ITINERA INSTITUTE ANALYSE
ONAFHANKELIJKE DENKTANK | KLARE IDEEËN, KLAAR VOOR ACTIE

Groene Europa promoot steenkool. Hoe het Europese klimaatbeleid de energietransitie dreigt te vertragen…

2012/22
14 | 11 | 2012
MENSEN
WELVAART
BESCHERMING

Samenvatting

In 2011 steeg de consumptie van steenkool in Europa met 3.6% terwijl de vraag naar gas daalde met 9%. Deze evolutie gaat in tegen alle projecties uit energietransitiescenario's waarbij steenkoolcentrales vervangen worden door gascentrales. Steenkool is en blijft de meest CO_2-intensieve energiedrager. Deze markante opmars van steenkool evolutie is het gevolg van een marktrealiteit die op een structurele wijze bepaald wordt door het Europese klimaatbeleid. Het complexe Europese klimaatbeleid koppelt een zeer lage CO_2-prijs aan hoge investeringen in hernieuwbare energietechnologieën bij een licht dalende vraag naar elektriciteit. Hierdoor is er een structurele overcapaciteit met lage elektriciteitsprijzen als gevolg. Omwille van de hoge brandstofkost worden efficiënte gascentrales bij lage elektriciteitsprijzen uit de markt gedreven door oude steenkoolcentrales met een veel hogere CO_2-uitstoot. In landen zoals Duitsland dreigt zelfs een steenkool lock-in omdat niemand nog kan investeren in gascentrales. Flexibele gascentrales spelen wel een sleutelrol in de noodzakelijke energietransitie op lange termijn. Het dure klimaatbeleid van het groene Europa dreigt de energietransitie te vertragen terwijl in de VS net de omgekeerde evolutie aan de gang is als gevolg van het shale gas fenomeen.

Johan Albrecht
Senior Fellow Itinera Institute

De groene ambities van Europa zijn algemeen bekend. Met het "20/20/20" pakket[1] van maart 2007 wil de Europese Unie de uitstoot van broeikasgassen met 20% verminderen ten opzichte van 1990. Ook moet het aandeel van hernieuwbare energie in de totale energieconsumptie stijgen tot 20% in 2020 terwijl de algemene energie-efficiëntie met 20% verbeterd moet worden. Sinds 2005 wordt het Europese klimaatbeleid bovendien ondersteund door intra-Europese handel in CO_2-emissierechten (ETS of het Emissions Trading Scheme).

Dure beleidsoverlappingen

Het Europese klimaatbeleid is complex omwille van de vele interacties tussen de verschillende subdoelstellingen en instrumenten. Investeringen in energiebesparingen beperken de vraag naar fossiele energie en de uitstoot van broeikasgassen. Meer hernieuwbare energie kan leiden tot een lagere benutting van steenkool- en gascentrales waardoor de emissies in de elektriciteitssector beperkt worden. Het "20/20/20" pakket komt neer op drie keer hetzelfde, alleen legt de Europese Commissies technologische keuzes op aan de Lidstaten. Dit is eigenaardig omdat ETS op zich een technologie-neutraal instrument is. Door de enorme verschillen in de reductiekost per ton CO_2 dreigt dit opleggen van technologische keuzes zeer duur uit te vallen. Uit alle economische analyses van het "20/20/20" pakket blijkt dat de kost van het Europese klimaatbeleid twee of drie keer duurder zal uitvallen dan een eenvoudiger beleid met dezelfde emissiereductie maar zonder dwingende technologische keuzes. Dit verschil is deels toe te schrijven aan de impact van hoge investeringen in dure hernieuwbare energietechnologieën die de prijs per ton CO_2 in het ETS drukken waardoor de kostenefficiënte omschakeling van steenkool naar gas in de elektriciteitssector vertraagd wordt[2]. De Europese Commissie is al jarenlang op de hoogte van deze analyses.

Klimaatleider?

Europa ziet zichzelf graag als de leider in het internationale klimaatgebeuren. Af en toe pakt een Europees Commissaris uit met speechtitels zoals '*Climate Change: Why a Global Response needs European Leadership*[3]'. En ja, het Europese klimaatbeleid blijkt vrij goed te werken. Tussen 1990 en 2010 daalde de CO_2-uitstoot in de EU-27 met 10 tot 15%. De uitstoot wordt niet echt gemeten maar berekend waardoor elke evolutie van de emissies afhankelijk is van de gehanteerde methodologie (bijv. inzake veranderingen in landgebruik, het aantal broeikasgassen, technologische assumpties, internationaal transport, biomassagebruik, variabiliteit in temperatuur, etc.)[4]. Maar hoe indrukwekkend is het Europese klimaatparcours? Wat kunnen we concluderen uit recente analyses die de evolutie van uitstoot in de EU vergelijken met de evolutie in de VS en de rest van de wereld? De Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) van het Joint Research Center (JRC) van de Europese Unie maakt deze vergelijking mogelijk. Uit de analyses van het EU-JRC blijkt dat de CO_2-uitstoot in de EU-27 en EU-15 met 4.4 en respectievelijk 5.1% daalde tussen 2000 en 2010. In de Verenigde Staten daalden de

1 Voor een overzicht verwijzen we naar: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm

2 Böhringer, C., Rutherford, T. en Tol, R. (2009). The EU 20/20/20 targets: an overview of the EMF22 assessment. *Energy Economics* **31**, S268-S273

3 http://www.eu-un.europa.eu/articles/fr/article_6670_fr.htm

4 Zie o.a. European Environment Agency (http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2012)

emissies in dezelfde periode met 5.7% *zonder* een uitgesproken klimaatbeleid en *zonder* dwingende doelstellingen inzake hernieuwbare energie. Is het Europese klimaatbeleid werkelijk zo ambitieus of bijzonder, als in de VS een iets hogere emissiereductie wordt gerealiseerd bij een hogere cumulatieve economische groei?

Tabel 1 – Evolutie CO_2-uitstoot 1990-2010 (in miljard ton)

	1990	2000	2010	% 2010-1990	%2010/2000
EU-27	4.35	4.08	3.91	-10.1%	-4.4%
EU-15	3.33	3.33	3.16	-5.1%	-5.1%
Duitsland	1.02	0.87	0.84	-17.7%	-3.5%
Frankrijk	0.39	0.41	0.38	-2.6%	-7.3%
Italië	0.43	0.46	0.42	-2.4%	-8.7%
V.K	0.59	0.55	0.50	-15.2%	-9.1%
Verenigde Staten	4.99	5.87	5.53	+10.8%	-5.7%
Japan	1.16	1.28	1.26	+8.6%	-1.6%
China	2.51	3.56	8.90	+254%	+150%
Totaal	22.7	25.4	33.0	+45%	+30.5%

Bron: EU-JRC (2012). Long-term trends in global CO_2 emissions – 2012 report (http://edgar.jrc.ec.europa.eu/index.php)

Tussen 1990 en 2000 steeg de uitstoot in de VS zeer sterk terwijl deze stabiel bleef in de EU-15 (o.a. als gevolg van de Duitse eenmaking). Tussen 1990 en pakweg 1998 was van een dwingend klimaatbeleid echter geen sprake zodat de evolutie van de emissies in het decennium zonder klimaatdoelstellingen op zich niet relevant is.

Tabel 1 toont dat mondiale uitstoot van CO_2 in de periode 2000-2010 steeg met 30.5%. Deze stijging is het rechtstreekse gevolg van de globale toename van de productie van elektriciteit op basis van steenkool[5]. In 2009 waren steenkoolcentrales goed voor 73% van de globale emissies van de elektriciteitssector. Meer dan de helft van de huidige steenkoolcapaciteit betreft relatief kleine centrales (tot 300 MW) van meer dan 25 jaar oud en met een problematisch laag rendement.
In 2011 daalden de CO_2-emissies in Europa met 3% terwijl de uitstoot in Japan en de Verenigde Staten met 2% afnam. China was in 2011 verantwoordelijk voor 29% van de mondiale uitstoot. De Verenigde Staten en Europa volgen met een aandeel van 16 en respectievelijk 11% op grote afstand[6]. De daling van de emissies in 2011 volgt op een toename van de emissies in 2010. In 2010 steeg de uitstoot in Europa nog met 3% na de daling met 4% in 2009 als gevolg van de crisis.

5 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Parijs)

6 EC (2012). Global CO_2 emissions reach new all-time high in 2011 (http://ec.europa.eu/clima/news)

Een beter parcours na 2010? Het referentiekader van de energietransitie.

Het klimaatbeleid heeft een finaliteit op lange termijn en de evolutie van de emissies in één enkel decennium (2000-2010) is maar een deel van het verhaal. Het huidige klimaat- en energiebeleid zou de energietransitie of de evolutie naar een koolstofarme economie tegen 2050 moeten inleiden. Over de energietransitie bestaan verschillende uitstekende rapporten. Hieruit kunnen we concluderen dat de energietransitie haalbaar is indien het grote potentieel van energie-efficientie optimaal benut wordt. Tegelijkertijd moeten we op een kostenefficiënte manier investeren in hernieuwbare energietechnologieën en het fossiele systeem vergroenen door oud kapitaal te vervangen door ultra-efficiënte fossiele technologieën. Voor de productie van elektriciteit dienen oude steenkoolcentrales deels vervangen te worden door ultra-efficiënte en flexibele gascentrales. Flexibele gascentrales vormen de ruggengraat in zowat alle transitiescenario's omdat hierdoor relatief goedkope emissiereducties kunnen worden gerealiseerd. De gascentrales die gebouwd zullen worden voor 2030 zijn nadien nodig als back-up voor de sterk toenemende hernieuwbare productie na 2030[7]. Flexibele gascentrales leiden dus niet tot een problematische fossiele *lock-in*.

7 Zie IHS CERA (2011). Sound Energy Policy for Europe. Pragmatic Pathways to a Low-Carbon Economy

Het ecologische rendement van gas: minimaal 320 g CO_2/kWh

Energiedragers kunnen op diverse manieren vergeleken worden. Vanuit het dominante CO_2-perspectief wordt gas steevast als de 'properste' fossiele energiebron beschouwd terwijl steenkool zorgt voor de hoogste CO_2-impact. De beste steenkoolcentrales hebben momenteel een uitstoot van 740 g CO_2/kWh terwijl een vergelijkbare *state-of-the art* CCGT gascentrale minder dan 400 g CO_2/kWh emitteert[8]. Dit verschil is aanzienlijk maar technologische verbeteringen bieden het potentieel om de uitstoot van steenkoolcentrales te beperken tot 670 g CO_2/kWh[9]. Voor gascentrales zou een uitstoot van 350 g CO_2/kWh op termijn mogelijk worden. Door zwavelcomponenten uit gas te verwijderen vooraleer gas vloeibaar gemaakt wordt, is het bovendien mogelijk om de SO_2-uitstoot van gasgestookte elektriciteitscentrales volledig te elimineren. Een bijkomende troef van gascentrales betreft de korte opstarttijd —tot 40 minuten voor een CCGT en minder dan 20 minuten voor een OCGT— en een *ramp rate* of toename van de last van 30% per minuut voor een open cyclus gas turbine (OCGT). Het opstarten van een conventionele steenkoolcentrale duurt 1 tot 6 uur terwijl de *ramp rate* beperkt blijft tot maximaal 5% per minuut[10]. In een elektriciteitssysteem dat flexibeler moet worden om in te spelen op de variabiliteit van de elektriciteitsproductie uit de wind en zon, zijn flexibele gascentrales van essentieel belang.

8 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Parijs)

9 Hiertoe wordt advanced ultra-supercritical (A-USC) technologie ontwikkeld met een efficiëntie van 50% bij stoomtemperaturen tot 760°C en een druk tot 35 MPa.

10 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Parijs)

Elektriciteit in Europa: steenkool verdringt gas

Een consistent transitiebeleid zou moeten resulteren in een daling van de vraag naar steenkool terwijl de gasconsumptie toeneemt. De energietransitie is nog steeds geen globaal fenomeen en het mag dan ook niet verrassen dat steenkool een constante waarde blijft in ons energiesysteem. Tussen 1973 en 2010 steeg het aandeel van steenkool in de mondiale productie van elektriciteit zelfs van 38.3 naar 40.6%[11]. Steenkool was in 2011 de fossiele brandstof waarvan de productie en consumptie globaal het sterkst toenam. De globale steenkoolproductie steeg met 6.1% in 2011. Opvallend is dat de steenkoolproductie in het groene Europa in 2011 voor het eerst steeg sinds 1995. Met een toename van de steenkoolproductie met 4.2 Mtoe of 2.6% blijft de Europese Unie een kleine speler in vergelijking met China waar de productie toenam met 229 Mtoe in 2011[12]. In de OESO-landen daalde de consumptie van steenkool in 2011 met 1.1% terwijl de consumptie sterk steeg in China en India. In de VS daalde het verbruik van steenkool met 4.6% of 24 Mtoe terwijl in het groene Europa de consumptie steeg met 3.6% of 10 Mtoe. In Japan daalde de steenkoolconsumptie met 4.8% omdat heel wat steenkoolcentrales beschadigd werden na de sterke aardbeving die tevens tot de Fukushima-catastrofe heeft geleid.

De belangrijkste factor achter deze markante evolutie is de duidelijke opmars van steenkool in de Europese elektriciteitsmarkten. Zo steeg de steenkoolconsumptie in Duitsland —het voorbeeldland inzake hernieuwbare energie— met 4.9% sinds de post-Fukushima aankondiging van Merkel om Duitse kerncentrales te sluiten[13]. RWE opende in augustus 2012 een nieuwe steenkoolcentrale van 2200 MW in de buurt van Keulen om ongeveer 3.4 miljoen Duitse gezinnen van elektriciteit te voorzien. Alleen al in Nordrhein-Westfalen worden momenteel 12 nieuwe steenkoolcentrales gebouwd die samen goed zullen zijn voor de CO_2-uitstoot van een land zoals Zwitserland. In 2010 produceerden Duitse steenkoolcentrales 274 TWh[14]. Slechts vier landen produceerden meer elektriciteit uit steenkool (China, VS, India en Japan). Naast de eigen productie importeerde Duitsland in 2010 ook nog 41 miljoen ton steenkool. De Europese steenkoolindustrie ontvangt intussen nog steeds subsidies (+/- € 2 mrd per jaar in Duitsland alleen) hoewel het afbouwen van de subsidies aan steenkoolmijnen al decennia lang besproken wordt. Het is zeer onwaarschijnlijk dat de steenkoolsubsidies in Europa echt verdwijnen voor 2018. In crisistijden ligt het afbouwen van de tewerkstelling in de Europese steenkoolmijnen extra gevoelig. Intussen worden Duitse gascentrales stilgelegd en kondigde E.ON aan om de eerste jaren niet meer te investeren in gascentrales omwille van de zeer problematische rendabiliteit. Wat in Duitsland gebeurt, is niet uniek. Ook in Nederland en België worden efficiënte gascentrales gesloten terwijl (oude) steenkoolcentrales in de markt blijven.

11 IEA (2012). Key World Energy Statistics 2012 (www.iea.org)
12 Rühl, C. en Giljum, J. (2012). Energy in 2011 – Disruption and Continuity. IAEE Energy Forum
13 Bloomberg (2012). Merkel's shift forces Germany to burn more coal (20 augustus 2012)
14 IEA (2012). Key World Energy Statistics 2012 (www.iea.org)

Elektriciteit in de VS: gas verdringt steenkool

Terwijl in Europa gascentrales worden verdrongen door steenkoolcentrales gebeurt in de Verenigde Staten net het omgekeerde. Deze atypische evolutie werd recent door analysten van het International Energy Agency (IEA) omschreven als '*Europe's Golden Age of Coal and Dark Age of Gas*'. Alle energiemarkten zijn globaal gekoppeld —op zich is dit de beste garantie op *energy security*— en de evoluties op de gasmarkten compenseren de evoluties van de steenkoolconsumptie. De globale gasproductie —inclusief *shale gas*— steeg in 2011 met 3.1% of 98 Bcm. Volgens BP steeg de gasproductie in Noord-Amerika met 5.5% in 2011 of 45 Bcm. De globale consumptie van gas nam toe met 2.2% waardoor de prijsdruk globaal wat afnam. In Azië steeg de gasconsumptie met 5.9%, in het Midden-Oosten met 6.9% en in Noord-Amerika met 3.3% of 28 Bcm. In Europa daalde de gasconsumptie op een nooit geziene wijze; min 9% of een daling met 42 Bcm[15].

Er is geen globale prijs voor gas omdat het product verhandeld wordt binnen geografisch bepaalde netwerken met een eigen dynamiek. In de VS daalden de gasprijzen in 2011 verder tot $4/Mmbtu (min 8%). In Europa stegen de prijzen tot ongeveer het dubbele van de Amerikaanse prijzen. Dit asymmetrische prijsverloop is deels het gevolg van de gehanteerde koppeling van gasprijzen aan olieprijzen in Europa, wat sterk prijsverhogend bleek te werken in 2011. Door de lage gasprijzen zijn steenkoolcentrales in de VS minder rendabel. Amerikaanse elektriciteitsbedrijven investeren momenteel alleen in gascentrales waardoor de vraag naar steenkool in de VS sterk daalt. Dezelfde Amerikaanse elektriciteitsbedrijven kochten hun steenkool aan op termijnmarkten en ontvangen leveringen die ze niet meer nodig hebben en dus onmiddellijk doorverkopen, bijvoorbeeld aan Europa. Of hoe het Amerikaanse *shale* gas fenomeen indirect de Europese steenkoolconsumptie stimuleert…

15 Rühl, C. en Giljum, J. (2012). Energy in 2011 – Disruption and Continuity. IAEE Energy Forum

Goedkope elektriciteit prijst gas uit de markt

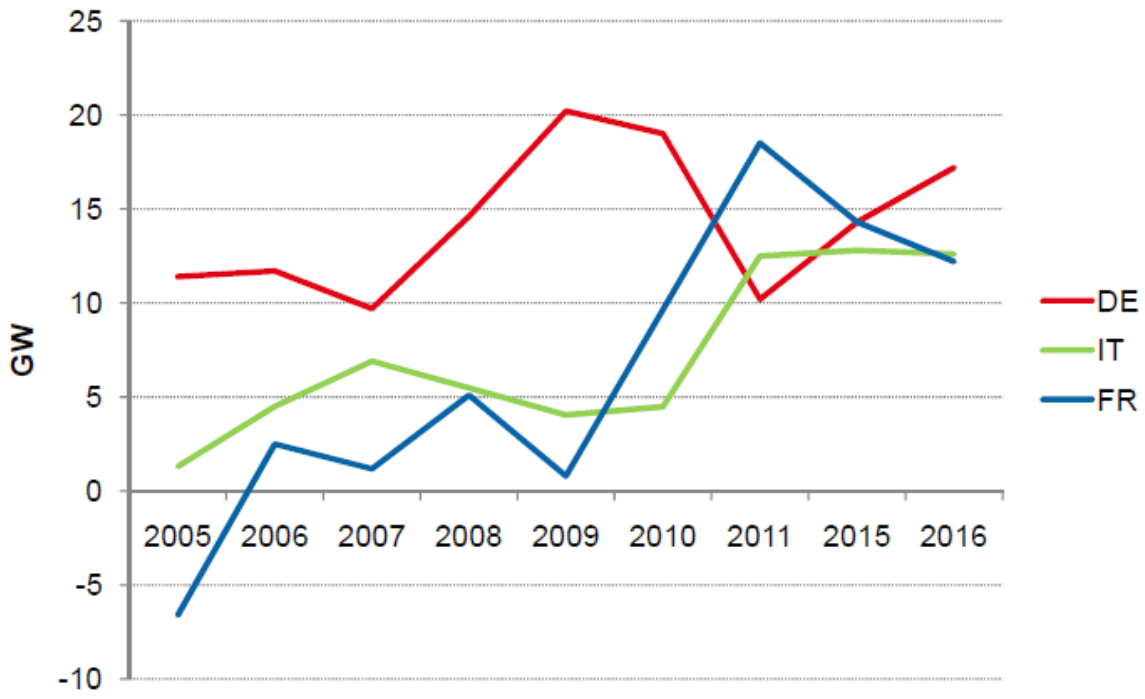
De terugkeer van steenkool is geen uitgesproken politieke keuze maar het logische gevolg van de ontwikkelingen op de Europese elektriciteitsmarkten. Bij de huidige lage elektriciteitsprijzen worden gascentrales door steenkoolcentrales uit de markt geprijsd. Aangezien de prijsdynamiek op de elektriciteitsmarkten in sterke mate afhangt van de keuzes in het Europese klimaat-en energiebeleid, is de opmars van steenkool in belangrijke mate het gevolg van het Europese beleid om de CO_2-uitstoot te verlagen. De verdringing van gas door steenkool is het gevolg van diverse factoren:

1. de vraag naar elektriciteit is stabiel tot zelfs dalend in de grootste Europese landen;
2. de investeringen in gesubsidieerde hernieuwbare energietechnologieën blijven toenemen hoewel de vraag naar elektriciteit niet volgt; de bestaande overcapaciteit neemt toe;
3. door hun zeer lage marginale productiekosten verdringen hernieuwbare energietechnologieën de fossiele technologieën met de hoogste marginale kost (= gascentrales);
4. de prijs per ton CO_2 in ETS is dermate laag dat steenkoolcentrales amper bestraft worden voor hun hogere CO_2-uitstoot per kWh;
5. de relatieve prijsverhouding gas/steenkool is niet optimaal omwille van de olie-indexering van de gasprijs.

In Duitsland was de vraag naar elektriciteit in 2011 nog steeds 3% lager dan in 2007. Ook in landen zoals Frankrijk, Italië en Spanje is de vraag momenteel lager dan voor het uitbarsten van de crisis. Na 2007 is de geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energietechnologieën wel zeer sterk toegenomen. Intussen zijn ook nieuwe fossiele centrales in gebruik genomen en zijn oude centrales stilgelegd. Per saldo is de beschikbare capaciteit echter gestegen bij een stabiele tot licht dalende vraag zodat de reservemarge of de verhouding van beschikbare capaciteit ten opzichte van de piekvraag na 2007 in heel wat landen sterk is toegenomen. Uit Figuur 1 blijkt een reservemarge van ongeveer 15% in Duitsland en Frankrijk —twee zeer belangrijke markten voor de Belgische elektriciteitsmarkt— in de periode 2011-2016. Uit projecties van E.ON waarbij investeringen in hernieuwbare energie blijven toenemen —o.a. geciteerd door HSBC[16] — blijkt dat voor de regio Benelux + Duitsland + Frankrijk in de periode 2012-2020 een reservemarge wordt verwacht tussen 13 en 18%.

16 HSBC (2011). European Utilities. Politics and permafrost : negotiating the pitfalls (HSBC Global Research Utilities/Equity Nov 2011)

Figuur 1 – Reservemarge (% beschikbare capaciteit/piekvraag), 2005-2016



Bron: Domenico De Luca, Axpo Energy Trading AG (11/09/2012)

Ondanks de relatief hoge reservemarges in onze buurlanden, nemen zowel Duitsland als Frankrijk maatregelen om de leveringszekerheid te garanderen. Als gevolg van extreme weersomstandigheden, veranderingen in de aangekondigde sluitingen —bijvoorbeeld door economische omstandigheden— en onverwachte technische problemen in enkele centrales kan een regio altijd geconfronteerd worden met een dreigend capaciteitstekort gedurende enkele cruciale uren. Zo voorziet Frankrijk capaciteitsvergoedingen om investeringen in bijkomende capaciteit te stimuleren en houdt Duitsland oude centrales *stand-by*. Een nationale reservemarge sluit ook niet uit dat bepaalde regio's kampen met ondercapaciteit. Er zijn netbeperkingen en regio's met veel windenergie hebben op papier wel een hoge geïnstalleerde capaciteit maar op windstille momenten leveren deze activa geen productie. Hoe hoger het aandeel van intermitterende activa in de totale capaciteit, hoe hoger de globale reservemarge moet zijn om eenzelfde leveringszekerheid te garanderen. In algemene termen kunnen we concluderen dat de Europese elektriciteitsmarkt met een gemiddelde gebruiksgraad van 53% momenteel een aanzienlijke overcapaciteit kent die kan aanhouden tot 2020. Dit impliceert dat de huidige marktreacties op de overcapaciteit niet tijdelijk maar eerder structureel zijn.

Het verdringen van gascentrales door steenkoolcentrales is het logische gevolg van de prijsvorming op de dagmarkten. Deze is het resultaat van vraag en aanbod waarbij de aanbodcurve de aggregatie is van de marginale productiekosten van de beschikbare technologieën om elektriciteit te produceren. De prijs wordt bepaald door de marginale centrale —d.w.z. de exploitant van deze centrale recupereert alleen de marginale productiekost— terwijl de andere centrales in de markt een marginale winst maken waarmee hun andere kosten kunnen worden gecompenseerd.

De hernieuwbare energietechnologieën produceren elektriciteit tegen een zeer lage marginale kost en krijgen voorrang op het net omdat ze niet in functie van de vraag kunnen produceren — *dispatch priority*— waardoor hun productie altijd mede het aanbod bepaalt op de dagmarkten. Bij een gegeven vraag naar elektriciteit leidt een toename van de hernieuwbare productie tegen een zeer lage marginale kost altijd tot een daling van de productie met technologieën met een hogere marginale kost. Als we technologieën rangschikken naar hun marginale productiekost worden de hernieuwbare technologieën gevolgd door nucleaire centrales, steenkoolcentrales en vervolgens gascentrales. In Tabel 2 presenteren we een overzicht van de marginale kost per technologie – beperkt tot de brandstofkost – en vergelijken we deze met de totale productiekost over de levenscyclus (*Levelized Cost of Electricity*, LCOE). De totale kost bevat ook de kapitaalkost. Een investeerder kijkt niet alleen naar de prijs op de dagmarkten of van termijncontracten maar naar de globale waarschijnlijkheid dat hij zijn totale investering plus een ROI kan terugverdienen. De cijfers in Tabel 2 zijn relevant voor nieuwe installaties in de West-Europese context.

Tabel 2 – Een kostenvergelijking voor nieuwe elektriciteitstechnologieën (in € per MWh)

	Brandstofkost (€/MWh)	Totale kost (LCOE, excl.CO_2 kost), €/MWh
PV (zonnepanelen)	0	264
Windturbine onshore	0	107
Windturbine offshore	0	152
Nucleaire centrale	8	98
Steenkoolcentrale	30	67
Gascentrale	50	76
Biomassacentrale	75	122

In landen zoals België, Duitsland en Nederland schommelt de elektriciteitsprijs al een tweetal jaren binnen de prijsvork van € 48 tot € 55/MWh. Voor het uitbreken van de crisis waren de elektriciteitsprijzen € 20 tot € 30/MWh hoger. Uit Tabel 2 blijkt dat bij een elektriciteitsprijs van € 50 per MWh een gascentrale amper de brandstofkost kan terugverdienen. De brandstofkost in Tabel 2 maakt bovendien abstractie van allerhande belastingen op het gebruik van gas voor de productie van elektriciteit zodat de werkelijke situatie voor gascentrales nog minder rooskleurig is. In Duitsland bedraagt de bruto-marge van de exploitant van een steenkoolcentrale per MWh ongeveer € 10 (*clean dark spread* of bruto-marge) terwijl de *clean spark spread* of bruto-marge per MWh uit een gascentrale sterk negatief is (ook ongeveer € 10)[17]. In landen zoals België en Nederland is de situatie sterk vergelijkbaar. Gascentrales moeten gesloten worden om de verliezen niet verder te laten oplopen. De *clean dark spread* laat niet toe de kapitaalkost van een recente steenkoolcentrale terug te verdienen waardoor exploitanten hun oude steenkoolcentrales maximaal willen benutten vooraleer nieuwe investeringen te doen. Alleen een elektriciteitsprijs van meer dan € 75 kan investeerders doen overwegen om een nieuwe steenkoolcentrale te bouwen in West-Europa.

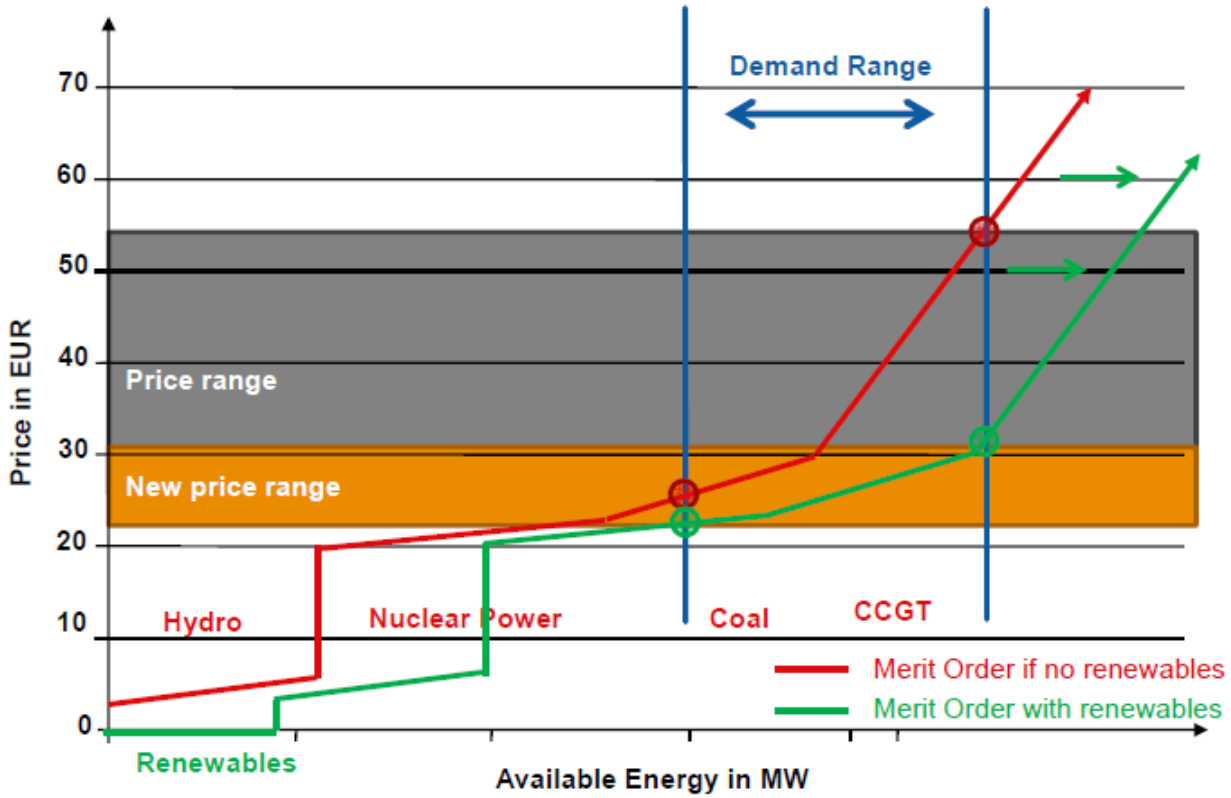
17 Bloomberg (2012). Merkel's shift forces Germany to burn more coal (20 augustus 2012)

De totale productiekosten van windturbines en zonnepanelen zijn veel hoger dan deze van gas- en steenkoolcentrales maar omwille van de genereuze subsidiemechanismen moeten deze investeerders geen rekening houden met de marktprijs en de waarde van hun productie. Het creëren van een belangrijk marktsegment waarbinnen de prijs van de geproduceerde elektriciteit van geen belang is, kan alleen maar marktverstorend werken indien de rest van de markt prijsgedreven werkt.

Hernieuwbare energie zorgt wel voor een daling van de prijzen op de dagmarkt bij gunstige weersomstandigheden (veel wind en/of veel zon). In Figuur 2 illustreren we het hieraan gekoppelde *merit order* effect. De rode lijn geeft de aggregatie van de marginale productiekosten zonder de productie van elektriciteit uit windturbines of zonnepanelen. In de groene lijn voegen we deze laatste productie toe. Het weer bepaalt de relevantie van de rode of de groene lijn zodat we mogen concluderen dat de prijsvorming in toenemende mate weersafhankelijk wordt. De prijs daalt dankzij de productie van hernieuwbare energie. De hoge subsidiekost voor de hernieuwbare energietechnologieën is echter niet zichtbaar in Figuur 2. Voor de maatschappij telt de balans van lage elektriciteitsprijzen dankzij hernieuwbare energie tegenover hoge subsidiekosten die veelal doorge-

rekend worden in stijgende distributietarieven en via toeslagen aan leveranciers.

Figuur 2 – Het *merit order* effect bij de productie van hernieuwbare elektriciteit



Bron: Domenico De Luca, Axpo Energy Trading AG (11/09/2012)

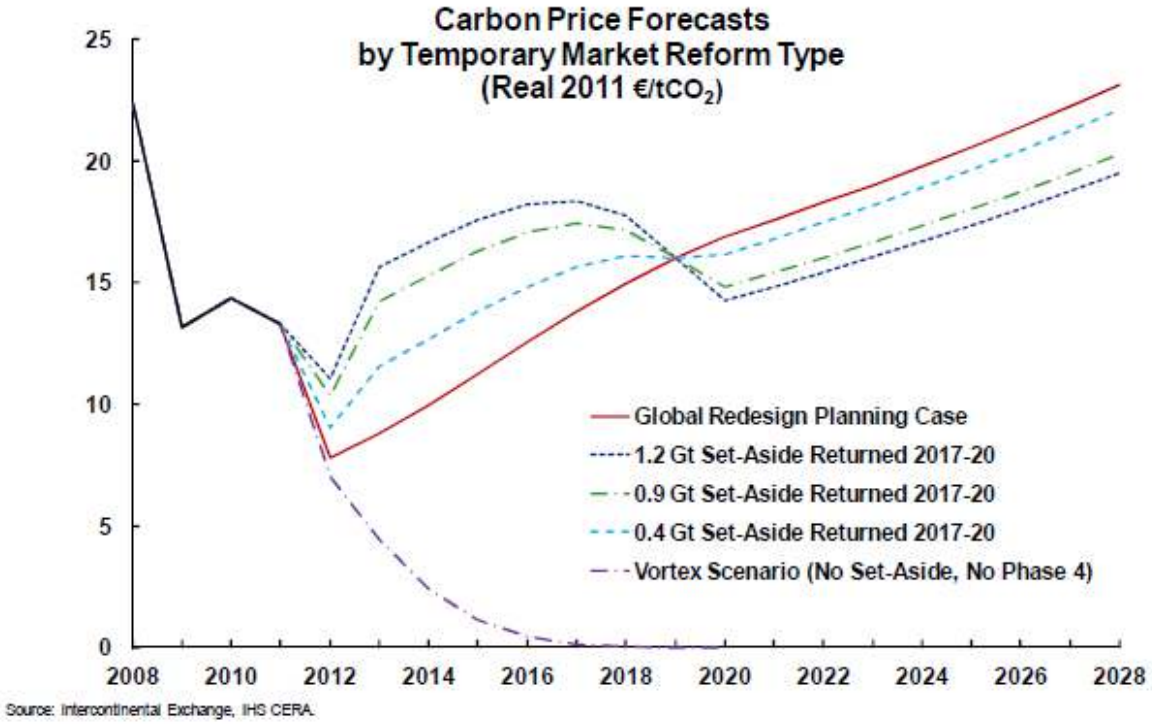
ETS: hoe een klimaatinstrument de energietransitie vertraagt

Het vervangen van gas door steenkool is mogelijk door de zeer lage prijs voor een CO_2-emissierecht. Per geproduceerde MWh stoot een elektriciteitscentrale veel meer CO_2 uit dan een gascentrale zodat een hoge CO_2-prijs de hogere brandstofkost voor gascentrales kan compenseren. In het verleden bleek dat een CO_2-prijs rond € 35/ton in heel wat landen steenkoolcentrales uit de markt dreef ten voordele van gascentrales. De huidige lage prijs per ton CO_2 in ETS —ongeveer € 6 per ton CO_2 in oktober 2012— is het gevolg van een allocatiemechanisme dat geen rekening houdt met de ingrijpende economische crisis. Bovendien holt Europa zelf de rol van het ETS verder uit door de dwingende doelstellingen inzake hernieuwbare energie en energiebesparingen waardoor de uitstoot van broeikasgassen zal dalen tegen 2020. De kans is dan ook

groot dat de CO_2-prijs laag blijft tussen nu en 2020. De veiling van rechten vanaf 2013 en de recente '*back loading*' intentie[18] zullen hieraan weinig structureel veranderen, d.w.z. de prijs zal wellicht stijgen vanaf 2013 maar niet tot een prijsniveau dat de markt echt zal sturen en gascentrales terug '*in the money*' brengt. Figuur 3 toont enkele mogelijke prijsverwachtingen bij *back loading* scenario's. Volgens IHS CERA kan de CO_2-prijs schommelen tussen € 12 en € 16 in de periode 2013-2020. *Back loading* is zeker geen wondermiddel omdat de emissierechten niet uit de markt verdwijnen maar vanaf 2017 terug geïnjecteerd worden in de markt. ETS zal dus wellicht geen bedreiging vormen voor steenkoolcentrales in Europa.

18 De *back loading* optie is een tijdelijke vermindering van emissierechten in de eerstkomende jaren om deze na 2015 terug in de markt te brengen. Over de haalbaarheid, timing en omvang —eventueel tot meer dan een miljard emissierechten— van de mogelijke *back loading* bestaat op dit moment geen duidelijkheid.

Figuur 3 – Projecties CO2-prijs bij *back loading* scenario's



Bron: Fabien Roques, IHS CERA, presentatie te Brussel, 5 oktober 2012

Hernieuwbare energie brengt steenkool terug in de markt

Het Europese klimaat- en energiebeleid bestaat uit diverse doelstellingen en instrumenten die worden opgelegd aan de Lidstaten. In de filosofie van de planeconomie moeten doelstellingen en instrumenten vervolgens de marktrealiteit gaan bepalen zodat de beleidsdoelstellingen gerealiseerd kunnen worden. In de praktijk is de werking van een markteconomie zeer complex en onvoorspelbaar zodat allerhande interdependenties zeer onverwachte gevolgen kunnen hebben. Technologische revoluties laten zich ook niet plannen en kunnen de marktwerking radicaal beïnvloeden. De niet-geplande exploitatie van *shale* gas in de VS heeft immers een directe impact op de export van steenkool naar Europa. In Europa dragen consumenten de hoge meerkost van hernieuwbare energietechnologieën en ondersteunen ze hierbij de uitholling van ETS en het verdringen van gascentrales door (oude) steenkoolcentrales. Hoe meer elektriciteit de windturbines produceren, hoe meer CO_2 geëmitteerd mag worden door steenkoolcentrales. Het ecologische rendement van hernieuwbar energie is dan ook niet optimaal. Het kan natuurlijk moeilijk anders met een te genereuze cap voor ETS.

Hoe tijdelijk is dit fenomeen?

In Europa wordt geen sterk economisch herstel verwacht voor 2015. Er zijn niet alleen de permanente budgettaire problemen en de fundamentele Euro-onzekerheid. De structurele daling van de arbeidsproductiviteit tijdens de laatste decennia sluit duurzame groeicijfers boven 1.5% per jaar op korte termijn uit. Het is dan ook mogelijk dat de vraag naar elektriciteit in Europa stabiel blijft of zelfs verder daalt tussen 2012 en 2020. In een markt die niet groeit, wordt in principe niet uitbundig geïnvesteerd. Bijkomende investeringen in hernieuwbare energietechnologieën als gevolg van de Europese doelstellingen bestendigen de overcapaciteit en de lage elektriciteitsprijs. Gekoppeld aan een lage CO_2-prijs in de periode 2013-2020 ziet het investeringsklimaat voor gascentrales er in Europa barslecht uit tot 2020. Hierdoor kan een onverwachte *lock-in* van steenkoolcentrales ontstaan in Europa. Net de niet-geplande gevolgen van de Europese klimaatplannen dreigen de energietransitie met een decennium te vertragen. Intussen is gas in de VS aan een spectaculaire opmars begonnen.

Welke bijsturing is mogelijk?

De doelstellingen van ETS en het "20/20/20" pakket dateren van net voor de economische crisis. Een bijsturing van de doelstellingen is niet evident. De recente discussies rond de *back loading* intentie tonen aan hoe complex en tijdrovend elke aanpassing aan de huidige klimaatarchitectuur wel niet is. Europa zou de algemene emissiereductiedoelstelling tegen 2020 in principe wel kunnen verhogen van 20% naar 30%. Deze optie werd in het verleden wel altijd gekoppeld aan vergelijkbare inspanningen in de VS, Japan of de BRICs. In het huidige crisisklimaat kan stevige oppositie tegen de 30% doelstelling verwacht worden. Bovendien zou het plots invoeren van de 30%-emissiereductiedoelstelling alle voorspelbaarheid van het Europese klimaatbeleid wegvegen.

Het versneld sluiten van oude elektriciteitscentrales kan de verwachte overcapaciteit wel beperken. Europa kan hiertoe de Integrated Prevention and Control (IPPC) Directive of Large Combustion Plant Directive verstrengen. De Lidstaten blijven

verantwoordelijk voor de uitvoering van deze directieven. Het wegvallen van investeringen in nieuwe fossiele centrales maakt het momenteel minder evident om oude centrales te sluiten omdat steeds voldoende back-up capaciteit beschikbaar dient te zijn. Een forse winterprik zonder wind wordt beter opgevangen door oude fossiele centrales dan door het afkoppelen van enkele regio's. Als de markt alleen nog afgeschreven centrales rendabel maakt, wordt het moeilijker om deze toch te sluiten. Het Europese klimaatbeleid beschermt dus afgeschreven steenkoolcentrales. Het sluiten van oude centrales heeft bovendien alleen een impact op de marktdynamiek indien dit op een gecoördineerde wijze gebeurt. Zolang Duitsland en Frankrijk een aanzienlijke overcapaciteit hebben, blijft de prijsimpact van het sluiten van enkele oude Belgische centrales beperkt.

Het lijkt erop dat een fundamentele bijsturing van het Europese klimaat- en energiebeleid niet mogelijk is voor 2020. EU-Lidstaten kunnen vandaag natuurlijk zelf beslissen om de productie van hernieuwbare energietechnologieën niet verder te ondersteunen of oude elektriciteitscentrales versneld te sluiten. Hierdoor wordt het echter moeilijk om de afgesproken doelstellingen inzake hernieuwbare energie te realiseren tegen 2020 en kan de leveringszekerheid in het gedrang komen. De discussies over de oriëntatie van het post-2020 beleid van de Europese Unie bieden de eerstkomende gelegenheid om de huidige knelpunten bij te sturen. Voor het beleid naar 2030 toe kunnen we volgende aanbevelingen formuleren:

1. Eén algemene en ambitieuze emissiereductiedoelstelling ten opzichte van basisjaar 2010 (bijvoorbeeld min 30% tussen 2030 en 2010);
2. Een maximale participatie van alle sectoren aan ETS (met alleen geveilde emissierechten) —het alternatief is het invoeren van een gecoördineerde CO_2-heffing in de non-ETS sectoren;
3. Geen overlappende subdoelstellingen inzake hernieuwbare energie en energie-efficiëntie tegen 2030;
4. De opbrengst van de CO_2-veilingen gaat prioritair naar R&D ter ondersteuning van hernieuwbare energie, energie-opslag en energie-efficiëntie. Selectieve investeringen in piekkapitaal kunnen ook gefinancierd worden uit de opbrengst van CO_2-veilingen;
5. Het versneld invoeren van Europese mechanismen om piek- en back-up capaciteit te coördineren op supranationaal niveau kan toelaten oude centrales sneller te sluiten;
6. Het consistent schrappen van alle fossiele subsidies vanaf 2020.

Twintig jaar na 1992

In juni 1992 stelde de Europese Commissie voor om een gecoördineerde heffing op de CO_2-uitstoot in te voeren (COM(92) 226). Met dit voorstel gaf de Europese Commissie blijk van visie en leiderschap. Het voorstel kwam echter veel te vroeg omdat global warming pas na Kyoto in 1997 echt electoraal interessant werd. Er kwam dus geen Europese CO_2-heffing maar een complex geheel van doelstellingen die wel goedgekeurd werden door lobbyisten en stakeholders. Twintig jaar na het originele voorstel om de meest CO_2-intensieve energiedragers uit de markt te prijzen, is steenkool aan een stevige opmars bezig in klimaatleider Europa (zowel qua consumptie als productie). Met dank aan het Europese klimaat- en energiebeleid. In Europa dreigt zelfs een steenkool lock-in terwijl de VS alleen in gascentrales investeren die essentieel zijn voor het verder uitrollen van de energietransitie. Het kan verkeren, wist Bredero.

Voor duurzame economische groei
en sociale bescherming.

ITINERA INSTITUTE
ONAFHANKELIJKE DENKTANK
KLARE IDEEËN, KLAAR VOOR ACTIE

Itinera Institute VZW
Leopold II Laan 184d B-1080 Brussel
T +32 2 412 02 62 - F +32 2 412 02 69
info@itinerainstitute.org
www.itinerainstitute.org

Verantwoordelijke uitgever: Marc De Vos, Directeur