



Des prix de l'électricité stables en dépit d'un *phase-out* massif en Belgique et dans les pays voisins?

30/03/2017



COMMUNAUTE



PROSPERITE



PROTECTION



Johan Albrecht

Senior Fellow Itinera Institute

Lennert Thomas & Sam Hamels

Université de Gand

Abstract

Au cours des 15 prochaines années, de nombreuses vieilles centrales électriques en Europe Centrale et Occidentale (CWE) seront amenées vers une fermeture. Ainsi, entre 80 à 116 GW de capacité disparaîtront du marché. Ce désengagement progressif (phase out) annoncé ne devrait néanmoins pas entraîner une augmentation importante des prix de gros pour l'électricité en 2030. Si la tendance à la baisse de la demande d'électricité se maintient et qu'elle s'accompagne d'une forte croissance de la capacité renouvelable, les prix de gros en 2030 seront comparables à ce qu'ils sont actuellement. Même avec un prix du CO₂ à € 60/tonne, un prix de € 50/MWh pour l'électricité en 2030 n'est pas à exclure. De telles prévisions de niveau des prix freinent les investissements et accentuent les risques en matière d'approvisionnement. Mais même en cas de pénurie qui serait due à un phase out plus ambitieux, nous retrouvons des risques similaires en matière de sécurité énergétique... Si l'on veut garantir la sécurité énergétique et soutenir la transition énergétique, il est indispensable de corriger le modèle de marché existant.

Introduction

L'évolution récente des prix de l'électricité induit quelques défis importants au sein du paysage énergétique actuel. Le faible niveau des prix de gros pour l'électricité augmentent la pression du marché sur les centrales aux coûts marginaux élevés jusqu'à les placer hors-jeu. Ce sont principalement les centrales au gaz, peu productives en Belgique et dans les pays voisins, qui ferment provisoirement voire définitivement leurs portes. Pourtant, ce sont précisément ces centrales au gaz, qui nous permettront de garantir la production flexible indispensable pendant les premières décennies de la transition énergétique. Les centrales au gaz forment l'épine dorsale de notre solution de back up en l'absence de soleil ou de vent. Certainement pour un pays dont l'ambition est de fermer toutes ses centrales nucléaires à terme. La probabilité d'une stagnation des prix de l'électricité pèse depuis plusieurs années sur le climat d'investissement en Europe Centrale et Occidentale (CWE). En l'absence de mécanismes de subvention, l'investissement en de nouvelles capacités de production à grande échelle est inexistant. Évoluons-nous vers un paysage énergétique libéralisé, où chaque investissement sera subventionné où tant rentabilité qu'évolution du marché sera régie par le politique?

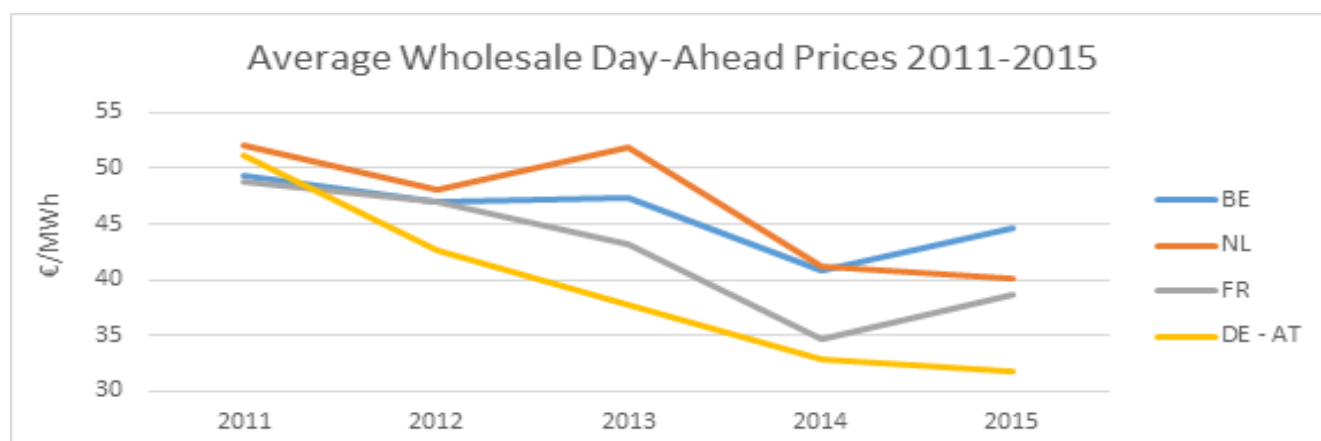
Le présent article analyse la façon dont les prix de gros pourraient évoluer en Europe Centrale et Occidentale (CWE) d'ici 2030. Le niveau futur des prix, comme dans n'importe quel marché, découlera de l'interaction entre l'offre et la demande. Nous allons détailler cette interaction au moyen de quelques hypothèses sur l'évolution de la demande et de l'offre. Le fonctionnement du marché est fortement influencé par les décisions des pouvoirs publics. La décision de soutenir l'expansion des technologies d'énergies renouvelables, a un grand impact sur la composition de l'offre (merit order curve). Le prix du CO₂ au sein du système EU ETS impacte la formation des prix à son tour, dans la mesure où le prix du carbone est répercuté dans le coût marginal des technologies fossiles. Enfin, certaines mesures qui ont été prises peuvent également influencer la demande d'électricité de façon radicale. L'Union Européenne s'est en effet engagée à faire baisser la demande d'énergie et d'électricité d'ici 2030.

Pourquoi de faibles prix de gros pour l'électricité?

Qui pourrait se dire opposé à de faibles prix de gros ? Les familles et les entreprises ne demandent pas mieux que de payer moins pour leur électricité. Chez nous, suite à l'augmentation de toutes sortes de redevances pour le réseau et autres taxes, la part de la 'matière première' (l'électricité produite) dans la facture finale du consommateur a baissé de façon systématique jusqu'à peu près de 30%. La facture d'électricité est avant tout une facture fiscale, en tout cas pour les familles. La facture adressée aux entreprises est composée différemment, mais ici aussi la 'matière première' ne représente qu'une partie de l'ensemble. Des prix réduits de gros pourraient entraîner une diminution de la redevance pour la composante 'matière première' dans la facture, mais dans la pratique cette baisse risque d'être plus que compensée par exemple par une augmentation des tarifs de distribution.

La Figure 1 illustre la tendance à la baisse des prix day ahead sur quelques marchés européens de l'électricité au cours de la période 2011 jusqu'à 2015. Le prix moyen de gros day-ahead en Europe Centrale et Occidentale s'élevait à environ € 41,9/MWh en 2015, soit d'à peu près 60 pour cent inférieur à celui de l'année 2008.

Figure 1 – Évolution des prix day ahead moyens (€/MWh)



Source : calculs propres sur la base des données Entsoe e (2016) et Tennet (2015)

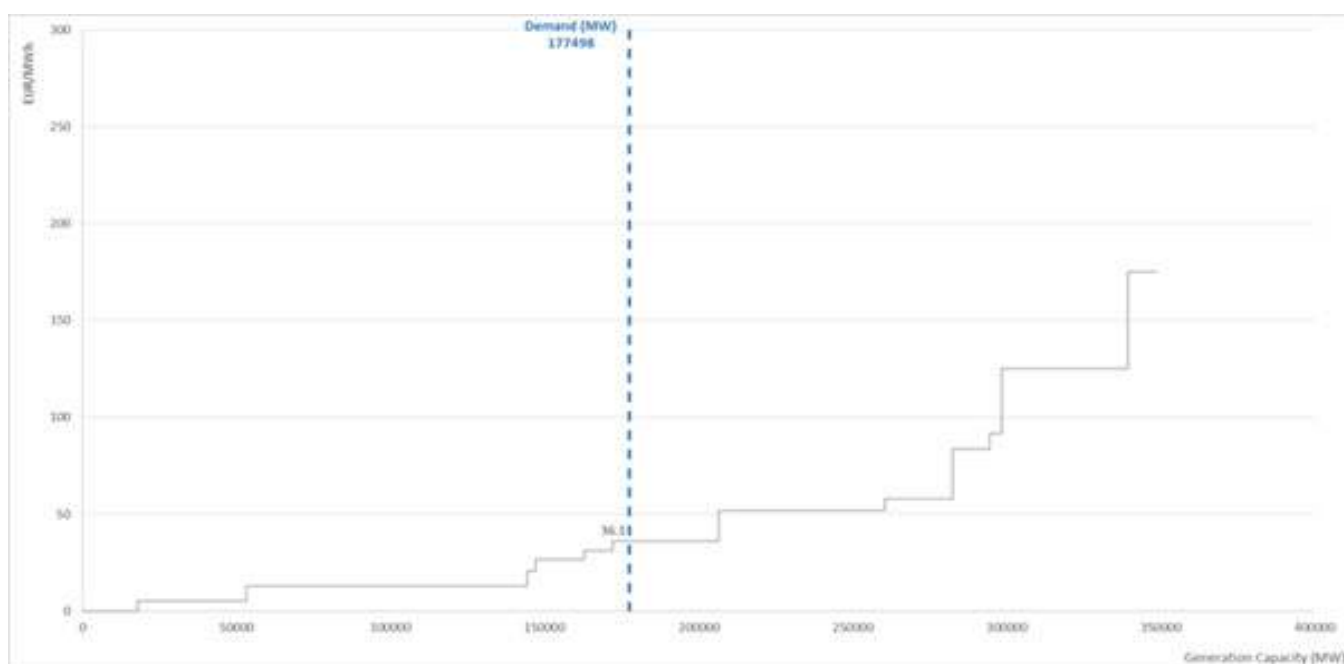
La cause de cette tendance à la baisse est triple. Les prix subissent une pression induite par une stagnation (voire une baisse) de la demande d'électricité, par une défaillance du système ETS accompagné d'un prix de droits d'émission de CO₂ (trop) faible et par une forte expansion de la capacité de production renouvelable au sein d'un marché en surcapacité. Pour certaines technologies, dont les centrales au gaz, les conséquences sont très lourdes. Même les centrales au gaz les plus efficaces au sein de la zone CWE tournent peu. Les pertes importantes subies par les centrales au gaz récemment construites font grimper les primes de risque demandées pour tout nouveau projet. Les prix bas que nous connaissons aujourd'hui induisent un paradoxe au niveau des investissements pour la prochaine décennie. Sans avoir garantie de subvention, personne ne veut investir. Pourtant, l'AIE estime que pour remplacer les vieilles centrales électriques et atteindre les objectifs climatiques, il faudrait investir environ \$ 2 200 milliards au cours des 10 prochaines années en Europe. Des investissements visant une capacité de production flexible et contrôlable, ou capacité ferme (firm capacity), sont essentiels pour soutenir la transition énergétique et garantir notre sécurité énergétique. Mais ces investissements se font attendre. Dans plusieurs pays européens, des redevances de capacité ont été introduites en guise de 'plan B' pour provoquer les investissements nécessaires.

Attentes au niveau des prix dans un modèle de dispatching CWE

Dans le cadre de cette transition vers un système d'électricité pauvre en carbone, il existe plusieurs facteurs qui risquent de renforcer la grande incertitude que ressentent les investisseurs. Une des questions principales est de savoir comment les prix de gros vont évoluer à moyen terme en Europe Centrale et Occidentale. Une indication de l'évolution future des prix a toute son importance au sein du débat sociétal actuel sur les mécanismes de soutien. Un des éléments susceptibles d'influencer l'évolution future des prix est l'abandon progressif (phase out) de la capacité de production conventionnelle. De manière générale, on s'attend à ce qu'au cours des 10 à 15 prochaines années, une part importante de la capacité de production conventionnelle et contrôlable (essentiellement des vieilles centrales nucléaires, au charbon et au lignite) disparaîtra du marché européen. Un vaste modèle demande offre (dispatching) a

été élaboré pour évaluer l'impact de ce phase-out sur les prix de gros. Le modèle effectue, par quart d'heure, des simulations de satisfaction à la demande d'électricité au sein de la zone CWE par le biais de différentes technologies de production. Le modèle considère la zone CWE (Belgique, Pays Bas, Allemagne, France, Autriche, Suisse et Royaume-Uni) comme un seul grand pays. Dans ce modèle, tant la demande que la capacité de production toutes technologies confondues sont agrégées au niveau CWE. Le prix établi à chaque quart d'heure dépend du coût de production marginal de la technologie de production déterminante pour le prix, 'marginale', selon Figure 2.

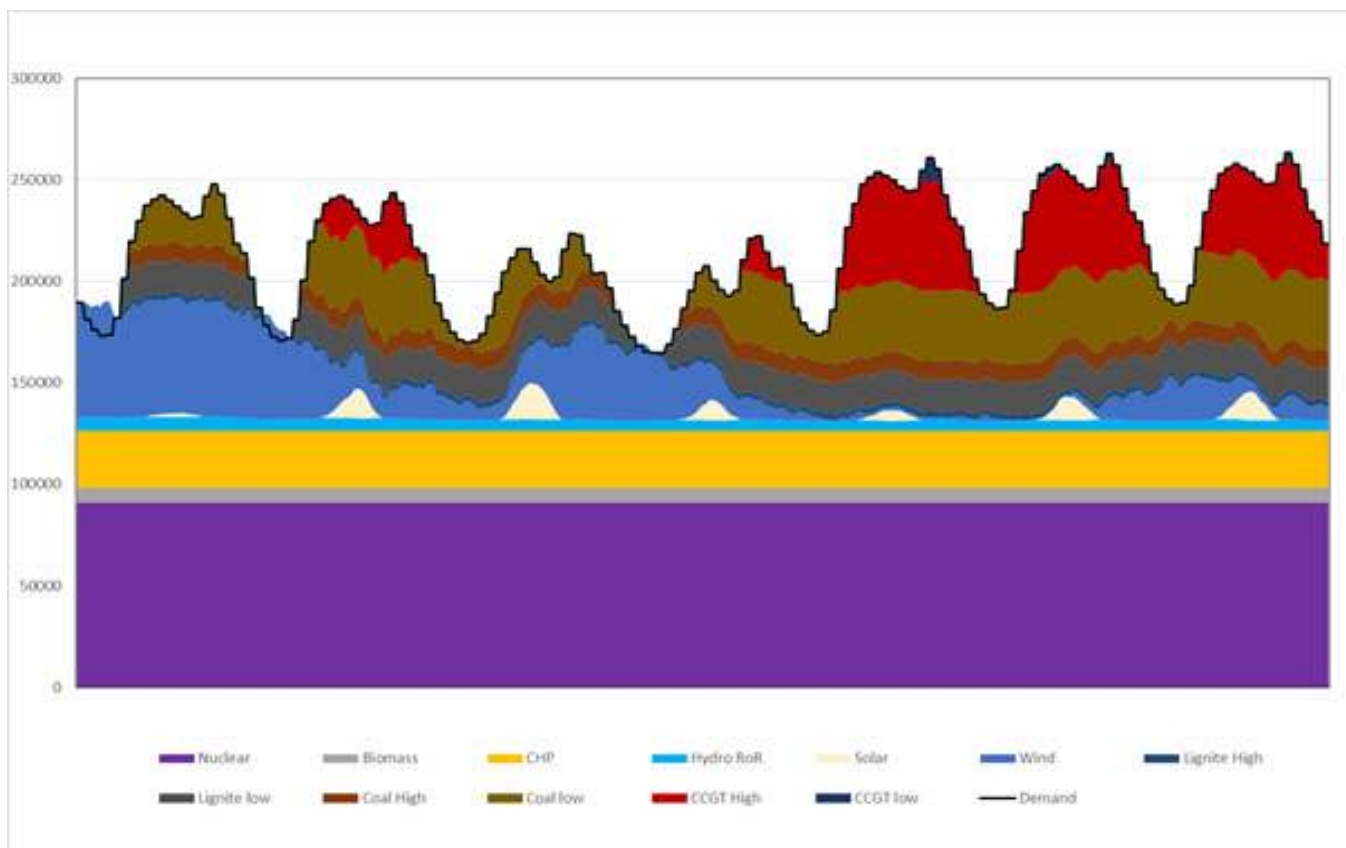
Figure 2 – Offre et demande pour 1 quart d'heure en 2015, agrégées pour la zone CWE



En rassemblant les données disponibles sur la demande d'électricité de tous les pays de la zone CWE et en la laissant évoluer vers 2030 selon certaines hypothèses (voir plus loin), il est possible de simuler la demande des prochaines années, quart d'heure par quart d'heure, sur la base d'une approche probabiliste. Le modèle de simulation calcule tant le prix de gros moyen à base annuelle, que la price duration curve correspondante. Afin de pouvoir évaluer le niveau de sécurité énergétique, le modèle quan-

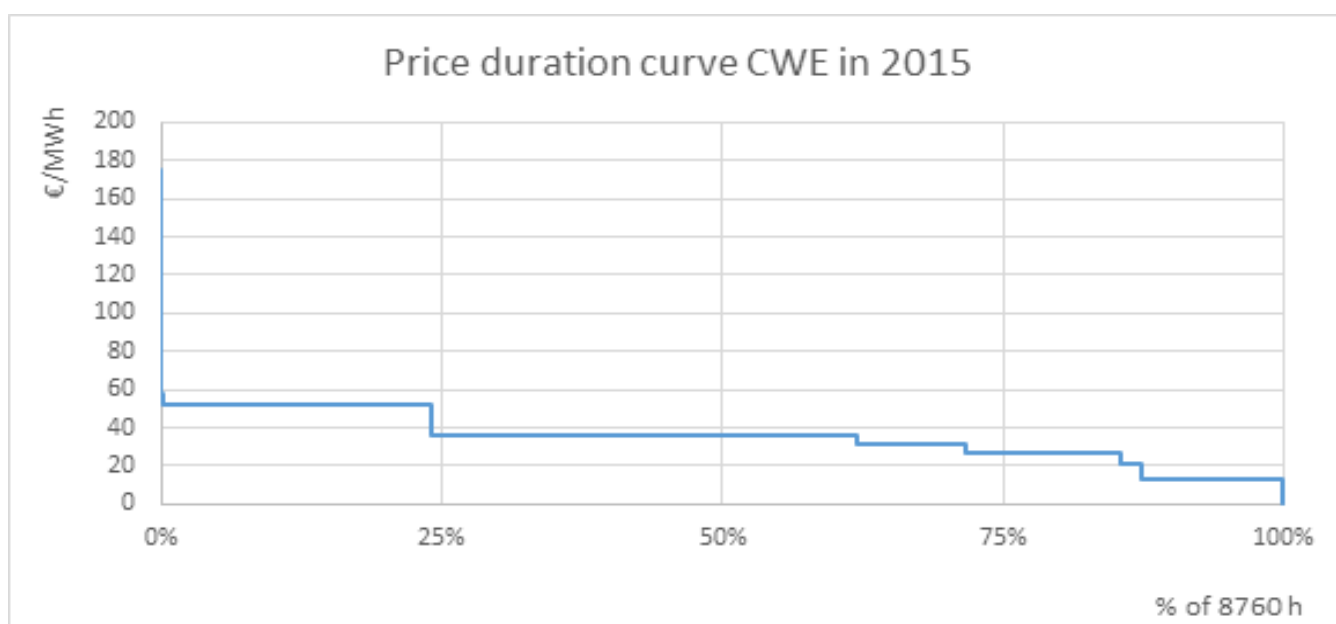
tifie le nombre d’heures par an où la demande totale, ou load, ne peut pas être couverte par l’ensemble des moyens de production disponibles dans le réseau. C’est ainsi que nous calculons la probabilité de délestage, ou Loss Of Load Expectation (LOLE). Pour représenter le fonctionnement du modèle, la Figure 3 illustre le dispatching ou l’allocation des différentes technologies de production pour répondre à la demande d’électricité pendant toute une semaine d’hiver en 2015. Les technologies avec les coûts marginaux les plus faibles figurent à gauche dans l’offre (merit order). Elles sont exploitées au maximum, tandis que les centrales avec les coûts marginaux les plus élevés sont typiquement mises en œuvre pour faire face aux pics de demande. La Figure 3 montre qu’une production éolienne élevée coïncide avec une faible production des centrales au gaz. Quand il y a peu de vent, les centrales au gaz tournent plus. Dans la pratique, le capital thermique est donc utilisé de façon intermittente.

Figure 3 – Output du modèle de dispatching sur une semaine d’hiver en 2015 (CWE)



La Figure 3 reflète un schéma de demande et d'offre donnant un prix d'équilibre par quart d'heure. Si nous appliquons le modèle développé sur l'année 2015, nous obtenons un prix de gros moyen de € 34,9/MWh. Ce prix moyen confirme les circonstances difficiles du marché actuel. La monotone des prix (price duration curve) correspondante est représentée en Figure 4. Si nous comparons le prix de gros moyen obtenu avec le prix moyen réel de € 41,9 au sein de la zone CWE, il apparaît que notre modèle simule un prix légèrement inférieur. Il y a plusieurs explications à cela. Tout d'abord, notre modèle suppose qu'il n'y a pas de congestion. Or, des technologies avec un coût marginal plus élevé peuvent être utilisées en cas de congestion. Ensuite, le modèle de simulation suppose une concurrence parfaite sans aucun pouvoir exercé par le marché proprement dit, alors que dans la réalité certains acteurs pourraient tenter d'influencer ce marché. D'autres manifestations de comportement stratégique ne sont pas non plus reprises dans le modèle. Globalement, nous pouvons conclure que les résultats du modèle sont indicatifs, mais que les prix réels pourraient s'en écarter de 10 à 20%. Il va de soi que le problème de congestion au sein du réseau de la zone CWE pourrait, lui aussi, évoluer considérablement d'ici 2030.

Figure 4 – Monotone des prix dans la zone CWE en 2015

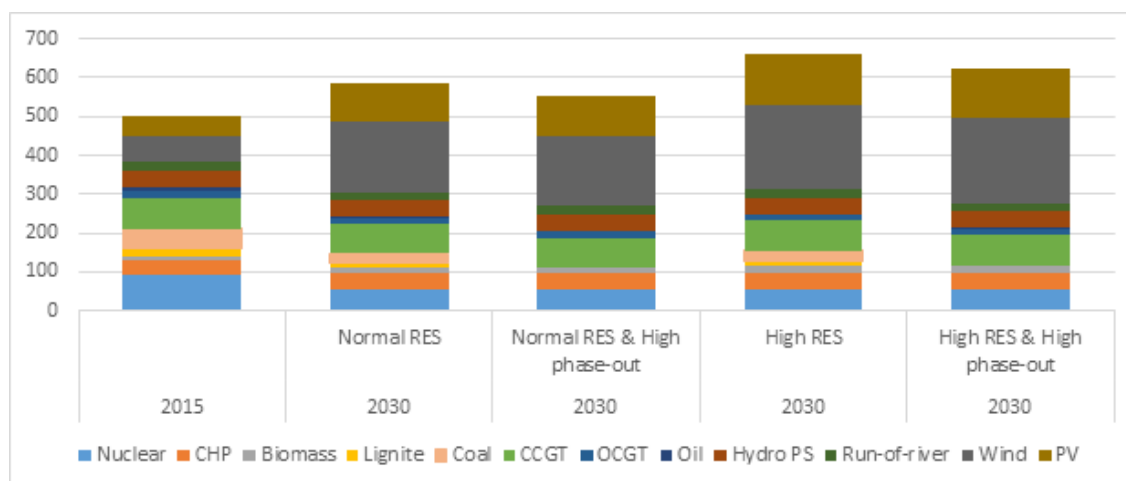


Prix de gros en 2030

D'ici à 2030, énormément de vieilles centrales arrêteront leurs activités et la capacité renouvelable augmentera sensiblement. Il n'est pas facile de savoir si, à terme, la capacité disponible augmentera ou diminuera. Mais on peut supposer que la capacité ferme baissera tandis que la capacité de production augmentera, dépendant de la météo. D'autres facteurs clés sont encore susceptibles de changer et sont intégrés dans le modèle de simulation.

Différentes simulations sont faites à l'horizon 2030 pour quantifier de manière aussi complète que possible l'impact du phase out sur les prix de la zone CWE. Les points centraux de l'analyse des scénarios sont la demande d'électricité, l'évolution du prix du CO₂ en Europe, les désengagements progressifs de vieux actifs, et l'augmentation de la capacité de production renouvelable. Au total, douze scénarios d'avenir différents ont ainsi été modélisés. De manière générale, le modèle suppose que 80 à 116 GW de capacité de production conventionnelle (centrales nucléaires, au charbon et au lignite) disparaîtront du marché de la zone CWE d'ici 2030. Cette supposition est induite par des facteurs technologiques mais aussi écologiques. Les directives européennes imposent en effet la fermeture des grandes centrales très polluantes (au charbon). Un scénario de désengagement très ambitieux (High Phase-out of HPO) envisage la suppression de 116 GW, tandis qu'un scénario de désengagement plutôt normal ou standard (Normal Phase-out of NPO) vise 80 GW de vieux actifs en moins. Ces options de phase out peuvent entraîner une pénurie croissante sur le marché, et le cas échéant des prix plus élevés. Au niveau du développement de la capacité de production renouvelable aussi, nous pouvons faire une distinction entre une évolution plutôt normale ou standard (Normal RES) et une évolution plus ambitieuse (High RES). La Figure 5 montre une vue d'ensemble de la capacité de production installée par technologie dans les différents scénarios.

Figure 5 – Capacité installée dans la zone CWE



Source : calculs propres sur la base des données Austrian power grid, 2015 ; Bundesnetzagentur, 2015 ; DECC, 2015 ; ECN, 2015 ; Elia, 2016 ; Entso-e 2015&2016 ; Eurostat, 2015 ; RTE, 2015 ; Swiss Federal Office of Energy, 2016

Enfin, d'ici 2030, la demande peut rester constante (CD), plutôt augmenter (HD) ou plutôt baisser (LD). Nous combinons ces trois options de demande, avec les deux options de phase out du vieux capital et les deux options de développement de la capacité renouvelable. Nous supposons en outre que le prix du CO₂ sera beaucoup plus élevé en 2030 qu'aujourd'hui. Le Tableau 1 donne les prix moyens attendus pour l'électricité en 2030 avec un prix du CO₂ de € 30 la tonne. Il en ressort que la combinaison d'une évolution normale de la capacité de production renouvelable avec un phase out de 80 GW de capacité de production conventionnelle, se traduira par un prix de € 46,8 à 53,6 par MWh en 2030 (voir S1, S5 et S9 dans le Tableau 1).

Tableau 1 – Prix de gros moyens et valeurs LOLE pour un prix du CO₂ de € 30/tonne

Scenario	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
Demand	*CD	CD	CD	CD	HD	HD	HD	HD	LD	LD	LD	LD
Phase-out	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO
RES	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR
Av. Price (€/MWh)	49.1	80.1	57.5	40.3	53.6	95.8	67.3	43.3	46.8	71.6	52.3	38.6
LOLE (h)	9.8	433.6	189.5	0.9	41.6	689.9	321.7	7.8	2.4	309.8	130.4	0.1

*Constant (CD), High (HD), Low (LD) demand

Normal (NPO), High (HPO) Phase-out

Normal (NR), High (HR) RES

Loss Of Load Expectation (LOLE)

Le Tableau 1 démontre qu'une demande légèrement croissante combinée à un phase out ambitieux et à un développement normal de la capacité renouvelable peut se traduire en un prix moyen attendu de près de € 96/MWh. Cette évolution des prix est naturellement très attrayante pour les producteurs, mais elle s'accompagne d'une probabilité de délestage (LOLE) inacceptable de 690 heures. Les responsables politiques devront donc prendre des mesures pour éviter que la sécurité énergétique ne puisse pas être garantie pendant plusieurs heures/jours. Afin de prévenir cette pénurie, il faudra donc ajouter de nouveaux actifs soutenus par des mécanismes de subvention spécifiques. Cela entraînera sans aucun doute une diminution importante de la probabilité de délestage (LOLE) ainsi que du prix. Du point de vue de la sécurité énergétique, seuls les scénarios avec une probabilité de délestage (LOLE) inférieure à 10 sont 'acceptables', ce qui revient à des attentes de prix comparables aux prix actuels.

Tout autres aspects étant égaux, un prix du CO₂ de € 60 la tonne résultera en prix de gros moyens de € 58,5 à 66,8/MWh en 2030 (voir S1, S5 et S9 dans le Tableau 2). Les prix observés dans ces scénarios se situent sous le coût marginal des centrales TGCC les plus efficaces, 26 à 31 % du temps par an. Même avec des prix du CO₂ plus élevés, nous constatons que c'est surtout un phase out plus ambitieux qui peut entraîner non seulement des prix de gros sensiblement plus élevés (voir par ex-

emple S6 avec un prix moyen de € 107/MWh) mais aussi des valeurs LOLE plus importantes. Il s'avère que la différence entre une augmentation normale de la capacité renouvelable et une augmentation importante de la capacité renouvelable se fait principalement ressentir dans les situations avec un phase out ambitieux. Dans le cas d'un phase out normal, l'impact du scénario renouvelable est moins déterminant.

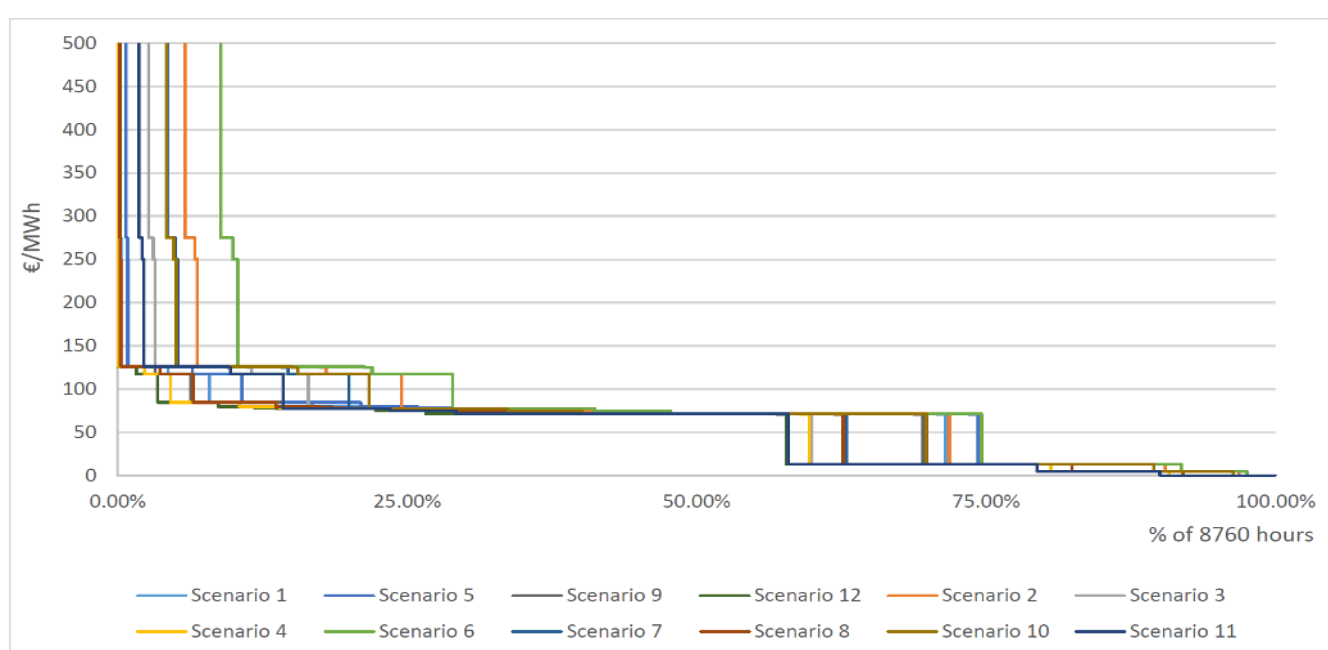
Tableau 2 – Prix de gros moyens et valeurs LOLE pour un prix du CO₂ de € 60/tonne

<i>Scenario</i>	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
<i>Demand</i>	*CD	CD	CD	CD	HD	HD	HD	HD	LD	LD	LD	LD
<i>Phase-out</i>	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO
<i>RES</i>	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR
Av. Price (€/MWh)	61.3	91.1	66.1	50.2	66.8	107.3	76.6	54.0	58.5	82.0	60.3	48.1
LOLE (h)	9.8	433.6	189.5	0.9	41.6	689.9	321.7	7.8	2.4	309.8	130.4	0.1

**Constant (CD), High (HD), Low (LD) demand
Normal (NPO), High (HPO) Phase-out
Normal (NR), High (HR) RES
Loss Of Load Expectation (LOLE)*

Les valeurs moyennes dans les tableaux ci dessus n'apportent aucune information supplémentaire sur la variation des prix. À cet effet, nous présentons dans la Figure 6 les différentes monotones des prix pour un prix du CO₂ de € 60.

Figure 6 - Monotone des prix en 2030 pour un prix du CO₂ de € 30 la tonne



Discussion

Une pénurie consécutive à un phase out ambitieux peut entraîner une augmentation sensible des prix de l'électricité. De tels scénarios débouchent sur un redoublement des prix actuels d'ici 2030. Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, ce résultat n'est pas souhaitable dans la mesure où le système électrique au niveau CWE devrait alors faire face à une pénurie grave 8 % du temps par an. Des prix élevés sont le reflet d'un problème de sécurité énergétique. Une demande en légère baisse combinée à une forte expansion de la capacité renouvelable peut se traduire par des prix moyens d'environ € 48/MWh, et cela avec un prix du CO₂ de € 60 la tonne (voir S12 dans le Tableau 2) d'ici 2030.

Nos résultats révèlent qu'un prix du CO₂ beaucoup plus élevé ne se traduit pas toujours par un prix de l'électricité beaucoup plus élevé. Cela ne veut pas dire que le prix du CO₂ n'aurait pas d'impact. Un prix du CO₂ de € 60 la tonne a un impact radical sur les coûts marginaux de centrales polluantes au charbon et au lignite, repoussant celles-ci dans la moitié inférieure de l'ordre de préséance économique. Aujourd'hui, nous ne trouvons pas ces centrales en Belgique, mais il y en a en Allemagne 'verte'. Un prix du CO₂ plus élevé accroît les opportunités de marché des centrales TGCC flexibles et moins polluantes, avec au final une baisse des émissions de CO₂.

La principale conclusion de notre analyse est que le phase out prévu du vieux capital ne se traduira pas forcément par des prix plus élevés. Si la tendance à la baisse de la demande d'électricité se confirme et s'accompagne d'une forte croissance de la capacité renouvelable, 2030 nous proposera des prix très comparables à ceux d'aujourd'hui. Mais des signaux forts en faveur des investissements se font attendre, et des risques d'approvisionnement pèsent sur notre avenir. Même en cas de pénurie qui serait due à un phase out ambitieux, nous retrouvons des risques similaires en matière de sécurité énergétique... Si l'on veut garantir la sécurité énergétique, il semble indispensable de corriger le modèle de marché actuel. Enfin, il convient également de signaler que, depuis la décision du Brexit, la fermeture attendue des centrales au charbon en Grande Bretagne n'est plus une certitude.