



ITINERA SAMENVATTING

Stabiele elektriciteitsprijzen ondanks massale phase-out in België en buurlanden?

30/03/2017



MENSEN



WELVAART



BESCHERMING



Johan Albrecht

Senior Fellow Itinera Institute

Lennert Thomas & Sam Hamels

Universiteit Gent

Abstract

In de komende 15 jaar worden in Centraal-West Europa (CWE) veel oude elektriciteitscentrales gesloten. 80 tot 116 GW oud kapitaal zal de markt verlaten. Toch zal deze voorziene phase-out niet leiden tot fors hogere groothandelsprijzen voor elektriciteit in 2030. Indien de dalende trend van de elektriciteitsvraag zich bestendigt en gepaard gaat met een sterke groei van de hernieuwbare capaciteit vinden we in 2030 groothandelsprijzen die vergelijkbaar zijn met het huidige prijsniveau. Zelfs bij een CO₂-prijs van € 60/ton is een elektriciteitsprijs van € 50/MWh in 2030 niet uit te sluiten. Bij dergelijke prijsverwachtingen blijven investeringen achterwege en worden bevoorradingsrisico's bestendigd. Maar ook bij krapte door een meer ambitieuze phase-out van oud kapitaal vinden we dezelfde risico's inzake energiezekerheid... Een bijsturing van het huidige marktmodel is aangewezen om de energiezekerheid te garanderen en de energietransitie te ondersteunen.

Inleiding

De recente evolutie van de elektriciteitsprijzen ligt aan de basis van enkele belangrijke uitdagingen in het huidige energielandschap. Lage groothandelsprijzen voor elektriciteit duwen centrales met hoge marginale kosten uit de markt. Vooral gascentrales draaien in België - maar ook in de buurlanden - weinig uren en worden tijdelijk tot definitief gesloten. Toch rekenen we op deze gascentrales om de nodige flexibele productie te garanderen in de eerstvolgende decennia van de energietransitie. Gascentrales vormen de ruggengraat van onze back-up indien er geen wind of zon is. En dat geldt zeker in een land met de ambitie om alle kerncentrales op termijn te sluiten. De verwachting dat de elektriciteitsprijzen laag zouden kunnen blijven, drukt al enkele jaren het investeringsklimaat in Centraal-West Europa (CWE). Zonder subsidiemechanismen wordt nergens nog geïnvesteerd in nieuwe grootschalige productiecapaciteit. Evolueren we naar een geliberaliseerd energielandschap waarbij elke investering gesubsidieerd wordt en waarbij zowel de rendabiliteit als de marktontwikkelingen politiek bepaald worden?

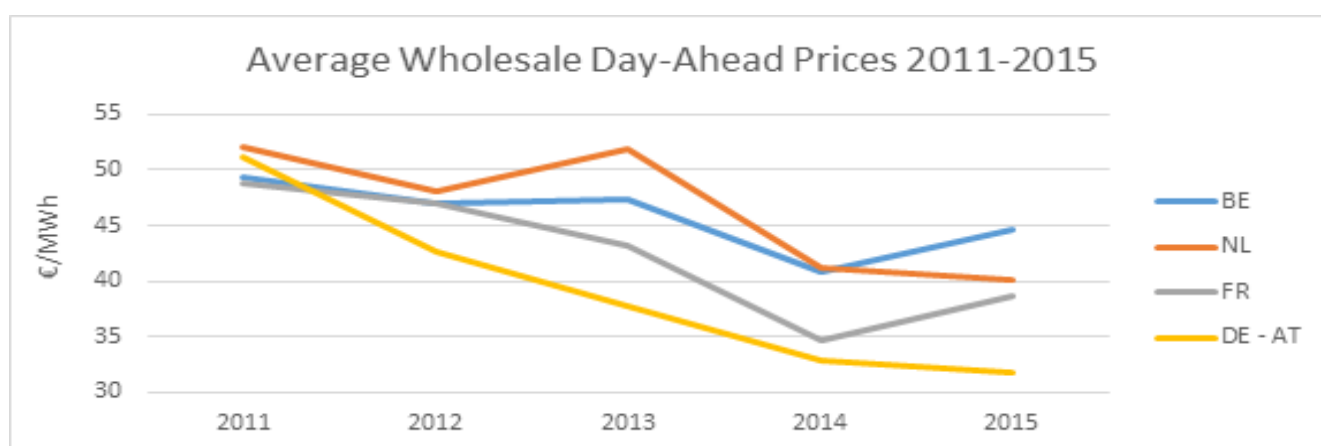
In deze bijdrage gaan we na hoe de groothandelsprijzen in Centraal-West Europa (CWE) zouden kunnen evolueren tegen 2030. Zoals in elke markt zal het toekomstige prijsniveau het gevolg zijn van de interactie tussen vraag en aanbod. We lichten deze interactie toe aan de hand van enkele hypothesen inzake de evolutie van zowel de vraag als het aanbod. De marktwerking wordt bovendien sterk beïnvloed door overheidsbeslissingen. De beslissing om de expansie van hernieuwbare energietechnologieën te ondersteunen, heeft een grote impact op de samenstelling van de aanbodzijde (merit-order curve). Daarnaast heeft de CO₂-prijs binnen EU ETS een impact op de prijsvorming aangezien de koolstofprijs doorgerekend wordt in de marginale kost van fossiele technologieën. En ten slotte zijn er diverse maatregelen genomen die de vraag naar elektriciteit ingrijpend kunnen beïnvloeden. De Europese Unie heeft immers het engagement uitgesproken om tegen 2030 de vraag naar energie en naar elektriciteit te doen dalen.

Waarom lage groothandelsprijzen voor elektriciteit?

Wie kan er tegen lage groothandelsprijzen zijn? Zowel de gezinnen als bedrijven betalen graag minder voor elektriciteit. In ons land is het aandeel van de 'commodity' of de geproduceerde elektriciteit in de finale factuur van de consument systematisch gedaald tot ongeveer 30% als gevolg van de toename van allereerste netwerkvergoedingen en belastingen. Zeker de elektriciteitsfactuur van gezinnen is vooral een fiscale afrekening. De factuur voor bedrijven is anders samengesteld maar ook hier is het aandeel van de 'commodity' maar een deel van het verhaal. Lagere groothandelsprijzen kunnen leiden tot een lagere vergoeding van de component 'commodity' in de factuur maar deze daling kan in de praktijk meer dan gecompenseerd worden door bijvoorbeeld de toename van de distributietarieven.

Figuur 1 geeft de dalende trend weer van de day-ahead prijzen op enkele Europese elektriciteitsmarkten voor de periode 2011-2015. De gemiddelde day-ahead groothandelsprijs in Centraal-West Europa bedroeg in het jaar 2015 zo'n € 41.9/MWh, ongeveer 60 procent lager dan het prijsniveau in het jaar 2008.

Figuur 1 – Evolutie gemiddelde day-ahead prijzen (€/MWh)



Bron: eigen berekeningen op basis van Entsoe-e (2016) en Tennet (2015)

De oorzaak voor de dalende trend is drieledig. Een stagnerende tot dalende elektriciteitsvraag, een falend ETS-systeem met een (te) lage prijs voor een CO₂-uitstootrecht en een sterke uitbouw van hernieuwbare productiecapaciteit in een markt met overcapaciteit drukken de prijs. Voor enkele technologieën zoals gascentrales zijn de gevolgen drastisch. Zelfs de meest efficiënte gascentrales in CWE realiseren weinig draaiuren. De zware verliezen op recent gebouwde gascentrales verhogen de gevraagde risicopremies voor elk toekomstig project.

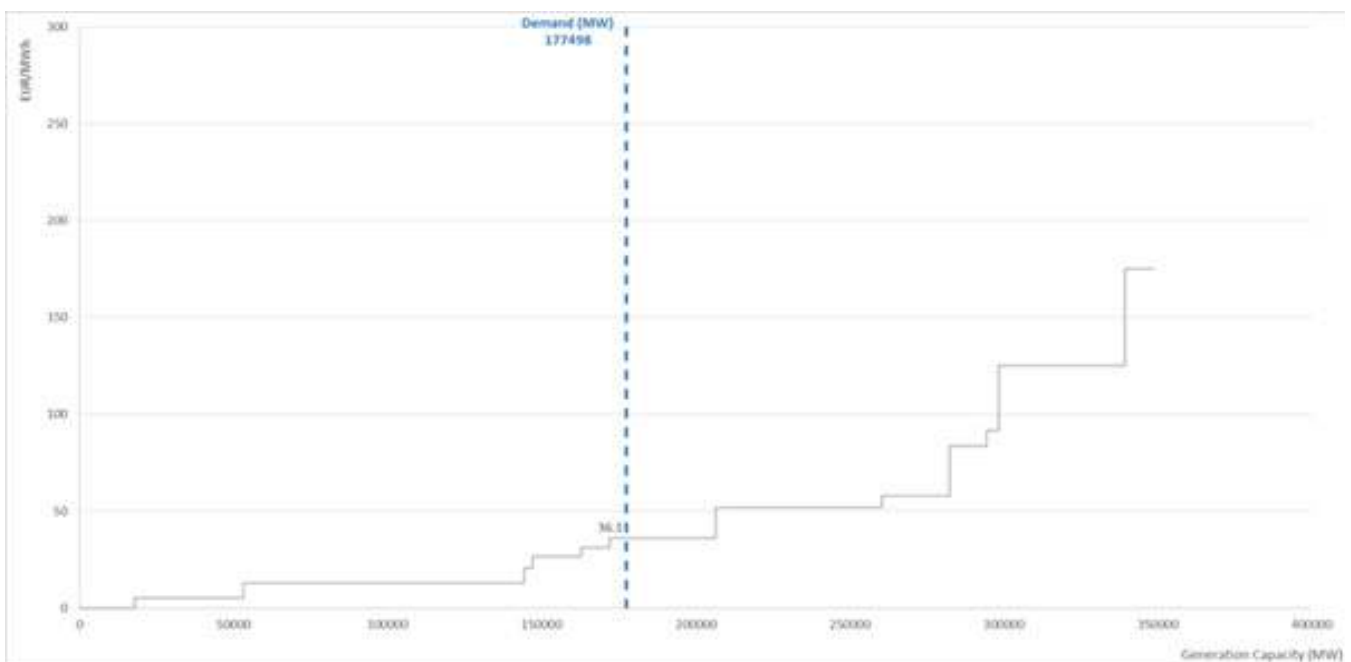
De lage prijzen van vandaag leiden tot een investeringsparadox voor het komende decennium. Niemand wil investeren zonder subsidiezekerheid terwijl er volgens het IEA alleen al voor de komende 10 jaar in Europa een investeringsbehoefte is van naar schatting \$ 2.200 miljard om oude elektriciteitscentrales te vervangen en om het behalen van de klimaatdoelstellingen veilig te stellen. Om de energietransitie te ondersteunen en onze energiezekerheid te garanderen, zijn investeringen in flexibel en controleerbaar productievermogen ('firm capacity') essentieel maar deze blijven voorlopig uit. In verschillende Europese landen werden capaciteitsvergoedingen als second-best oplossing geïntroduceerd om de noodzakelijke investeringen uit te lokken.

Prijsverwachtingen in een CWE-dispatching model

In de transitie naar een koolstofarm elektriciteitssysteem zijn er verschillende factoren die de grote onzekerheid voor investeerders dreigen te bestendigen. Eén van de kernvragen is hoe de groothandelsprijzen in Centraal-West Europa zullen evolueren op middellange termijn. Een indicatie van de toekomstige prijsontwikkeling is van belang in het huidige maatschappelijk debat inzake ondersteuningsmechanismen. Eén van de elementen die het toekomstige prijsverloop kunnen beïnvloeden, is de uitdoving ('phase-out') van conventionele productiecapaciteit. Algemeen wordt er verwacht dat in de komende 10 tot 15 jaar een significante hoeveelheid aan controleerbare conventionele productiecapaciteit – vooral oude, nucleaire steenkool en bruinkoolcentrales - uit de Europese markt zal verdwijnen. Om de impact van deze phase-outs op de groothandelsprijzen in

te schatten, werd een uitgebreid vraag-aanbod ('dispatching') model opgebouwd. Het model simuleert op kwartierbasis hoe er in CWE aan de elektriciteitsvraag wordt voldaan met behulp van verschillende elektriciteitsproductietechnologieën. Het model beschouwt CWE – bestaande uit België, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Oostenrijk, Zwitserland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk – als één groot land. Bijgevolg wordt zowel de vraag als de productiecapaciteit van alle technologieën geaggregeerd op CWE-niveau. De prijs die tot stand komt op ieder kwartier is het gevolg van de marginale productiekost van de prijszettende of 'marginale' productietechnologie, zoals weergegeven in Figuur 2.

Figuur 2 – Vraag en aanbod voor één kwartier in 2015, geaggregeerd voor CWE

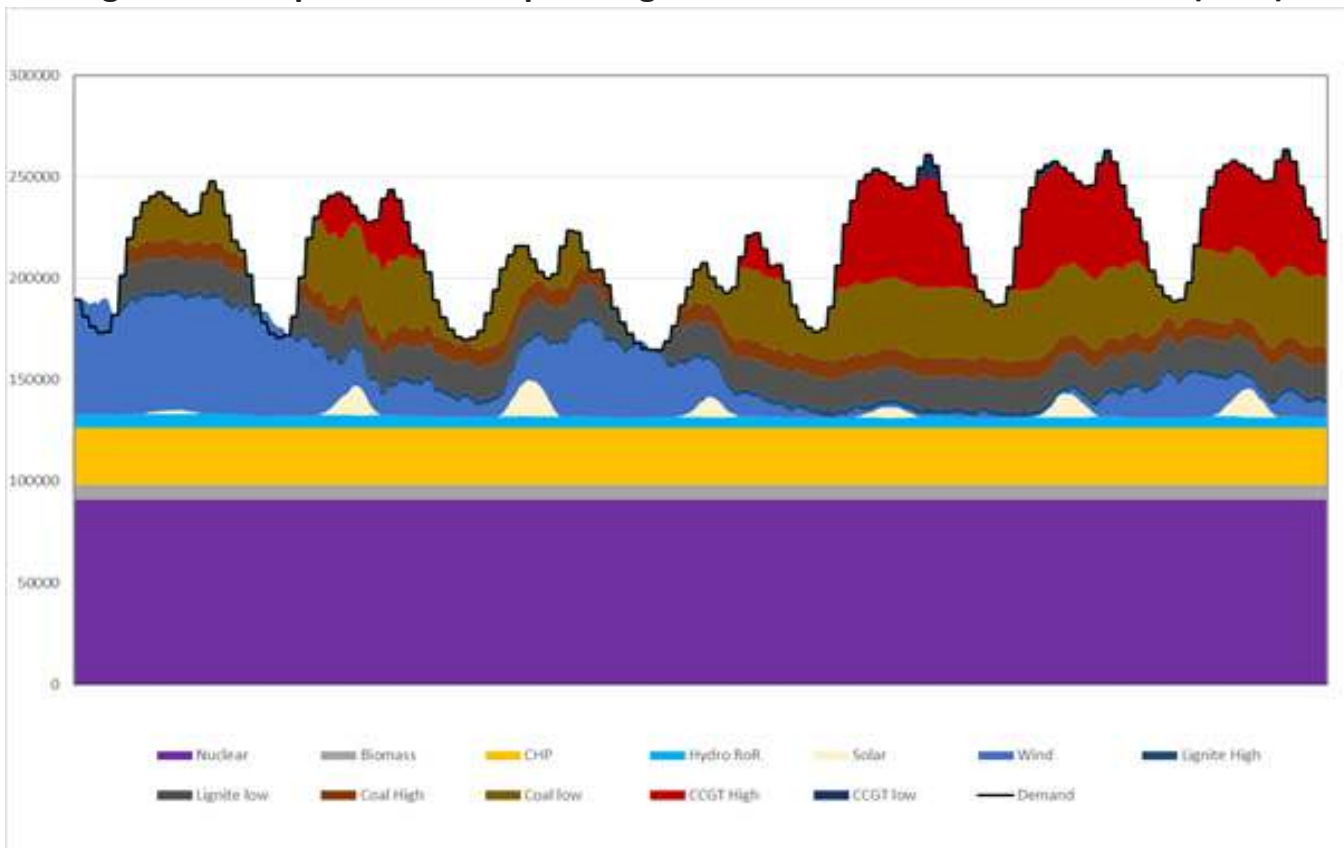


Door de beschikbare data over de vraag naar elektriciteit in alle CWE-landen samen te voegen en naar 2030 toe te laten evolueren volgens bepaalde hypothesen – zie verder – kan via een probabilistische benadering de vraag in toekomstige jaren kwartier per kwartier worden gesimuleerd. Zowel de gemiddelde groothandelprijs op jaarbasis als de corresponderende price duration curve worden door het simulatiemodel

berekend. Om een inschatting van het niveau van energiezekerheid te kunnen maken, kwantificeert het model het aantal uren op jaarbasis waarbij de load of totale vraag niet gedekt kan worden door het geheel aan productiemiddelen die ter beschikking staan van het net. Zo becijferen we de zogenaamde Loss Of Load Expectation (LOLE).

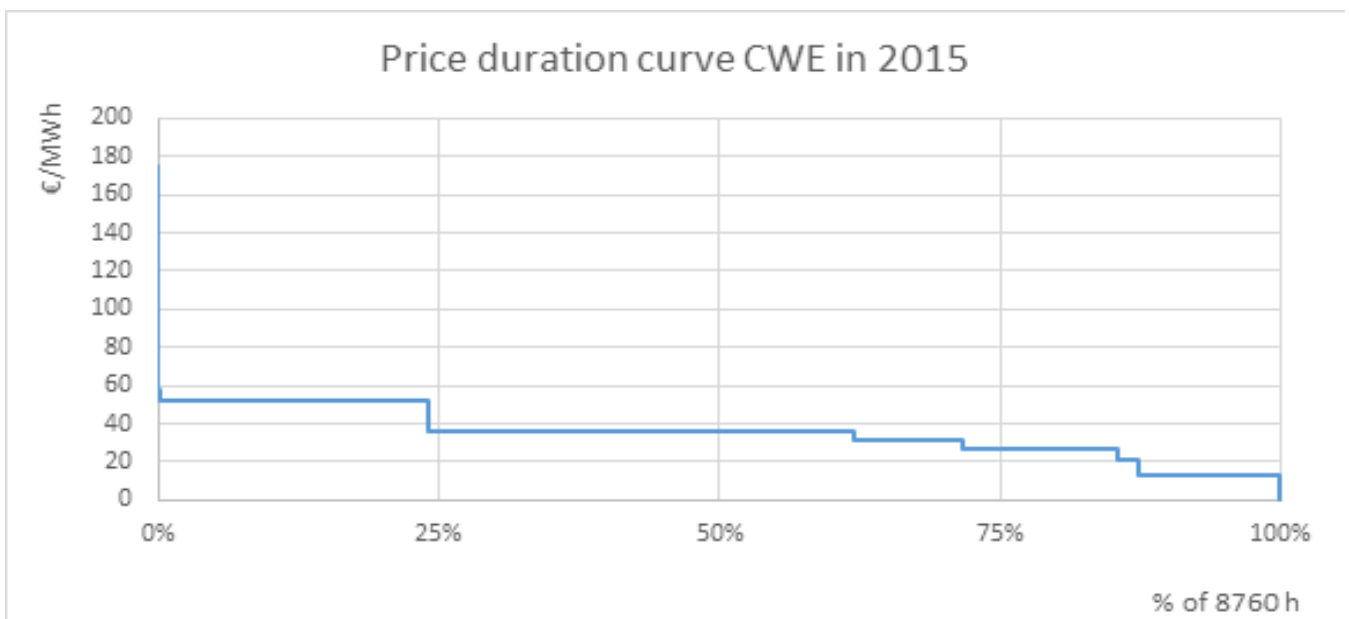
Om de werking van het model te illustreren, tonen we in Figuur 3 de dispatching of allocatie van de verschillende productietechnologieën om aan de elektriciteitsvraag te voldoen tijdens een volledige winterweek in 2015. De technologieën met de laagste marginale kosten vinden we links in de merit-order en worden maximaal benut terwijl de centrales met de hoogste marginale kost typisch ingezet worden om de pieken te volgen. Figuur 3 toont dat een hoge productie door windturbines samenvalt met een lage productie door gascentrales. Bij weinig wind draaien de gascentrales meer zodat thermisch kapitaal in de praktijk intermitterend gebruikt wordt.

Figuur 3 – Output van het dispatching model in één winterweek in 2015 (CWE)



Figuur 3 is het spiegelbeeld van een vraag- en aanbodschema dat per kwartier een evenwichtsprijs oplevert. Wanneer we het ontwikkelde model inzetten voor het jaar 2015 bekomen we een gemiddelde groothandelsprijs van € 34,9/MWh. Deze gemiddelde prijs bevestigt de huidige moeilijke marktomstandigheden. De corresponderende price duration curve wordt visueel weergegeven in Figuur 4. Als we de bekomen gemiddelde groothandelsprijs vergelijken met de werkelijke gemiddelde prijs van € 41,9 in CWE, blijkt dat ons model een iets lagere prijs simuleert. Hiertoe zijn enkele verklaringen. Vooreerst veronderstelt ons model dat er geen congestie optreedt. Bij congestie kunnen technologieën gebruikt worden met een hogere marginale kost. Voorts veronderstelt het simulatiemodel perfecte concurrentie zonder marktmacht. In de realiteit kunnen bepaalde spelers een beperkte marktmacht proberen uit te oefenen. Ook andere uitingen van strategisch gedrag zijn niet opgenomen in het model. Globaal kunnen we concluderen dat de resultaten van het model indicatief zijn maar dat de werkelijke prijzen hiervan 10 tot 20% kunnen afwijken. Natuurlijk kan tegen 2030 de congestieproblematiek in het CWE-netwerk sterk evolueren.

Figuur 4 – Price duration curve voor CWE in 2015

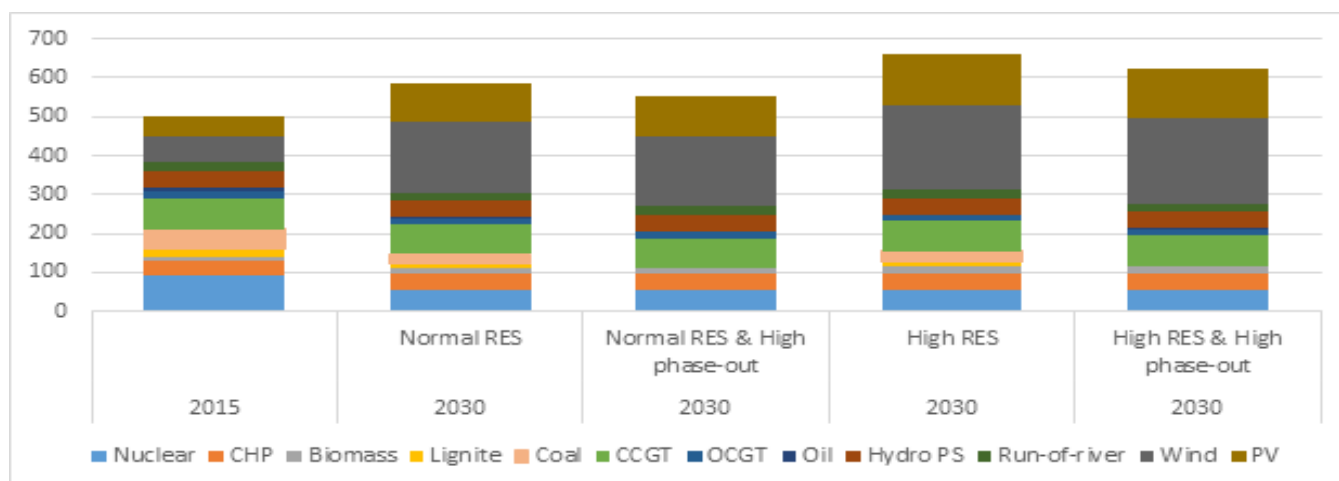


Groothandelsprijzen in 2030

Tussen vandaag en 2030 zullen heel wat oude centrales niet meer gebruikt worden. Intussen zal ook de hernieuwbare capaciteit sterk toenemen. Het blijft onduidelijk of de beschikbare capaciteit per saldo zal dalen of toenemen. Wel kunnen we vermoeden dat de firm capacity zal dalen terwijl de weersafhankelijke productiecapaciteit stijgt. Ook andere belangrijke factoren zijn aan verandering onderhevig en worden geïntegreerd in het simulatiemodel.

Omde impact van de phase-outs op de prijzen in CWE zo volledig mogelijk te kwantificeren, worden verschillende toekomstbeelden met als eindpunt 2030 gesimuleerd. In de scenarioanalyse staan centraal: de evolutie van de elektriciteitsvraag, de evolutie van de Europese CO₂-prijs, de phase-out van oude activa en de toename van hernieuwbare productiecapaciteit. In totaal werden twaalf verschillende toekomstbeelden gemodelleerd. Doorgaans wordt in het model verondersteld dat 80 tot 116 GW aan conventionele productiecapaciteit - bestaande uit nucleaire, steenkool- en bruinkoolcentrales - uit de CWE-markt zal treden tegen 2030. Deze verwachting is ingegeven door technologische maar ook door ecologische factoren. Sterk vervuilende grote (steenkool)centrales moeten immers als gevolg van Europese Directieven gesloten worden. In een zeer ambitieus phase-out scenario (High Phase-out of HPO) wordt 116 GW oud kapitaal geschrapt terwijl een eerder normaal of standaard phase-out scenario (Normal Phase-out of NPO) leidt tot 80 GW minder activa. Deze phase-out opties kunnen leiden tot meer krapte in de markt en eventueel hogere prijzen. Ook wat betreft de ontwikkeling van hernieuwbare productiecapaciteit kunnen we een onderscheid maken tussen een eerder normale of standaard evolutie (Normal RES) in vergelijking tot een meer ambitieuze ontwikkeling (Hig RES). Figuur 5 geeft een overzicht van het geïnstalleerde productievermogen per technologie in de verschillende scenario's.

Figuur 5 – Geïnstalleerde capaciteit in CWE



Bron: eigen berekeningen op basis van 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

Ten slotte kan de vraag tegen 2030 eerder constant blijven (CD), eerder toenemen (HD) of eerder dalen (LD). We combineren deze drie vraagopties met de twee opties inzake de phase-out van oud kapitaal en met de twee opties inzake de ontwikkeling van hernieuwbare capaciteit. Ook veronderstellen we dat de CO₂-prijs tegen 2030 aanzienlijk hoger zal zijn dan vandaag. Bij een CO₂-prijs gelijk aan € 30 per ton vinden we in Tabel 1 de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijzen in 2030. Hieruit blijkt dat de combinatie van een normale evolutie van de hernieuwbare productiecapaciteit en de phase-out van 80 GW conventioneel productievermogen leidt tot een prijsniveau van € 46.8 tot 53.6 per MWh in 2030 (zie S1, S5 en S9 in Tabel 1).

Tabel 1 – Gemiddelde groothandelsprijzen en LOLE-waarden bij een CO₂-prijs van € 30/ton

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)

Uit Tabel 1 blijkt dat een licht stijgende vraag in combinatie met een ambitieuze phase-out en een normale ontwikkeling van de hernieuwbare capaciteit leidt tot een verwachte gemiddelde prijs van bijna € 96/MWh. Deze prijsevolutie is vanzelfsprekend zeer aantrekkelijk voor de producenten maar gaat gepaard met een onaanvaardbare LOLE van 690 uur. Beleidsmakers zullen dus maatregelen treffen om te vermijden dat de energiezekerheid gedurende vele uren/dagen niet gegarandeerd kan worden. Er zullen dus activa bijkomen via specifieke subsidiemechanismen zodat de krapte verdwijnt. Hierdoor daalt de verwachting inzake LOLE ongetwijfeld zeer sterk, evenals de prijs. Vanuit een energiezekerheidsperspectief zijn alleen de scenario's met een LOLE lager dan 10 'aanvaardbaar' wat neerkomt op prijsverwachtingen die in de lijn liggen van de huidige prijzen.

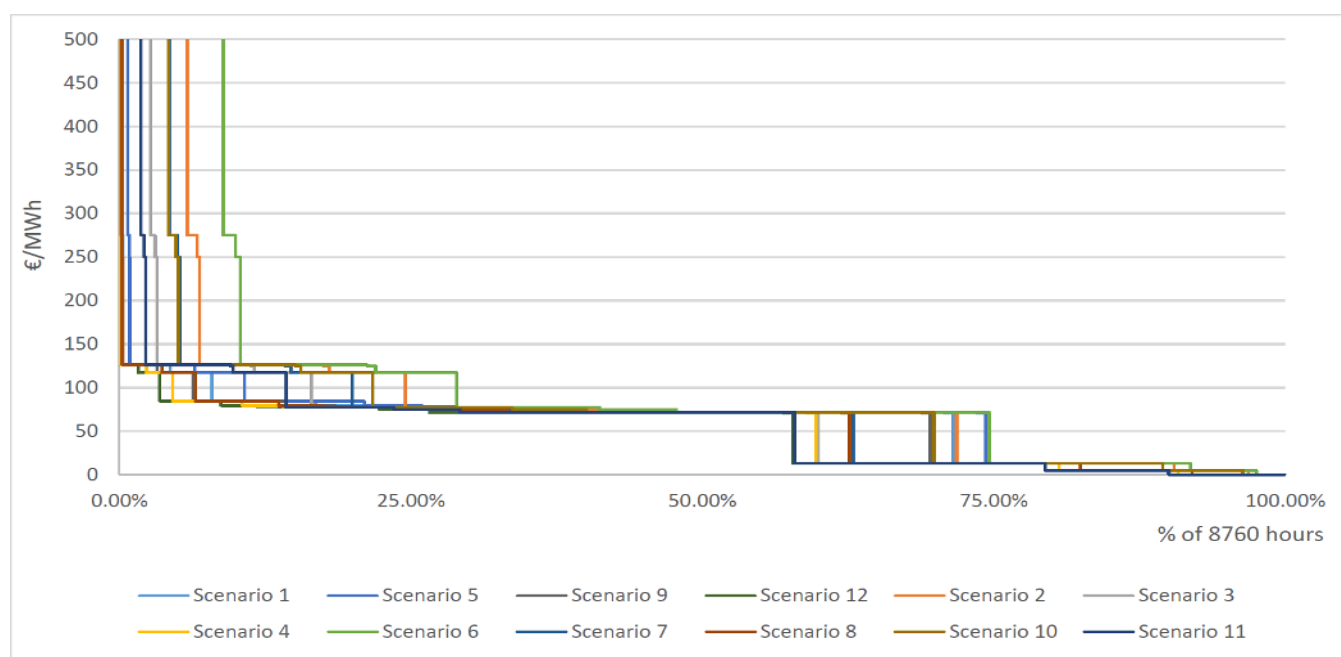
Een CO₂-prijs van € 60 per ton leidt ceteris paribus tot gemiddelde groothandelsprijzen van € 58.5 tot 66.8/MWh in 2030 (zie S1, S5 en S9 in Tabel 2). De waargenomen prijzen liggen in deze scenario's op jaarbasis voor 26 tot 31 % van de tijd onder de marginale kost van de meest efficiënte CCGT's. Ook bij hogere CO₂-prijzen vinden we dat vooral een meer ambitieuze phase-out kan leiden tot aanzienlijk hogere groothandelsprijzen – zie bijvoorbeeld S6 met een gemiddelde prijs van € 107/MWh – maar ook tot hogere LOLE-waarden. Ook blijkt dat het verschil tussen een normale toename van de hernieuwbare capaciteit en een forse toename van de hernieuwbare capaciteit vooral speelt bij situaties met een ambitieuze phase-out. Bij een normale phase-out is de impact van het hernieuwbare scenario minder doorslaggevend.

Tabel 2 – Gemiddelde groothandelsprijzen en LOLE-waarden bij een CO₂-prijs van € 60/ton

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)	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)

De gemiddelde waarden in bovenstaande tabellen bieden geen verdere informatie over de prijsvariantie. Hiertoe presenteren we in Figuur 6 de verschillende price duration curves bij een CO₂-prijs gelijk aan € 60.

Figuur 6 – Price duration curve in 2030 bij een CO₂-prijs van € 30 per ton


Discussie

Krapte door een ambitieuze phase-out kan leiden tot aanzienlijk hogere elektriciteitsprijzen. Dergelijke scenario's monden uit in een verdubbeling van de huidige prijzen tegen 2030. Vanuit bevoorradingszekerheidsperspectief is dit resultaat niet wenselijk aangezien het elektriciteitssysteem op CWE-niveau op jaarbasis tot 8 % van de tijd te kampen zou krijgen met een acuut elektriciteitstekort. Hoge prijzen zijn het spiegelbeeld van een problematische energiezekerheid. Bovendien kan een licht dalende vraag in combinatie met een sterke expansie van de hernieuwbare capaciteit tegen 2030 leiden tot gemiddelde prijzen van ongeveer € 48/MWh en dat bij een CO₂-prijs van € 60 per ton (zie S12 in Tabel 2).

Onze resultaten tonen aan dat een fors hogere CO₂-prijs op zich niet altijd leidt tot een veel hogere elektriciteitsprijs. Dit betekent niet dat de CO₂-prijs van weinig belang zou zijn. Een CO₂-prijs van € 60 per ton heeft een ingrijpende impact op de marginale kosten van vervuilende steen- en bruinkoolcentrales waardoor ze naar de achterste helft in de merit-order worden geduwd. Deze centrales vinden we vandaag niet in België maar wel in het groene Duitsland. Een hogere CO₂-prijs verbetert de marktkansen voor flexibele en minder CO₂-intensieve CCGT-centrales wat zal leiden tot een lagere CO₂-uitstoot.

De belangrijkste conclusie uit onze analyse is dat de voorziene phase-out van oud kapitaal op zich niet zal leiden tot hogere prijzen. Indien de dalende trend van de elektriciteitsvraag zich bestendigt en gepaard gaat met een sterke groei van de hernieuwbare capaciteit vinden we in 2030 prijzen die sterk vergelijkbaar zijn met het huidige prijsniveau. Hierbij blijven sterke investeringssignalen achterwege en loeren toekomstige bevoorradingsrisico's om de hoek. Maar ook bij krapte door een ambitieuze phase-out vinden we dezelfde risico' inzake energiezekerheid... Om de energiezekerheid te kunnen waarborgen in de toekomst lijkt een bijsturing van het huidige marktmodel dan ook aangewezen. Tot slot moet ook vermeld worden dat de verwachte sluiting van Britse steenkoolcentrales sinds de Brexit-beslissing niet zeker meer is.