Nash dynamique de long terme reproduisant l'ensemble du secteur électrique européen, que la sortie accélérée⁶ du nucléaire en Allemagne générerait, sur le marché domestique, un impact sur les prix de l'électricité variant entre 2 et 6 €/MWh.

1.3. Conception de l'étude

L'originalité de la présente étude réside dans la double approche qu'elle met en œuvre. La première approche, décrite au chapitre 2, permet d'analyser l'impact du redémarrage des centrales nucléaires sur les prix de gros au moyen d'un modèle analytique alimenté par des données publiées par diverses sources. Ces sources incluent les opérateurs de marché Belpex, ICE Endex et EEX, le gestionnaire du réseau belge de transport d'électricité, Elia, et le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport, ENTSO-E.

La seconde approche, décrite au chapitre 3, exploite *Crystal Super Grid*⁷, un modèle qui minimise les coûts de production totaux du système électrique, tout en alignant l'offre sur la demande. Partant d'une description des caractéristiques physiques et financières du parc de production électrique (centrales thermiques, sources d'énergie renouvelables, lignes électriques, etc.), ce modèle permet ainsi de mener des analyses détaillées. Des algorithmes d'optimisation calculent ensuite l'allocation optimale des capacités de production dans des zones interconnectées. Les résultats couvrent notamment les importations/exportations entre zones (pays ou régions), les coûts marginaux de la production d'électricité et les émissions de CO₂.

Après la description des résultats des deux analyses, plusieurs arguments expliquant les écarts entre les résultats sont exposés au chapitre 4. Enfin, les conclusions et les implications possibles de ces travaux pour les politiques à mener sont exposées à la section 5.

⁵ Jacobsson et Lauber (2006) livrent une analyse fouillée de la politique énergétique de l'Allemagne et de sa position sur (l'abandon de) la production nucléaire d'électricité.

⁶ La décision de l'Allemagne d'abandonner la production nucléaire d'électricité a été précipitée par la catastrophe nucléaire de Fukushima Daiichi (niveau 7 sur l'échelle INES de l'AIEA, soit le niveau le plus élevé). Le gouvernement a alors pris la décision de fermer les sept centrales nucléaires construites avant 1980 ainsi que la centrale de Krümmel. Le moratoire portait sur une capacité de 8,5 GW, pour une capacité nucléaire installée totale de 20,5 GW.

⁷ *Crystal Super Grid* a été développé par l'agence française de consultation Artelys qui s'est spécialisée dans les méthodes quantitatives d'optimisation, de modélisation et d'aide à la décision.

2. L'approche top-down empirique

L'étude d'impact empirique requiert l'estimation d'une relation prix-quantité valide pour le marché sélectionné. Nous nous concentrerons sur le marché spot day-ahead pour la Belgique. Bien que cette couverture du marché ne soit pas idéale, son prix fait toujours office de référence pour d'autres opérations et constitue en tant que tel une bonne indication de prix pour notre propos. Le mécanisme du marché day-ahead reflète la courbe de mérite (merit-order curve ou MOC) qui est une courbe de l'offre représentative. La demande est considérée comme inélastique, ce qui est toujours une bonne approximation du marché actuel. Dès lors, la MOC devrait véhiculer toutes les informations utiles pour les besoins qui sont les nôtres.

En fait, les MOC peuvent être estimées en adoptant deux méthodologies différentes. La première possibilité est de construire la courbe dans une optique bottom-up en utilisant des informations détaillées sur les centrales électriques individuelles, les interconnexions, les taux d'indisponibilité, les prix des combustibles, etc. Grâce à une technique d'optimisation, on peut déduire l'allocation optimale pour un ensemble donné de conditions et il en résultera une MOC. La seconde possibilité consiste à dériver une formulation analytique de la MOC à partir d'observations des variables du marché et d'autres variables utiles pour la problématique de la fixation des tarifs.

La méthode de l'optimisation exploite manifestement la plupart des informations disponibles, mais elle nécessite de poser un certain nombre d'hypothèses et se fonde totalement sur le mécanisme du marché théorique pour dériver une courbe de l'offre. Elle requiert un grand nombre de calculs et de très nombreuses informations et n'est pas liée à des observations de prix. Quant à la méthode analytique, elle réclame beaucoup moins d'informations et de calculs et s'appuie sur des techniques statistiques standard. Elle se fonde directement sur les productions observées sur le marché. Toutefois, elle est, par nature, beaucoup moins granulaire et permet donc uniquement de tenir compte de grandes quantités agrégées dans l'analyse. Elle se caractérise par un nombre considérable d'incertitudes vu sa nature statistique et son champ de modélisation limité. Par ailleurs, il convient de faire particulièrement attention lorsqu'on réalise une analyse contrefactuelle ou causale à l'aide d'une telle méthodologie en raison des liens non modélisés entre les variables utilisées.

Comme les deux approches ont leurs propres mérites et vu que l'expertise nécessaire pour réaliser les deux analyses est présente au sein de l'équipe Énergie du Bureau fédéral du Plan, il a été décidé de procéder à ces analyses et puis de les comparer. L'approche analytique sera développée dans la suite de ce chapitre. L'approche d'optimisation sera, quant à elle, traitée dans le chapitre 3. Enfin, les deux méthodologies seront comparées dans le chapitre 4.

2.1. Un modèle empirique de courbe de mérite pertinent pour la Belgique

La courbe de mérite (ou merit-order curve, ci-après abrégée MOC) est l'outil analytique de base pour les marchés spot de l'électricité. On la définit comme la courbe de l'offre dans l'hypothèse où les prix sont fixés au coût marginal, c'est-à-dire dans l'hypothèse où les centrales électriques sont sollicitées sur le réseau par ordre croissant de coût marginal jusqu'à ce que la demande soit satisfaite. Dans le cas de

la Belgique, la MOC peut permettre de tenir compte des échanges énergétiques via les interconnexions en tant qu'unité de production supplémentaire, la production étant positive lorsque le flux net est une importation. Comme souligné plus haut, cette unité de production peut couvrir jusqu'à 27 % de la charge et mérite donc qu'on y prête une attention particulière.

La MOC, telle qu'elle a été sommairement définie plus haut, représenterait une relation prix-quantité appropriée pour réaliser des études d'impact si cette relation était stable. En effet, la pertinence des méthodes empiriques repose sur la reproductibilité, c'est-à-dire une certitude suffisante que des conditions similaires mèneront à des productions similaires, en l'occurrence que des charges similaires conduiront à des prix similaires. Toutefois, il convient de tenir compte de plusieurs sources de variation concernant la production et les coûts marginaux des unités de production représentés dans la MOC afin d'obtenir une fonction suffisamment stable, c'est-à-dire une fonction peu sensible aux changements survenant dans l'environnement du marché au sens large.

Tout d'abord, même si les unités de production sont introduites à leur capacité nominale dans la définition théorique de la MOC, elles sont, en réalité, toutes intermittentes pour l'une ou l'autre raison. En d'autres termes, elles ne peuvent pas toujours produire leur capacité nominale ou atteindre un niveau de production requis lorsqu'elles sont sollicitées. Cela s'explique :

- par leur *nature*, dès lors que leur production dépend de facteurs externes que nous ne pouvons contrôler. Tel est le cas pour les sources d'énergie renouvelables qui dépendent des conditions météorologiques ;
- par des *raisons techniques*. Nous nous concentrerons sur les indisponibilités (prévues ou imprévues), mais d'autres aspects comme le temps de ramp-up (montée en puissance) ou le caractère must-run des unités de production comptent également parmi les causes des écarts entre la production réelle et la production optimale ;
- par des *raisons institutionnelles*. La politique énergétique ou environnementale peut en effet imposer la fermeture d'unités de production techniquement disponibles.

Non seulement la production, mais également le coût n'est pas constant. Cette situation s'explique principalement par le coût des combustibles et les coûts qui y sont liés à court terme. Toutefois, dans le cas de la Belgique, la nature particulière des échanges internationaux joue également un rôle, en ce sens qu'ils peuvent être considérés comme une capacité de production dont le coût marginal équivalent dépend du prix du marché des pays voisins, avec pour effet une grande variabilité au fil du temps.

Par conséquent, il est nécessaire d'adapter la définition de base de la MOC, à tout le moins pour inclure ces facteurs. D'autres facteurs de variabilité ne sont pas pris en considération, mais cela est inhérent à l'approche statistique qui modélise les sources résiduelles de variation par un terme d'erreur aléatoire.

La littérature sur la modélisation analytique de la MOC et sur l'estimation des merit-order effects propose plusieurs alternatives pour intégrer ces éléments dans un modèle de courbe de l'offre. Il peut s'agir de modèles linéaires où toutes les variables et certaines de leurs interactions sont intégrées dans la régression (par exemple Müller, 2013) ou encore de modèles semi-paramétriques sophistiqués à coeffi-

cients variables (par exemple Thoenes, 2014). Dans le cadre de cette étude, nous suivons les idées formulées dans He et al. (2013), qui offrent un bel équilibre entre l'interprétabilité, la facilité de calcul et l'intégration de relations structurelles entre variables.

Comme dans la plupart des travaux liés au merit-order effect, on utilise une variante résiduelle de la charge sur le réseau pour éviter la variabilité de la relation prix-quantité provenant de l'intermittence des unités de production à faible coût marginal. Dans le cas qui nous occupe, nous partons de la GL , la charge sur le réseau pour le réseau haute tension belge, déduction faite des échanges internationaux et des flux de pompage, dont nous dérivons une charge résiduelle après avoir soustrait les injections d'énergie éolienne W et la production nucléaire N . Remarquons que la production solaire n'est pas prise en compte, vu qu'elle apparaît déjà comme un élément soustrait de la demande dans nos données⁸. C'est une démarche pratiquement équivalente à celle de He et al. (2013) où – dans le contexte allemand – les capacités indisponibles dans les centrales nucléaires (et au lignite) sont ajoutées à la charge plutôt que de soustraire la production nucléaire. Pour aborder les problèmes découlant du coût marginal inconnu des importations, nous choisissons pour le moment de soustraire également les importations nettes I de la charge résiduelle. Il en résulte que notre charge résiduelle RL (residual load) correspond à la demande adressée aux capacités de production conventionnelles locales :

$$RL(t) = GL(t) - W(t) - N(t) - I(t) \quad (1)$$

Pour intégrer l'effet des indisponibilités dans ces capacités conventionnelles, la charge résiduelle est divisée par leur taux de disponibilité Av . Il en résulte que la quantité pertinente pour la fixation des prix NRL est ramenée à une situation où toute la capacité est disponible. C'est évidemment un proxy étant donné que les indisponibilités dans les centrales produisant à des coûts marginaux différents sont traitées de manière identique, comme si elles étaient réparties de manière uniforme entre les centrales de cette catégorie.

$$NRL(t) = \frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)} \quad (2)$$

Pour tenir compte de la variabilité du prix des combustibles et des quotas d'émission, nous suivons l'approche de He et al. (2013) dans laquelle un modèle de rendement thermique ajusté en fonction du combustible est défini comme suit :

$$P_{spot}(t) = P_{fuel}(t) \cdot f(Load(t)) + \varepsilon(t) \quad (3)$$

Dans l'équation (3), la fonction f est une approximation du rendement thermique pour le marché, qui est un indicateur de l'efficacité des centrales électriques sur le marché.

Dans le cas qui nous occupe, le prix du combustible pris en considération est le prix spot ZTP du gaz naturel. Nous utilisons uniquement les prix du gaz naturel, vu que la plupart des centrales conventionnelles sont alimentées au gaz naturel en Belgique. Nous majorons ce prix pour tenir compte des quotas d'émission, sur la base de 0,2 tonne de CO₂ par équivalent de MWh de gaz naturel : $P_{fuel} = P_{gas} + 0.2 \cdot$

⁸ Cela s'explique par le fait que ces centrales ne sont généralement pas connectées au réseau haute tension, mais bien au réseau de distribution.

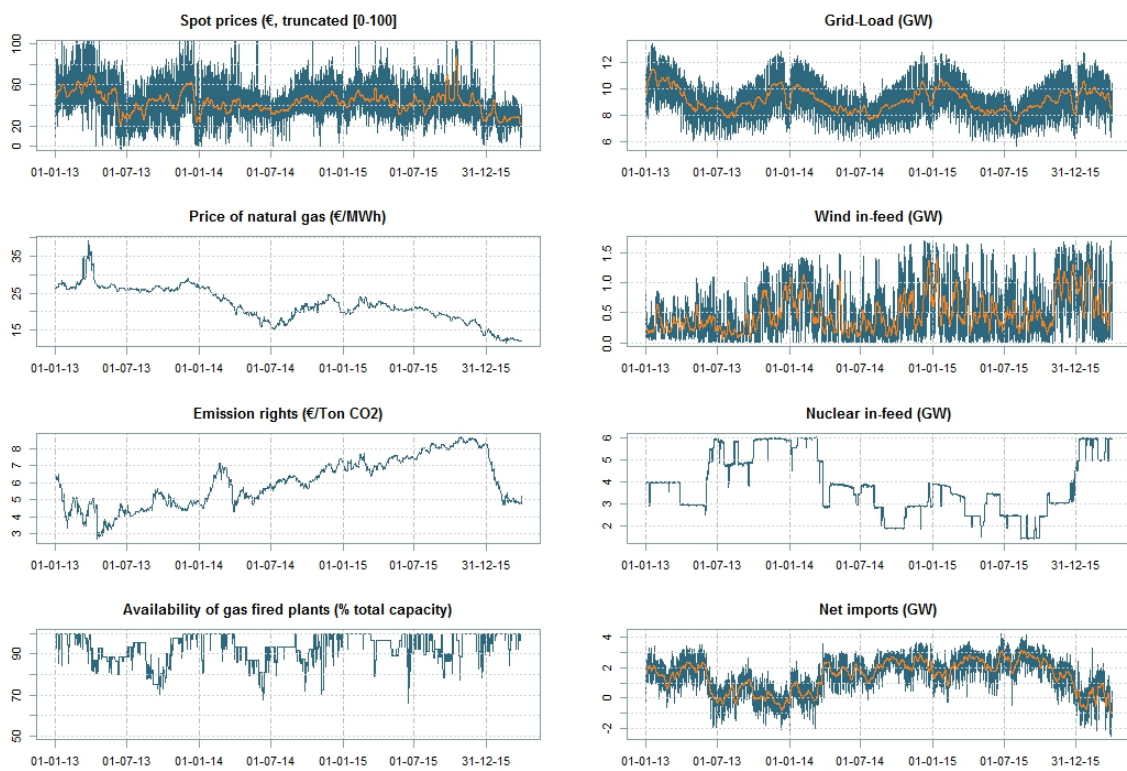
P_{CO_2} . Les quotas d'émission sont considérés comme étant des ECX EUA continuous futures, front month. Cela nous permet de donner la définition finale de la fonction f à estimer :

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \quad (4)$$

Cette fonction devrait convenablement représenter la MOC – par le biais d'une courbe implicite du rendement thermique du marché – pour la Belgique.

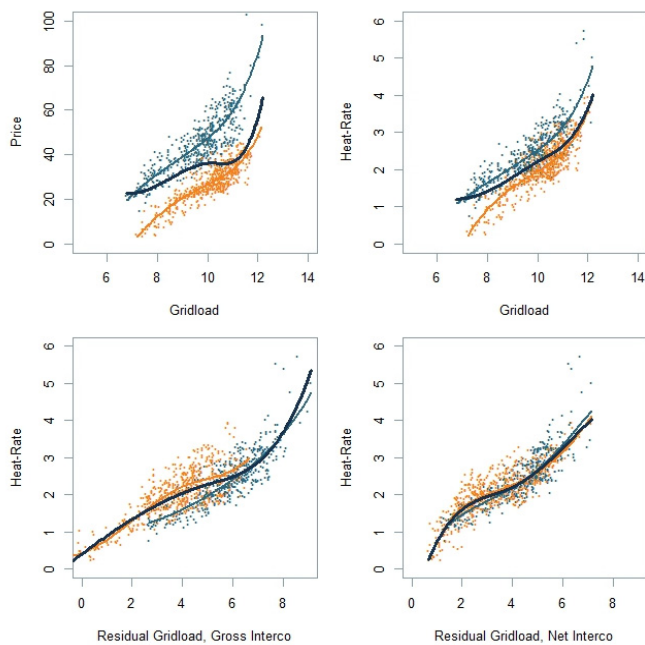
Le graphique 3 donne un aperçu de l'évolution des différentes variables utilisées pour la période 1/01/2013 - 31/03/2016.

Graphique 3 Aperçu des variables du marché et des facteurs déterminant les prix, données horaires (en orange : moyennes hebdomadaires)



Source : Elia, ENTSO-E, Belpex, ECX.

Graphique 4 Effet des ajustements à la définition de la MOC en nov 2015 (bleu) vs en fév 2016 (orange), jours de semaine



Source : Elia, ENTSO-E, Belpex, ECX, calculs BFP.

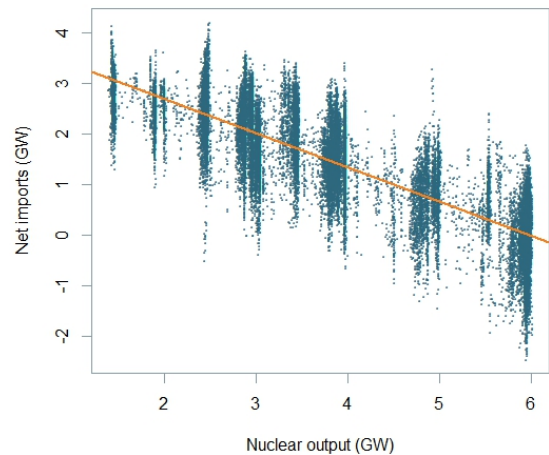
Pour illustrer l'impact des différents ajustements sur la stabilité de la fonction f , le graphique 4 donne un exemple où on procède à une comparaison entre deux périodes d'un mois précédant et suivant immédiatement une hausse sensible de la capacité nucléaire disponible totale. L'impact de la neutralisation subséquente du prix des combustibles (volet supérieur droit), de la production d'électricité d'origine éolienne et nucléaire (volet inférieur gauche) et des importations nettes (volet inférieur droit) est nettement visible. Chaque étape de ce processus de normalisation accroît la stabilité de la relation estimée entre les périodes de temps. Le dernier volet, correspondant à l'équation 4, donne une relation prix-charge visuellement stable, bien que les deux échan-

tillons de temps sélectionnés diffèrent considérablement pour les sources de variabilité susmentionnées. L'efficacité globale du modèle pour les données observées sera décrite plus bas, mais nous nous pencherons dans un premier temps sur l'étude d'impact afin de s'assurer que le modèle convient pour la finalité que nous poursuivons.

2.2. Estimation des effets

Pour autant que la fonction f de l'équation (4) soit spécifiée et estimée, elle permet apparemment d'évaluer l'impact actuel d'une variation de la capacité de production nucléaire sur les prix spot du marché de gros de l'électricité. Mais pour qu'il en soit réellement ainsi, il faut connaître l'effet d'une variation de N sur toutes les autres variables présentes dans l'équation. C'est le cas pour la plupart de ces variables, vu qu'on peut raisonnablement supposer que le prix des combustibles, le taux de disponibilité des centrales conventionnelles, la charge sur le réseau et la production éolienne sont indépendants d'une variation de la capacité nucléaire. L'effet d'une telle variation sur ces variables est donc nul. Toutefois, il n'en va certainement pas ainsi pour les importations nettes I . Il semble en effet logique qu'une capacité nucléaire bon marché supplémentaire empêche l'afflux d'importations potentiellement plus onéreuses ou renforce les exportations, du moins une partie du temps. Cette hypothèse est confirmée par une analyse sommaire du lien observé entre ces deux variables dans nos données, comme le montre le graphique 5.

Graphique 5 Corrélation entre production nucléaire et importations nettes



Source : Elia, ENTSO-E, Belpex, ECX, calculs propres.

La relation de substitution entre le nucléaire et les importations est clairement visible et un simple modèle linéaire offre un ajustement de bonne qualité avec un paramètre d'environ $-0,7$. En conséquence, les échanges avec les pays voisins semblent, en moyenne, compenser une variation de la production nucléaire à concurrence de 70 %. Ce résultat est confirmé par l'exercice d'optimisation (voir infra). Ce modèle sommaire n'est manifestement pas un modèle causal dès lors qu'un trop grand nombre de variables ne sont pas prises en considération.

Par conséquent, ce modèle n'est pas suffisant pour rendre correctement compte du lien entre N et I

dans le cas qui nous occupe. Nous sommes donc amenés à prendre en considération une variante intermédiaire du modèle (4) où les importations nettes I sont conservées comme unité de production dans la MOC résiduelle :

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \quad (5)$$

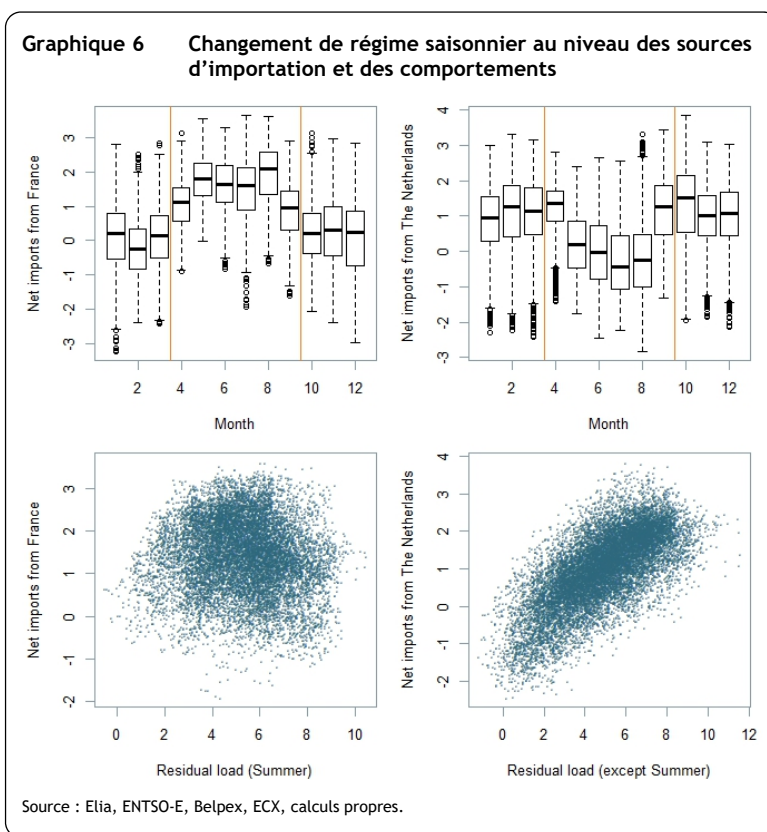
Le modèle de l'équation (5) est moins adapté au marché belge que le modèle de l'équation (4) pour deux raisons : tout d'abord, il souffre de la variabilité de I pour n'importe quelle charge résiduelle, ce qui affecte la relation prix-charge. En d'autres termes, pour une charge résiduelle donnée qui est en fait une demande adressée aux centrales conventionnelles belges et aux marchés étrangers interconnectés, le modèle ne spécifie pas quelle partie de la demande est satisfaite par les importations. Comme les importations font diminuer le prix du marché, il existe une incertitude concernant le prix du marché. Deuxièmement, le modèle applique également aux importations nettes la correction apportée au taux de disponibilité sur la base des seules centrales au gaz. Ce deuxième point n'implique qu'un faible biais, mais le premier a des implications bien plus importantes. Plutôt que d'estimer une fonction de rendement thermique, la fonction f estime une variante centrale de l'ensemble des fonctions de rendement thermique correspondant aux différentes situations possibles en termes de prix et de flux des importations nettes pour une charge résiduelle donnée.

Le modèle (5) permet d'estimer l'impact d'une variation de la capacité nucléaire, mais au détriment de la précision de la modélisation de la courbe du rendement thermique et donc de l'estimation. Même dans l'hypothèse où le modèle (4) serait parfait pour les producteurs belges, l'incertitude planant sur le prix et la capacité des importations se reflète dans les estimations de l'impact.

2.3. Considérations supplémentaires

Manifestement, les sources susmentionnées de variation pour la relation prix-charge ne constituent pas une liste exhaustive. Comme souligné plus haut, toutes les sources non prises en compte se retrouveront dans le terme d'erreur du modèle statistique. Plusieurs autres sources pertinentes de variation sont énumérées ci-dessous, ainsi que plusieurs manières possibles de les intégrer dans le modèle statistique.

- *Erreurs de prévision* : les prix day-ahead se basent sur les quantités prévues pour le lendemain. Plus précisément, la production par des sources d'énergie renouvelables et la charge sur le réseau sont des prévisions émises lorsque le prix day-ahead est fixé. Dans nos données en revanche, la production par des sources d'énergie renouvelables et la charge sur le réseau sont les valeurs réellement observées. Cela introduit une source de variation dans la relation prix/charge. On peut objecter qu'il n'y a pas de biais systématique introduit par cette erreur supplémentaire, c'est-à-dire qu'elle a une moyenne nulle. En effet, un tel biais éventuel serait corrigé dans les modèles de prévision utilisés par les participants au marché. Par conséquent, les estimations des paramètres devraient rester convergentes, mais se caractériser par une plus grande variance.
- *Saisonnalité supplémentaire* : en raison des caractéristiques de certaines unités de production, des tendances saisonnières non présentes dans la série de charges devraient être intégrées dans la série des prix. En effet, en période de faible demande (par exemple, la nuit et les samedis et dimanches), certaines centrales à la production non flexible ou must-run seront maintenues en service pour éviter des coûts supplémentaires (par exemple les coûts liés à la fermeture et au redémarrage ou encore les coûts de ramp-up et de ramp-down), éventuellement en faisant offre en dessous de leur coût marginal. Ainsi, le mécanisme du marché sera différent en ces périodes de faible charge. Cet aspect peut



être partiellement corrigé en introduisant des variables liées aux dates et heures dans le modèle, même si cette modification n'est nullement structurelle et empêche toute interprétation intéressante des paramètres supplémentaires estimés. Cette amélioration sera étudiée à la fin de la section suivante.

– *Changement de régime saisonnier* : la situation du marché belge de l'électricité est très différente selon qu'on se trouve en été ou en hiver. La plupart des indisponibilités planifiées interviennent en été – c'est-à-dire entre avril et septembre –, particulièrement en ce qui concerne les centrales nucléaires. Cet aspect

est déjà pris en compte dans notre modèle. Mais l'utilisation des capacités d'interconnexion est

également assez différente entre la période estivale et la période hivernale. Comme le montre le graphique 6, les importations proviennent essentiellement de la France en période estivale et ne sont guère corrélées avec la charge sur le réseau durant cette période. Cela laisse à penser qu'en été, les importations répondent à une logique opportuniste et sont liées au facteur prix, profitant ainsi de l'importante surcapacité des centrales nucléaires françaises en cette saison. En hiver en revanche, les importations nous viennent généralement des Pays-Bas et présentent une forte corrélation avec la charge sur le réseau, ce qui indique une tendance à importer en période de charge de pointe en raison de la capacité insuffisante des producteurs locaux belges. Ce constat ne pose pas vraiment problème pour le modèle (4) puisque les importations sont soustraites de la charge résiduelle. En revanche, il devrait être pris en considération si on venait à utiliser le modèle (5). Une première approche rudimentaire de cette problématique est présentée *infra*.

- *Persistence* : d'autres mécanismes de marché non pris en compte, comme la possibilité de faire offre à un prix donné pour un bloc de plusieurs heures, peut introduire une persistance accrue des prix dans le temps par rapport à la charge. Il en résulterait des résidus autocorrélés après l'estimation des modèles. À cet égard, une amélioration possible du modèle – même si elle n'est une fois de plus que de nature statistique et ne repose sur aucune information structurelle – consiste à spécifier un modèle à séries temporelles pour les résidus qui tiendrait compte de cette dépendance sérielle restante. Cette approche a été testée, mais avec un impact limité sur les résultats d'estimation. Elle ne sera donc pas présentée dans le cadre de cette étude.

2.4. Résultats empiriques

2.4.1. Estimation des modèles

Tout d'abord, nous estimons les modèles (4) et (5) avec trois spécifications différentes pour la fonction f :

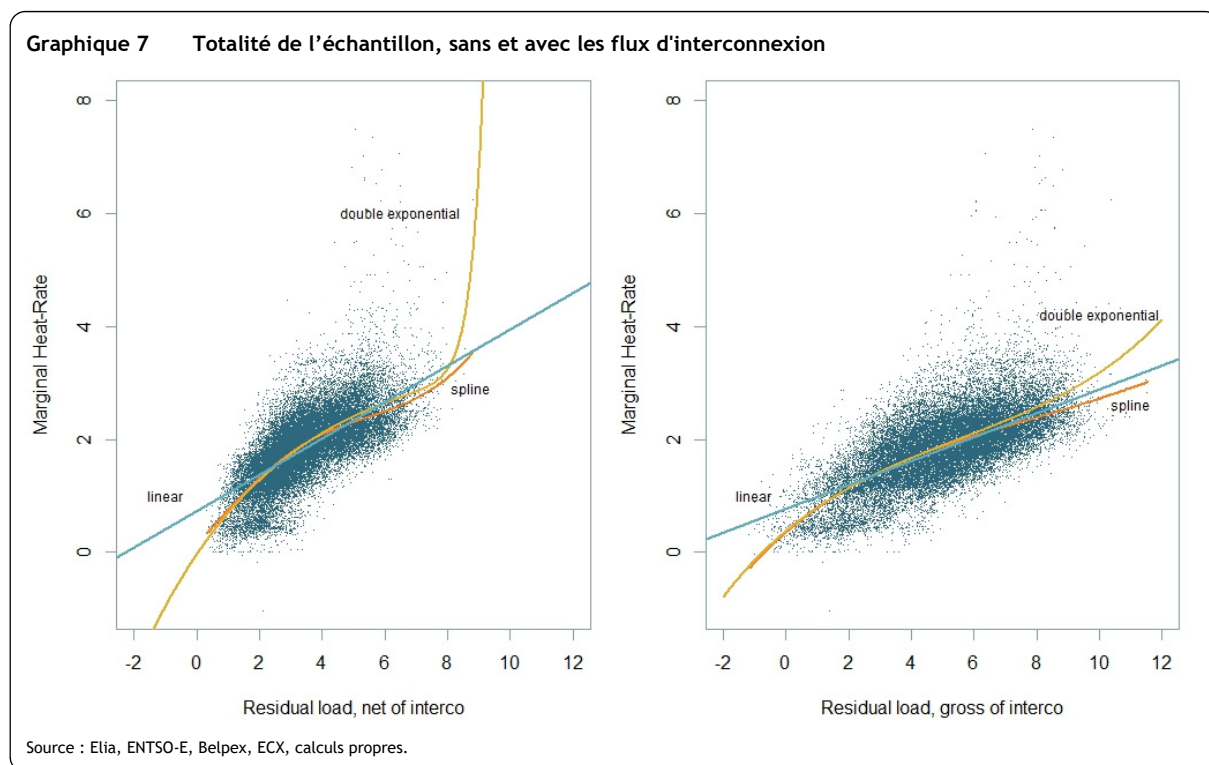
- Un ajustement non paramétrique, basé sur des splines cubiques. Cette méthode nous donnera une « forme » de référence pour la MOC et nous aidera à valider les modèles paramétriques étudiés *infra*.
- Un modèle linéaire simple
- Une spécification exponentielle double suivant He et al. (2013) :

$$f(x) = \frac{e^{\frac{x-a}{b}} - e^{-\frac{x-c}{d}}}{2} + \mu \quad (6)$$

Cette dernière fonction est une fonction sigmoïde lisse présentant des courbures gauche et droite différentes. Cette fonction paramétrique flexible convient parfaitement à la forme habituelle des MOC basées sur les données du marché, tout en étant suffisamment simple pour être estimée facilement en utilisant des techniques d'estimation par les moindres carrés non linéaires.

Le graphique 7 représente les données et estimations de modèles pour f comme dans les équations (4) et (5) pour l'ensemble des données, f étant considérée comme une fonction linéaire (bleu ciel), une fonction spline cubique avec cinq degrés de liberté (orange) ou une fonction exponentielle double (jaune). L'estimation se fait par régression médiane, sauf dans le cas du modèle exponentiel double qui est ajusté

en utilisant la technique d'estimation par les moindres carrés non linéaires. On peut trouver les résultats des estimations dans le tableau 2.



Comme on pouvait s'y attendre, le volet de droite montrant le modèle (5) se caractérise par un nuage de données plus diffus, dès lors que la volatilité additionnelle due à l'interconnexion est comprise dans la courbe de rendement thermique. En revanche, le volet de gauche montrant le modèle (4) présente une structure plus claire, vu que les données représentent le rendement thermique des producteurs conventionnels belges uniquement. Pour l'essentiel du champ de valeur des observations, les modèles non paramétrique et exponentiel double sont très proches, ce qui signifie que le modèle exponentiel double est un bon modèle paramétrique dans le cas qui nous occupe. Le modèle linéaire est manifestement assez éloigné aux valeurs extrêmes de la charge résiduelle, mais il semble représenter correctement le cœur de l'échantillon. Cela reflète les mesures de qualité de l'ajustement des tableaux 2 et 3 qui se fondent sur un échantillon d'estimation couvrant la période du 1/01/2013 au 31/03/2015 et sur un échantillon de test couvrant la dernière année des données, du 1/04/2015 au 31/03/2016.

Tableau 2 Mesures de qualité de l'ajustement en échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)

modèle	f	R au carré	MAE	RMSE	AIC	BIC
(4)	Linéaire	0,53	7,85	11,17	4,83	4,83
	Exponentiel double	0,56	7,59	10,79	4,76	4,76
	Spline	0,56	7,56	10,82	4,76	4,77
(5)	Linéaire	0,55	7,86	10,96	4,79	4,79
	Exponentiel double	0,57	7,63	10,67	4,73	4,74
	Spline	0,57	7,56	10,67	4,74	4,74

Tableau 3 Résultats hors échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)

modèle	f	R au carré	MAE	RMSE
(4)	Linéaire	0,40	8,32	12,83
	Exponentiel double	0,41	8,13	12,70
	Spline	0,42	7,96	12,59
(5)	Linéaire	0,37	9,04	13,16
	Exponentiel double	0,36	9,26	13,28
	Spline	0,33	9,47	13,58

Les résultats en échantillon du tableau 2 montrent que tous les modèles présentent une efficacité similaire. Les valeurs R au carré ajustées s'élevant à environ 0,55 signifient que les ajustements sont raisonnables, mais avec une variance résiduelle significative dans le terme d'erreur, qui se traduit par une erreur médiane d'environ 7,5 € en moyenne lorsqu'on estime le prix d'un MWh d'électricité pour une charge donnée. Ces chiffres vont dans le sens de ce que d'autres études publiées obtiennent en termes de qualité de l'ajustement. En revanche, les résultats hors échantillon présentés dans le tableau 3 appellent plus de commentaires. On observe des résultats plus médiocres pour le modèle (5) que pour le modèle (4). On pouvait s'y attendre, car le modèle (5) souffre de la variabilité du niveau et des prix des importations pour une charge donnée, qui sont exclus du modèle (4). La spécification exponentielle double présente le meilleur ajustement de manière globale, mais la spécification linéaire n'en est guère éloignée. En guise de vérification du calibrage, on remarque que, dans le modèle (4), la centrale médiane (la centrale marginale caractéristique sollicitée pour une charge médiane adressée aux centrales conventionnelles s'élevant à environ 3,4 GW dans nos données) a un rendement thermique estimé d'environ 1,9, ce qui correspond à une efficacité estimée de 52 %⁹. C'est effectivement une valeur plausible pour une centrale TGCC qui est la centrale thermique conventionnelle la plus courante en Belgique.

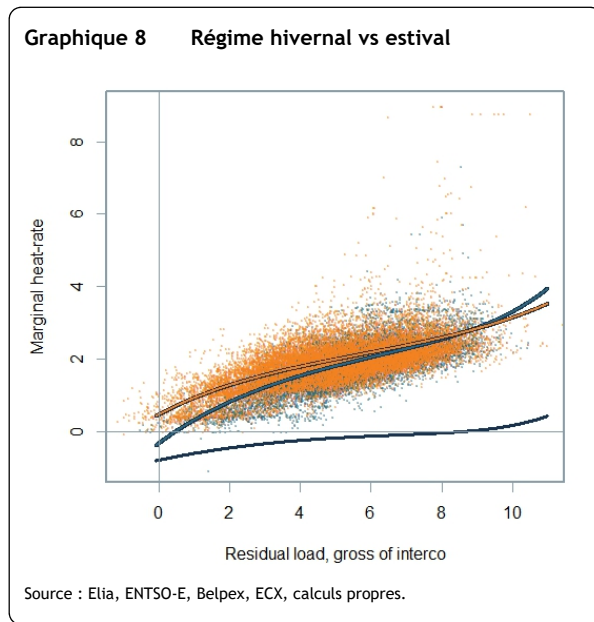
Comme les importations ou exportations potentielles peuvent partiellement absorber les variations de la capacité nucléaire, le changement perçu au niveau de la demande adressée aux centrales conventionnelles locales – qui constitue la zone de fixation des prix sur la courbe de rendement thermique – est moins important que la variation de production nucléaire. L'interconnexion a un effet d'absorption qui s'observe dans la pente plus douce de l'approximation linéaire de la courbe de rendement thermique du graphique 7 (0,21 vs 0,32). Comme on pouvait s'y attendre, estimer l'impact sur les prix de telles variations de la capacité nucléaire sur la base du meilleur modèle du marché (4) surestimerait cet impact. C'est particulièrement frappant dans le cas de la Belgique où la capacité d'interconnexion est considérable par rapport à la taille du marché et où la dépendance aux importations d'électricité est marquante : la capacité d'interconnexion est égale à environ la moitié de la capacité installée totale des centrales conventionnelles thermiques.

⁹ Comme les quotas d'émission sont inclus dans le prix du gaz, cette valeur de 52 % est en réalité une surestimation de l'efficacité de la centrale médiane, ce qui ne fait que renforcer le caractère plausible de ce taux.

2.4.2. Nouvelles améliorations

Dans cette section, des covariables supplémentaires sont intégrées dans les modèles présentés *supra* pour tenir compte de certains des effets susmentionnés.

Pour tenir compte de l'effet de certaines saisonnalités non prises en considération concernant les périodes de faible charge, des variables muettes sont ajoutées au modèle pour les jours de week-end et les jours fériés (samedis, dimanches et jours fériés nationaux) et les heures de nuit (de 23h00 à 5h59). Le choix des variables muettes a été opéré sur la base de tests de significativité réalisés sur des jours et heures individuels.



Nous étudions également l'impact observé du régime hivernal vs estival susmentionné et lié au recours variable à l'interconnexion. Le graphique 8 représente l'ensemble des données pour les six mois de la période estivale (bleu) et les six mois de la période hivernale (orange) pour la définition du modèle (5). Les estimations exponentielles doubles de la courbe de rendement thermique pour ces deux périodes sont présentées dans les couleurs correspondantes. La différence est indiquée en noir.

On observe effectivement une nette différence entre les deux périodes. Vu la forme de la différence, une fonction linéaire de la charge résiduelle est ajoutée au modèle pour les observations de la

période hivernale dans le seul but de reproduire cette différence de forme dans la courbe de rendement thermique entre les deux saisons. Pour le modèle (4), on ne constate pas de différence significative – comme on pouvait s'y attendre – dès lors que la différence provient essentiellement du comportement des importations nettes.

Le modèle devient donc :

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)}\right) + \beta_1 \cdot D(WE \& H) + \beta_2 \cdot D(Night) + \varepsilon(t) \quad (7)$$

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \beta_1 \cdot D(WE \& H) + \beta_2 \cdot D(Night) + D(Winter) \cdot \left(\beta_3 + \beta_4 \cdot \frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \quad (8)$$

Les estimations en échantillon et hors échantillon pour les modèles (7) et (8) ci-dessus sont données dans les tableaux 4 et 5 pour les spécifications linéaire, exponentielle double et spline de f . Les mesures d'ajustement en échantillon comme hors échantillon améliorent sensiblement les modèles (4) et (5). Alors que

les spécifications linéaire et exponentielle double restent étroitement liées en dehors de l'échantillon, la spécification spline montre un certain manque de capacité prédictive pour le modèle (8).

Tableau 4 Mesures de la qualité de l'ajustement en échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)

modèle	f	R au carré	MAE	RMSE	AIC	BIC
(7)	Linéaire	0,56	7,52	10,83	4,77	4,77
	Exponentiel double	0,59	7,35	10,47	4,70	4,70
	Spline	0,58	7,31	10,56	4,71	4,72
(8)	Linéaire	0,61	7,08	10,20	4,64	4,65
	Exponentiel double	0,64	6,85	9,80	4,57	4,57
	Spline	0,63	6,77	9,84	4,57	4,58

Tableau 5 Résultats hors échantillon (MAE et RMSE en €/MWh)

modèle	f	R au carré	MAE	RMSE
(7)	Linéaire	0,43	7,95	12,56
	Exponentiel double	0,44	7,80	12,45
	Spline	0,44	7,71	12,41
(8)	Linéaire	0,43	8,24	12,50
	Exponentiel double	0,44	8,23	12,45
	Spline	0,40	8,52	12,86

Ces constatations nous amènent à conclure que la spécification exponentielle double pour le modèle (8) donne la meilleure MOC analytique estimée pour les données. C'est en effet la spécification qui offre les meilleures propriétés hors échantillon. Cette spécification permet également une certaine extrapolation en dehors du champ des charges résiduelles observées, ce qui n'est pas vraiment le cas de la spécification spline non paramétrique et peut s'avérer problématique pour la spécification linéaire, comme on peut le voir dans le graphique 7.

2.4.3. Estimation de l'impact

Grâce à ce modèle, nous sommes à présent en mesure de calculer les estimations des effets sur les prix spot d'événements donnés affectant la capacité de production nucléaire en Belgique. Les résultats sont donnés pour deux scénarios. Le premier se penche sur l'impact de la disponibilité continue d'un GW supplémentaire de capacité nucléaire sur notre échantillon de test s'étendant sur une année. Le deuxième scénario compare les estimations de prix de l'échantillon de test pour la capacité totale de 5926 MW aux prix estimés pour une capacité réduite de 3479 MW¹⁰. Un taux de disponibilité moyen de 91 % est utilisé dans les deux cas. Les résultats sont disponibles heure après heure et une moyenne pondérée par la charge totale sur le réseau est calculée comme proxy pour une moyenne pondérée par la demande totale.

¹⁰ 5926 MW – 2447 MW donne 3479 MW.

Pour mettre ces scénarios en œuvre, on attribue simplement la valeur de $N(t)$, pour tout t dans l'échantillon de test, dans la définition de la charge réduite utilisée dans le modèle (8) :

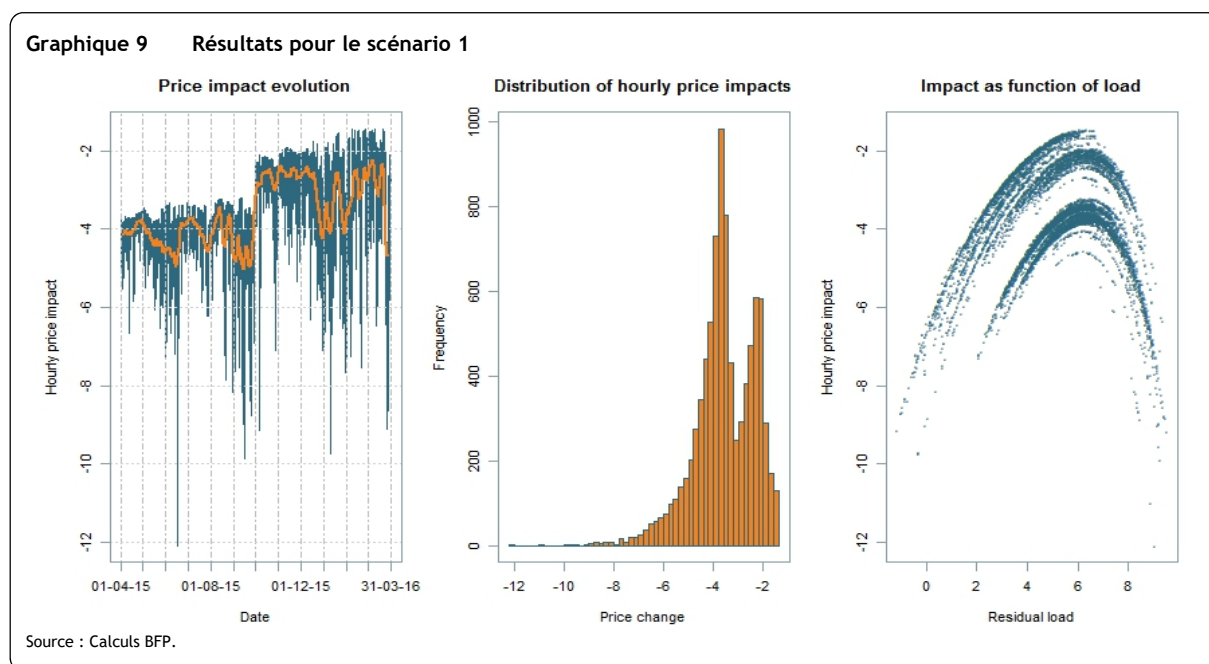
$$\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}$$

La valeur de $N(t)$ est soit augmentée de 1 GW soit remplacée par la valeur fixe déterminée, selon le scénario.

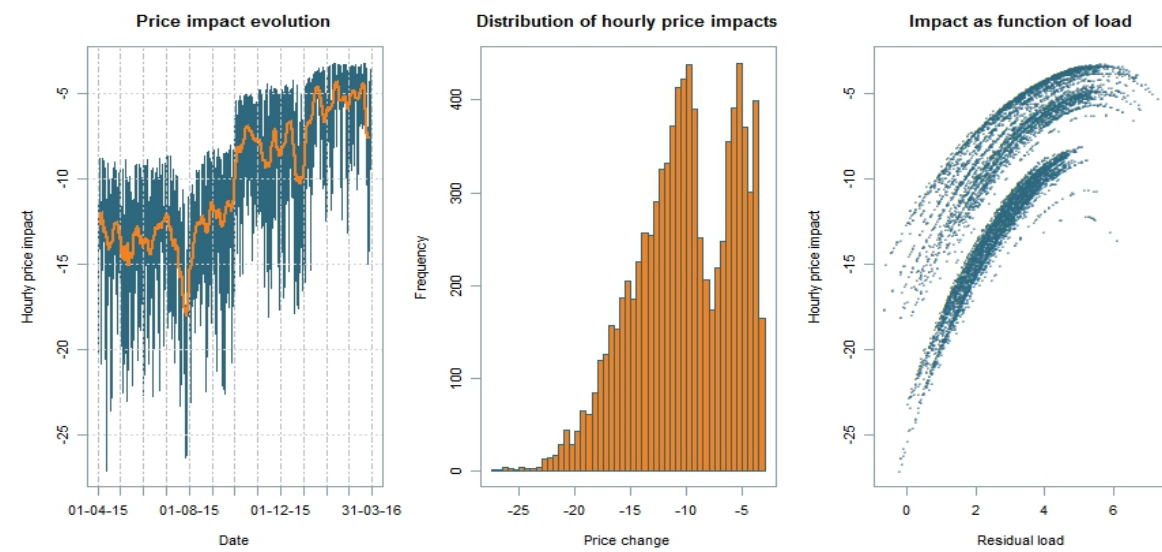
L'échantillon de test couvre la période du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016. Le tableau 6 donne l'impact moyen pondéré sur les prix qui est calculé pour cette augmentation de 1 GW (scénario 1) et le scénario de pleine capacité vs capacité réduite (scénario 2). Les graphiques 9 et graphique 10 donnent un résumé graphique des résultats heure par heure. On voit clairement que les impacts sont plus importants en valeur absolue pour des charges faibles ou élevées, là où la pente de la MOC est forte. En revanche, l'impact atteint sa valeur absolue minimum pour des charges résiduelles d'environ 6 GW. Dans le deuxième scénario, la majeure partie de l'impact moyen provient des périodes de faible charge. Les deux régimes saisonniers sont clairement visibles également.

Tableau 6 Résultats des scénarios : Impact sur les prix spot (€/MWh)

	Impact moyen	Minimum - données horaires	Maximum - données horaires
Scénario 1	-3,43	-1,39	-10,82
Scénario 2	-9,65	-3,24	-27,10



Graphique 10 Résultats pour le scénario 2



Source : Calculs BFP.

La section suivante abordera la même problématique, mais cette fois sous l'angle de l'optimisation. Les deux méthodes seront ensuite comparées avant de tirer des conclusions.

3. L'approche bottom-up par optimisation

3.1. Un modèle d'allocation économique pour la Belgique

Pour modéliser la courbe de mérite dans le cadre de la seconde approche, nous avons exploité l'outil *Crystal Super Grid*¹¹, un modèle qui minimise les coûts de production totaux du système tout en alignant l'offre sur la demande. Partant d'une description des caractéristiques physiques et financières du parc de production électrique (centrales thermiques, sources d'énergie renouvelables, lignes électriques, etc.), le modèle permet ainsi de mener des analyses détaillées. Les données alimentant le modèle sont majoritairement extraites de banques de données publiées notamment par ENTSO-E et l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Plus particulièrement, les données relatives à la demande, à la capacité installée et au taux de disponibilité du parc thermique proviennent de ENTSO-E, celles sur les coûts liés aux combustibles sont issues de l'AIE et les descriptions détaillées des capacités sont fournies par les sites Internet des gestionnaires de réseau de transport européens.

Des algorithmes d'optimisation calculent ensuite l'allocation optimale des unités de production installées dans des zones interconnectées. Les résultats couvrent notamment les importations/exportations entre les zones (pays ou régions), les coûts marginaux de la production d'électricité et les émissions de CO₂.

Crystal Super Grid a été développé en JAVA. Les calculs sont réalisés par des algorithmes d'optimisation successifs sur un horizon mobile afin d'éviter les anticipations parfaites en fin de période de projection. Les calculs couvrent une période de 14 jours (horizon tactique), mais sont réalisés par blocs de 7 jours (horizon mobile) à chaque itération. Par conséquent, chaque nouvel horizon tactique chevauche le précédent, prenant en compte les décisions prises et le nouvel état du système.

Ce modèle du marché de l'électricité, caractérisé par des profils de charge horaires, le ramp-up des centrales électriques et les échanges de quotas d'émission, est appliqué au marché européen de l'électricité afin d'analyser la question des variations de production nucléaire d'électricité en Belgique. L'analyse est construite autour de deux scénarios. Chaque scénario inclut la description générale des unités de production des pays de la région de l'Europe du Centre-Ouest (la Belgique, la France, les Pays-Bas, le Luxembourg et l'Allemagne), les capacités disponibles dans quinze autres États membres européens (comme l'Espagne, l'Italie et le Portugal) et le Maroc. Les deux scénarios se différencient toutefois par la capacité totale disponible : le premier scénario table sur la disponibilité de l'ensemble du parc nucléaire belge (5926 MW), alors que le second considère l'arrêt de trois réacteurs nucléaires (D1, D3 et T2), reproduisant ainsi les événements qui ont émaillé (une grande partie de) l'année 2015¹². Cette approche permet de rendre compte des différences de disponibilité de la capacité nucléaire sur une période d'une année (statistique), et partant, donne une indication de l'écart calculé durant chaque heure de chaque journée de chaque semaine de l'année étudiée. Elle permet ainsi d'identifier quelles périodes de l'année sont plus particulièrement sensibles aux fluctuations de prix consécutives à une production nucléaire additionnelle d'électricité (ou à une baisse de production).

¹¹ *Crystal Super Grid* a été développé par l'agence française de consultance Artelys qui s'est spécialisée dans les méthodes quantitatives d'optimisation, de modélisation et d'aide à la décision.

¹² Ces scénarios sont étroitement liés au « scénario 2 » de l'analyse d'impact décrite dans la partie 2.4.3.

Il est important de préciser que la demande d'électricité et les prix des quotas d'émission de CO₂ sont présumés égaux dans les deux scénarios. Il est en outre supposé que le redémarrage des trois réacteurs nucléaires n'impacte pas directement la structure de la demande. De même, la politique belge en matière de production nucléaire d'électricité n'est pas supposée influencer sensiblement le prix des quotas d'émission de CO₂ sur le marché européen¹³. Enfin, un accès prioritaire au réseau est réservé à l'électricité produite à partir de sources renouvelables variables. Par conséquent, toutes choses étant égales par ailleurs, la production d'énergie renouvelable variable n'est pas affectée par la relance du nucléaire (mais sa situation économique peut l'être).

3.2. Résultats de l'optimisation

Selon les résultats, le coût marginal annuel moyen (qui est un proxy du prix de gros) est inférieur de 3,8 €/MWh lorsque les trois réacteurs nucléaires (qui représentent une capacité approximative de 2,5 GW) sont en service. Ces estimations semblent confirmer les résultats empiriques observés sur les marchés de gros, même si l'ordre de grandeur est sensiblement plus bas. Le chapitre 4 aborde plus largement ces écarts de résultats.

À cet égard, il est important de préciser que 3,8 €/MWh est une moyenne annuelle. Puisque le modèle se caractérise par une granularité horaire, des analyses plus fines ont pu être menées et ont révélé que l'écart de coût marginal le plus marqué entre un scénario incluant D1, D3 et T2 et un scénario sans ces réacteurs atteint 30,2 €/MWh. Autrement dit, les prix peuvent diminuer d'environ 30 euros à certains moments, lorsque tous les réacteurs nucléaires produisent de l'électricité. Cette valeur maximale correspond à l'impact horaire maximum de notre estimation empirique (voir tableau 6 supra).

Tirant parti de la granularité horaire et du plus large spectre de l'approche par optimisation, nous avons poussé plus avant l'analyse et généré des résultats complémentaires. Une fois le coût marginal horaire connu, il est possible de calculer la perte (ou le gain) du surplus du consommateur. Le surplus du consommateur correspond à la surface délimitée par la courbe de la demande et la ligne horizontale représentant le coût marginal (défini comme l'intersection entre l'offre et la demande). Le gain de surplus généré par le redémarrage des réacteurs est égal à l'écart de coût marginal observé entre les scénarios incluant ou non D1, D3 et T2, multiplié par la demande totale (qui est supposée égale). Le résultat de ce calcul est positif et s'élève à 311 millions d'euros. Bien que ce résultat semble très avantageux pour les consommateurs belges d'électricité, une distinction doit néanmoins être faite selon le type de consommateur.

Premièrement, les entreprises qui achètent leur électricité directement sur la bourse de l'électricité¹⁴ ressentiront très probablement les pressions à la baisse sur les prix (et, partant, verront leur surplus augmenter). En revanche, les consommateurs résidentiels profiteront moins de la baisse. Selon la CREG, le régulateur belge du secteur de l'énergie (2016a), la composante énergie ne représente en effet que 30 %

¹³ Selon Gusbin et Henry (2007), l'impact ne devrait pas dépasser 5 %.

¹⁴ Quelque 30 % de l'électricité s'échange sur Belpex, la bourse belge d'électricité.

du montant total de la facture des consommateurs résidentiels¹⁵. Le solde est composé de coûts de transport et de distribution ainsi que de taxes, redevances, etc. En d'autres termes, toute baisse de prix de la composante énergie est diluée dans la facture des ménages.

Deuxièmement, la baisse des prix affecte non seulement les consommateurs, mais aussi les producteurs d'électricité. Il est dès lors intéressant de se pencher aussi sur le surplus du producteur, et plus spécifiquement sur le surplus associé à chaque technologie de production. Le surplus du producteur correspond à la surface délimitée par la courbe de l'offre et la ligne horizontale représentant le coût marginal (défini comme l'intersection entre l'offre et la demande). En fait, il est égal au coût marginal du système de production d'électricité, multiplié par la production (générée par différentes technologies), moins le coût de production de cette quantité d'électricité (constitué des coûts variables des combustibles et, le cas échéant, de l'achat de quotas d'émission de CO₂). Par rapport à une situation où les trois réacteurs nucléaires (D1, D3 et T2) sont à l'arrêt, le surplus global des producteurs (toutes technologies confondues) mesuré lorsque la capacité nucléaire totale est disponible est supérieure de 426 millions d'euros.

L'analyse plus approfondie par technologie révèle que, même si les coûts marginaux diminuent lorsque les trois réacteurs sont en service, le surplus du producteur nucléaire s'accroît de 476 millions¹⁶ sur base annuelle. Ce gain de surplus signifie que l'augmentation (de près de 20 TWh) de la production nucléaire d'électricité fait plus que compenser la baisse des prix et la perte potentielle de bénéfices qui en résulte.

Ce résultat contraste nettement avec la situation des producteurs renouvelables variables. Bien que leur production ne soit pas directement affectée par la production nucléaire additionnelle, les producteurs renouvelables variables pâtissent de la baisse du coût marginal, et donc de la baisse de prix auquel ils peuvent vendre leur énergie. Compte tenu de cet effet de « merit order » consécutif au redémarrage des trois réacteurs nucléaires, le surplus des producteurs « solaires » devrait diminuer de 12 millions d'euros et celui des producteurs « éoliens » de 20 millions d'euros. Ces pertes de surplus sont susceptibles de peser sur les investissements potentiels en unités de production basées sur les sources d'énergie renouvelables variables puisque les systèmes octroyant des primes fixes de rachat (« fixed feed-in premiums ») deviennent moins intéressants. Elles pourraient même retarder la transition énergétique dès lors qu'elles induisent un retour sur investissement moins intéressant pour les investissements en technologies flexibles et/ou à faible intensité de carbone, qui sont pourtant requis d'urgence en Belgique (Devogelaer et Gusbin, 2015). Ces investissements pourraient être différés, voire intégralement annulés.

La somme du surplus du consommateur et de celui du producteur donne une indication de l'évolution du bien-être global. Si l'on veut calculer plus précisément cette évolution, il convient d'y ajouter la moitié des recettes de la congestion¹⁷. Pour estimer les recettes de la congestion, il est important de connaître à la fois les flux du pays A (Belgique) vers le pays B (voisin interconnecté) ainsi que l'écart de coût marginal entre le pays A et le pays B, et ce pour tous les « pays B » auxquels la Belgique est interconnectée. Pour ce faire, nous devons d'abord avoir une idée des flux et plus spécifiquement, de l'évolution des importations nettes en Belgique au départ des pays B.

¹⁵ Client DC avec compteur bihoraire.

¹⁶ Cette valeur est très sensible à l'hypothèse formulée sur le coût de production nucléaire d'électricité. Une analyse de sensibilité basée sur un coût plus élevé (20 €/MWh au lieu de 14 €/MWh) de la production nucléaire a été menée afin de prendre cet aspect en considération. La rente baisse ici jusqu'à 359 millions d'euros.

¹⁷ Partant de l'hypothèse que les recettes sont également allouées entre les gestionnaires respectifs de réseau national.

Le redémarrage des réacteurs nucléaires impacte non seulement le fonctionnement des autres installations de production d'électricité en Belgique, mais aussi les capacités d'interconnexion. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette production nucléaire supplémentaire semble en effet remplacer, sur base annuelle, 14,2 TWh d'importations nettes d'électricité en Belgique et 5,2 TWh d'électricité produite par des centrales au gaz naturel belges. Autrement dit, l'énergie nucléaire « perdue » suite à l'arrêt des trois réacteurs a été remplacée par des importations nettes (73 %) et une production domestique par des centrales au gaz naturel (27 %). Or, ces importations génèrent des recettes de la congestion. Par conséquent, si les importations nettes diminuent, les recettes de la congestion diminuent. En l'occurrence, elles baissent de 30 millions d'euros.

L'un dans l'autre, nous constatons que le redémarrage des réacteurs nucléaires entraîne une augmentation du bien-être en Belgique (défini comme la somme du surplus du consommateur, du surplus du producteur et des recettes de la congestion) de l'ordre de 722 millions d'euros.

La baisse des coûts marginaux (soit les prix de gros) se ressent également sur d'autres marchés (étrangers) (Traber et Kemfert, 2012, Phan et Roques, 2015). L'augmentation de la production nucléaire d'électricité en Belgique a d'importantes répercussions sur la formation des prix sur les marchés interconnectés pouvant aller jusqu'à 90 % de l'impact sur les prix observé en Belgique. En revanche, les effets sur les prix sont plutôt négligeables (mais pas nuls) dans les États membres plus éloignés. Ainsi, le coût marginal diminue de 3,7 €/MWh en France, de 2,5 €/MWh aux Pays-Bas, contre 0,2 €/MWh seulement en Espagne.

Enfin, nous nous sommes penchés sur les effets du redémarrage des centrales nucléaires sur les émissions de CO₂. Même si le secteur électrique fait partie du système d'échange de quotas d'émission de l'UE, soit un système de plafonnement et d'échange, il est intéressant de voir quelle quantité d'émissions de CO₂ peut être évitée par le redémarrage des réacteurs nucléaires. Selon les résultats du modèle, cela représenterait 2,2 Mt CO₂ pour la Belgique¹⁸. Les estimations révèlent aussi que cette diminution des émissions de CO₂ ne se limite pas à la Belgique. Puisque le redémarrage des réacteurs nucléaires entraîne à la fois une baisse de la production d'électricité à partir de centrales au gaz naturel, à hauteur de 5,2 TWh (et par conséquent des émissions de CO₂ générées en Belgique) et une diminution des importations nettes, il agit aussi sur les émissions totales libérées en Europe par le biais des volumes produits (et intrinsèquement par le « mix électrique » choisi) dans les pays exportateurs (ou les émissions générées dans le pays de provenance des importations). Ainsi, un redémarrage entraîne, à l'échelle européenne, une diminution de 11,2 Mt des émissions globales de CO₂. Les baisses les plus importantes sont observées en Allemagne et aux Pays-Bas¹⁹, deux pays fournisseurs d'électricité à la Belgique qui, grâce au redémarrage, peuvent réduire leur production d'électricité à partir du charbon (de respectivement 5 et 2 TWh) et du gaz naturel (de respectivement 0,8 et 0,2 TWh).

¹⁸ En 2013, les émissions nettes de CO₂ en Belgique atteignaient 97,8 Mt dont 16,5 Mt ont été générées par les producteurs d'électricité et de chaleur (CCNUCC). En Belgique, les émissions de CO₂ représentent environ 85 % des émissions totales de gaz à effet de serre.

¹⁹ Techniquement, la Belgique n'est pas (encore) connectée à l'Allemagne. Par conséquent, les flux au départ de l'Allemagne transitent par les Pays-Bas (et la France).

4. Comparaison des deux approches

Les effets des variations de la production nucléaire sur les prix de gros de l'électricité ont été analysés par le biais des deux méthodologies décrites ci-avant. Lorsque nous comparons les résultats des deux analyses, nous constatons que les effets sur les prix sont, certes similaires, mais systématiquement plus marqués dans l'analyse empirique. Ces écarts s'expliquent principalement par le fait que le modèle d'optimisation génère des coûts marginaux à court terme alors que l'analyse empirique est fondée sur des données de prix observées. En théorie, les stratégies de formation des prix sont fondées sur les coûts marginaux²⁰, mais en pratique, on peut constater un écart important dû à différents facteurs.

Le coût marginal de production, tel que calculé dans le modèle d'optimisation, est en fait basé sur des moyennes historiques de coûts de production qui sont extraites des publications de l'AIE. Les prix observés sur le marché spot (et intégrés à l'analyse empirique) sont susceptibles de s'écarter (et s'écarteront) de ces moyennes compte tenu de l'indexation complexe sur les prix très volatils des combustibles (et du CO₂). De plus, le modèle d'optimisation se fonde sur un marché parfait (pas d'oligopole) alors que la réalité est (parfois) différente. En effet, on ne peut totalement exclure l'utilisation du pouvoir de marché et certaines contraintes (physiques ou virtuelles) sur les bourses ou marchés réguliers de l'électricité, comme l'impossibilité d'arrêter certaines centrales électriques pour une heure, leur durée minimale de fonctionnement, les offres pour des blocs structurels de quatre heures, peuvent influencer la formation des prix. Enfin, le modèle ne permet pas de simuler le réseau intérieur d'un pays. Par conséquent, les résultats de l'optimisation ne peuvent pas rendre compte des réallocations sur le réseau (qui influencent les prix). À la lumière de ces éléments, il n'est pas étonnant que les effets sur les prix soient moins importants dans l'exercice d'optimisation.

La marge d'erreur de l'analyse empirique est un autre point à prendre en considération. Les valeurs MAE et RMSE mentionnées plus haut donnent une idée de l'amplitude de l'erreur potentielle de prédiction de notre modèle empirique. Des travaux complémentaires sur l'approche empirique, qui consisteraient par exemple à faire fluctuer la forme de la courbe de mérite au moyen des techniques d'analyse fonctionnelle, comme dans Liebl (2013), devraient nous permettre de réduire cette marge. Une analyse plus approfondie des interconnexions avec la France et les Pays-Bas devrait également contribuer à une meilleure compréhension de ces questions puisque les résultats de l'optimisation peuvent s'écarter sensiblement des données observées. En définitive, la leçon essentielle à tirer de ces deux analyses est que les variations de la production nucléaire d'électricité entraînent d'importantes fluctuations de prix.

²⁰ Ce qui explique pourquoi cet indicateur a été choisi comme proxy pour calculer l'impact sur les prix de gros de l'électricité dans le modèle d'optimisation.

5. Conclusion

Le redémarrage de trois réacteurs nucléaires en Belgique, lesquels représentent une capacité totale de 2447 MW, a des répercussions indéniables sur une série d'indicateurs nationaux et internationaux. La Belgique étant un État membre européen largement interconnecté à la fois physiquement et virtuellement (grâce au couplage des marchés), les variations de sa production nucléaire se ressentent dans toute l'Europe. D'après les résultats du modèle d'optimisation, le redémarrage a des effets positifs sur le bien-être général, le surplus du consommateur et les émissions de CO₂, tant à l'échelle de la Belgique qu'à un niveau européen agrégé. Les deux analyses mettent également en évidence des effets incontestables sur les prix. L'effet à la baisse sur les prix doit être appréhendé dans un contexte de progression des parts des sources d'énergie renouvelables, indispensable à la transition énergétique, et de stabilité, voire baisse de la demande (de pointe) (CREG, 2016b).

Les sources d'énergie renouvelables font l'objet de la directive 2009/28/CE et peuvent être considérées comme un vecteur essentiel de la transition énergétique vers une économie à faible intensité en carbone²¹ (Commission européenne, 2011, AIE, 2016). Néanmoins, elles se caractérisent par un coût marginal à court terme proche de zéro, ce qui entraîne une baisse des prix moyens sur les marchés de l'énergie (plus précisément « energy-only ») et une augmentation de la part des périodes de prix faibles (Sensfuss et al., 2008, Phan et Roques, 2015, Commission européenne, 2015). La réduction supplémentaire des prix par une augmentation de la capacité de production nucléaire à faibles coûts sape la rentabilité des centrales existantes et des investissements potentiels dans les renouvelables ou la production centralisée. Elle doit par conséquent être étudiée attentivement du point de vue de ses répercussions éventuelles sur l'adéquation de la capacité de production et, plus généralement, sur la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ce défi est d'autant plus grand que des investissements énormes devront être réalisés dans le secteur belge de l'électricité (Devogelaer et Gusbin, 2015) et que des prix faibles n'attireront pas les indispensables investissements. Nos constatations ont dès lors des implications importantes pour les politiques à mener. En effet, elles mettent en lumière la nécessité de tenir compte des pressions à la baisse exercées par une prolongation de la production nucléaire d'électricité sur les prix de gros de l'électricité au cas où l'on envisagerait de revoir (le calendrier de) la loi sur la sortie du nucléaire. Ces effets sont de nature à retarder la transition énergétique, qui pourtant s'impose.

²¹ Selon les projections de l'AIE pour les économies de l'OCDE, l'intensité en CO₂ moyenne de l'électricité doit diminuer de 411 g/kWh en 2015 à 15 g/kWh en 2050 si l'on veut atteindre l'objectif d'une limitation à 2°C de l'augmentation de la température du globe (AIE, 2016).

6. Références bibliographiques

AIE (2011), World Energy Outlook 2011.

AIE (2016), Re-powering markets, Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems.

Artelys France (2015), Artelys Crystal Super Grid documentation.

Commission européenne (2011), A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Impact Assessment, COM(2011) 112 final, SEC(2011) 289 final, Mars.

Commission européenne, DG Energie (2015), Quarterly Report on European Electricity Markets, Market Observatory for Energy, Volume 8, Issue 1, first quarter

CREG (2016a), Les composantes des prix de l'électricité et du gaz, ETUDE (F)160309-CDC-1516.

CREG (2016b), Évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2015, Note (Z)160114-CDC-1506.

Davis, L. et Hausman, C. (2014), The value of transmission in electricity markets: Evidence from a nuclear power plant closure, Energy Institute at Haas, Working Paper 248.

Devogelaer, D. et Gusbin, D. (2015), 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 3-15.

ENTSO-E (2016), Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>, [consultation en mars 2016].

Gusbin, D. et Henry, A. (2007), Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 1-07.

He, Y., Hildmann, M., Herzog, F. et Andersson, G. (2013), Modeling the Merit-order Curve of the European Energy Exchange Power Market in Germany, IEEE Transactions on Power Systems, 28(3), 3155-3164

Jacobsson, S. et Lauber, V. (2006), The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology, Energy Policy, 34(3), 256-276.

Knittel, C.R. et Roberts, M.R. (2005), An empirical examination of restructured electricity prices, Energy Economics, 27(5), 791-817.

Kunz, F., Hirschhausen, C., Möst, D. and Weigt, H. (2011), Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland Sind Engpässe zu befürchten?, TU Dresden, Electricity Markets Working Papers, WP-EM-44.

Laleman, R. et Albrecht, J. (2016), Belgian blackout? Estimations of the reserve margin during the nuclear phase-out, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 81, 416-426.

Liebl, D. (2013), Modeling and Forecasting Electricity Spot Prices: A Functional Data Perspective, The Annals of Applied Statistics, 7(3), 1562-1592.

- Matthes, F., Harthan, R. et Loreck, C. (2011a), Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte, Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Ökoinstitut, Berlin.
- Matthes, F., Harthan, R. et Loreck, C. (2011b), Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland, Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Ökoinstitut, Berlin.
- Müller, J., (2013) Stochastic Modeling of the Spot Price of Electricity Incorporating Commodities and Renewables as Exogenous Factors, Universität Siegen Dissertation, Siegen, 2013
- Nuclear Forum (2016), De elektriciteitsproductie op basis van kernenergie, <https://www.nuclearforum.be/energie/de-elektriciteitsproductie-op-basis-van-kernenergie>, [consultation en mars 2016].
- OIES 2016, Electricity markets are broken – can they be fixed?, Keay, M., OIES paper EL17, janvier.
- Phan, S. et Roques, F. (2015), Is the depressive effect of renewables on power prices contagious?, CEEM, Working Paper 2015-16.
- Sensfuss, F., Ragwitz, M. et Genoese, M. (2008), The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, *Energy Policy*, 36(8), 3086-3094.
- Traber, T. et Kemfer, C. (2012), German Nuclear Phase-out Policy Effects on European Electricity Wholesale Prices, Emission Prices, Conventional Power Plant Investments and Electricity Trade, DIW Berlin, Discussion Paper 1219.
- Thoenes, S., (2014), Understanding the Determinants of electricity Prices and the Impact of the German Nuclear Moratorium in 2011, *The Energy Journal*, 35(4).