

Hoe sterk stijgt de CO₂-uitstoot na de kernuitstap?

Biomassa verhoogt energiezekerheid en mildert emissietoename aan de laagste prijs.

Abstract

Het garanderen van de energiezekerheid bij een CO₂-restrictie vormt een dubbele uitdaging. Door de kernuitstap zal de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit sterk toenemen. Zelfs wanneer het aandeel van hernieuwbare energie tegen 2030 oploopt tot 57%, stijgt de CO₂-uitstoot uit de productie van elektriciteit met bijna 10 miljoen ton of ongeveer 60%. Deze toename is het gevolg van de verwachte toename van de vraag naar elektriciteit en van de vervanging van de nucleaire capaciteit door gas- en biomassacentrales. Een (zeer) hoog aandeel hernieuwbare energie tegen 2030 is alleen haalbaar mits aanzienlijke investeringen in biomassacentrales die bovendien de energiezekerheid verhogen. Zonder investeringen in biomassacentrales blijft het aandeel van de hernieuwbare productie beperkt tot 28% in 2030 en zijn meer gascentrales nodig om de energiezekerheid te garanderen. Hierdoor kan de CO₂-uitstoot uit de productie van elektriciteit meer dan verdubbelen tot zelfs toenemen van 15 miljoen ton vandaag tot 37 miljoen ton in 2030. Als we ook rekening houden met de systeemkosten van variabele hernieuwbare productie leiden scenario's zonder biomassa tot een hogere CO₂-uitstoot tegen een hogere maatschappelijke kost.

Contactpersoon;

Prof.dr. Johan Albrecht

Universiteit Gent - Faculteit Economie & Bedrijfskunde

Twekerkenstraat 2, B-9000 Gent

Tel: ++ (0)9 264 35 10 / Fax: ++ (0)9 264 35 99 / Johan.Albrecht@ugent.be

<http://www.ceem.ugent.be/>

Inleiding

De kernuitstap en het tegelijkertijd sluiten van oude fossiele centrales noodzaken een ware investeringsgolf om de energiezekerheid te garanderen tussen vandaag en 2030. Door de lage groothandelsprijzen voor elektriciteit blijft deze investeringsgolf voorlopig uit. De afbouw van koolstofarme nucleaire capaciteit vormt bovendien een grote klimaatuitdaging. Kunnen bijkomende investeringen in hernieuwbare energie een sterke toename van de CO₂-uitstoot¹ bij de productie van elektriciteit voorkomen? Het garanderen van de energiezekerheid bij een CO₂-restrictie vormt een dubbele uitdaging. Welke combinatie van technologieën biedt een adequaat en efficiënt antwoord?

De nood aan firm capacity

Voor het adequaat vervangen van de nucleaire en oude fossiele capaciteit bestaat niet één recept. In het recente rapport² *'Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System'* becijferen we de financiële implicaties³ van verschillende scenario's die steeds een reservemarge van minimaal 5% garanderen. Hierbij veronderstellen we dat de piekvraag elk jaar toeneemt met 0.5% en dat de totale vraag naar elektriciteit stijgt van 87 TWh in 2013 tot ongeveer 95 TWh in 2030. Aangezien de (piek)vraag altijd gevolgd moet worden, vereist het garanderen van de energiezekerheid grote investeringen in *firm capacity* of controleerbare capaciteit. We opteren in het rapport voor een combinatie van gascentrales – klassieke STEG-centrales (CCGT) en piekcentrales (OCTG) – en biomassacentrales. Het aandeel van de biomassacentrales in de nieuwe *firm capacity* is afhankelijk van de doelstellingen inzake hernieuwbare energie. Bij een hoge doelstelling voor hernieuwbare energie levert biomassa 30% van de nieuwe *firm capacity*; bij een lagere globale doelstelling voor hernieuwbare energie beperken we het aandeel van biomassa in de nieuwe *firm capacity* tot 20%. Door deze aanpak leiden de nieuwe investeringen tegelijkertijd tot energiezekerheid en tot een hoger aandeel hernieuwbare elektriciteit.

Een hoger aandeel hernieuwbare energie kan de verwachte toename van de CO₂-uitstoot door de sluiting van de kerncentrales enigszins beperken. In deze publicatie kwantificeren we de impact van elk scenario op de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit. In vergelijking tot het bestaande rapport voegen we een bijkomend scenario toe, namelijk een alternatief scenario zonder biomassa maar met wel bijkomende investeringen in gascentrales en weersafhankelijke hernieuwbare energieproductie (zie verder). In dit alternatieve scenario worden dus alleen nieuwe gascentrales gebouwd om de noodzakelijke controleerbare capaciteit te leveren. We stellen hierbij de vraag welke impact deze keuze zonder biomassa heeft op de uitstoot van CO₂ bij de productie van elektriciteit, evenals op de kostprijs van energiezekerheid.

¹ In deze tekst staat 'CO₂-uitstoot' voor de CO₂-equivalente uitstoot van alle broeikasgassen.

² Het rapport is beschikbaar op; <http://www.ceem.ugent.be/en/reports.htm>

³ De totale ondersteuningskost voor al de besproken scenario's varieert van € 21,3 tot € 40,9 mrd. Deze grote verschillen zijn afhankelijk van de benutting van de hernieuwbare capaciteit; als deze capaciteit flexibel gebruikt wordt in functie van de marktvraag, is de kost veel lager. Dit geldt in het bijzonder voor biomassacapaciteit. Voor wind en PV impliceert een flexibel gebruik een beperkte *curtailment* om problematische overproductie tegen te gaan.

Variabele hernieuwbare productie

Biomassa is een deel van de hernieuwbare capaciteit. Naast de mogelijke investeringen in gas- en biomassacentrales in de gehanteerde energiezekerheidsscenario's zijn er tussen vandaag en 2030 ook bijkomende investeringen in windturbines en zonnepanelen. Deze investeringen volgen een eigen dynamiek en zijn geen onderdeel van een beleid dat de energiezekerheid wil garanderen. Zonder een omvangrijk opslagsysteem leiden bijkomende investeringen in wind en PV niet tot meer energiezekerheid: op winteravonden met een piekvraag van 13 000 MW is er nooit zon – ook niet in de buurlanden - en is ook de wind niet gegarandeerd.

Noodzakelijke incentives

Omwille van de lage elektriciteitsprijzen gebeurt in principe geen enkele investering in nieuwe capaciteit zonder een of ander ondersteuningsmechanisme. We veronderstellen daarom dat investeringen in nieuwe⁴ gas- en biomassacentrales ondersteund worden door een transparante capaciteitsvergoeding⁵ terwijl investeringen in wind en PV tot 2030 ondersteund worden door een productievergoeding in functie van het verschil tussen de all-in productiekost⁶ per MWh en de marktprijs⁷. Voor de details over deze ondersteuningsmechanismen verwijzen we naar het rapport '*Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System*'.

Elk scenario met investeringen in nieuwe *firm capacity* zal de energiezekerheid garanderen tegen een verschillende kost en met sterk verschillende CO₂-emissies als gevolg. Aangezien ons land een nationale CO₂-reductiedoelstelling moet nastreven, is de impact van de nieuwe *firm capacity* op de evolutie van de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit van zeer groot belang. Meer CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit impliceert een lagere uitstoot in de andere economische sectoren of de bijkomende aankoop van CO₂-uitstootrechten.

Energiezekerheid en CO₂

Bij de CO₂-uitstoot kunnen we een onderscheid maken tussen de directe of end-of-pipe uitstoot per technologie en de CO₂-uitstoot over de levenscyclus van een technologie (LCA-perspectief). Een kerncentrale heeft geen directe CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit. Maar om nucleaire elektriciteit te produceren, moet wel eerst een centrale gebouwd worden - waarbij we rekening houden met de CO₂ geïncorporeerd in de gebruikte materialen – en moet ook uranium ontgonnen en getransporteerd worden. Een LCA of levenscyclusanalyse houdt ook rekening met deze indirecte CO₂-uitstoot.

In Tabel 1 tonen we voor enkele technologieën de directe CO₂-uitstoot (g/kWh) en de CO₂-uitstoot vanuit LCA-perspectief. De LCA-uitstoot van biomassacentrales in Tabel 1 houdt rekening met de productie en het transport per schip van pellets vanuit Noord-Amerika naar Europa. Het vervangen

⁴ Bestaande gascentrales kunnen langer gebruikt worden dan voorzien. Dit blijft echter een tijdelijke oplossing en de bestaande gascentrales kunnen nooit de volledige nucleaire capaciteit compenseren. De impact van het langer open houden van bestaande gascentrales wordt bestudeerd in '*Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System*'.

⁵ Voor biomassacentrales veronderstellen we een hybride ondersteuning bestaande uit een upfront investeringsvergoeding (per kW capaciteit) en een vergoeding per geproduceerde MWh (omwille van de relatief hoge brandstofkosten per MWh). Zie hiertoe '*Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System*'.

⁶ De zogenaamde LCOE, zie '*Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System*'.

⁷ De becijferde subsidiekost is niet noodzakelijk een meerkost voor de maatschappij. Bij veel hogere elektriciteitsprijzen zou een deel van de beschreven investeringen in nieuwe capaciteit spontaan gebeuren. Deze investeringskost zou dan doorgerekend worden aan de consumenten zoals ook gebeurt wanneer subsidiemechanismen nodig zijn om de investeringen uit te lokken.

van de nucleaire capaciteit door vooral gascentrales met een directe uitstoot van 500 g per kWh zal leiden tot een forse toename van de emissies bij de productie van elektriciteit.

Tabel 1- CO₂-uitstoot per energietechnologie; directe uitstoot en LCA emissies

Emissies: CO₂-eq (g/kWh)	Directe / end-of-pipe	LCA emissies
Wind Onshore	0	20
Wind Offshore	0	20
PV (zonnepanelen)	0	100
Waterkracht	0	30
Biomassa	0	100
WKK (CHP)	600	700
Nucleair	0	50
Gas (STEG/CCGT)	500	600
Piekcentrale (OCGT)	1100	1200

Bron: op basis van Laleman, Albrecht & Dewulf (2011) en IPCC (2013)

Op basis van Tabel 1 becijferen we de CO₂-uitstoot voor elk scenario dat energiezekerheid garandeert tot 2030. Deze scenario's garanderen energiezekerheid door hoge investeringen in *firm capacity* (gas + biomassa⁸). De context waarin deze scenario's energiezekerheid bieden, verschilt in functie van het gevoerde beleid inzake hernieuwbare energie. Voor de zogenaamde 'Hoog HE' scenario's veronderstellen we dat energiezekerheid moet gegarandeerd worden in een context waarin de beleidsmakers streven naar een (zeer) hoog aandeel hernieuwbare energie tegen 2030. Wanneer het aandeel van hernieuwbare energie minder sterk toeneemt, zijn de 'BAU HE'⁹ scenario's uit Tabel 2 het meest representatief. In de flexibele scenario's van 'BAU HE' en 'Hoog HE' veronderstellen we dat biomassa flexibel gebruikt wordt om de vraag te volgen – dus geen productie op momenten met overproductie – terwijl wind en PV een curtailment of afschakeling ondergaan op momenten van overproductie. De productie van hernieuwbare energie krijgt dus niet altijd prioriteit op het net en wordt verminderd in functie van de vraag naar elektriciteit. In de variant 'Prioriteit' wordt de productie van hernieuwbare elektriciteit altijd in het net geïnjecteerd, ook al is er geen vraag. Dit kan leiden tot negatieve elektriciteitsprijzen. De prioritaire scenario's veronderstellen een gebruik van biomassa aan een veel hogere load factor (LF)¹⁰ en geen curtailment voor wind en PV.

Aangezien biomassa, wind en PV gesubsidieerd worden, betekent een hogere output door hernieuwbare technologieën een hogere subsidiekost. Bij een lagere productie van hernieuwbare elektriciteit is er een lagere subsidiekost¹¹. De hogere productie van gesubsidieerde hernieuwbare elektriciteit in prioritaire scenario's – los van de vraag naar elektriciteit – maakt deze scenario's aanzienlijk duurder dan de flexibele scenario's.

Tenslotte is er het alternatieve 'Gas scenario' waarbij de nieuwe *firm capacity* exclusief geleverd wordt door nieuwe gascentrales. Bij het 'Gas scenario' veronderstellen we een sterke toename van de investeringen in wind en PV maar hanteren we twee beperkende varianten inzake biomassa; in het 'Gas Laag BM' scenario is er een langzame afname van de elektriciteitsproductie uit (bestaande)

⁸ In de scenario's met alleen gas zijn er natuurlijk geen investeringen in biomassacentrales.

⁹ BAU of business as usual; de productie van hernieuwbare energie stijgt langzaam verder en bedraagt 27% tot maximaal 44% van de totale elektriciteitsproductie tegen 2030.

¹⁰ Een hoge load factor (LF) voor biomassacentrales komt hier neer op ongeveer 6 000 uur per jaar. Flexibel gebruik van biomassacentrales impliceert in onze oefening een load factor van 3000 uur per jaar.

¹¹ De lagere subsidiekost voor de gerealiseerde output wordt gecompenseerd met investeringssteun om deze projecten globaal toch rendabel te maken. Zie 'Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System'

biomassacentrales terwijl in het ‘Gas Geen BM’ alle bestaande biomassacentrales tegen 2030 gesloten zijn. We vatten de verschillende scenario’s samen in Tabel 2.

Tabel 2 – Gehanteerde scenario’s om energiezekerheid te garanderen

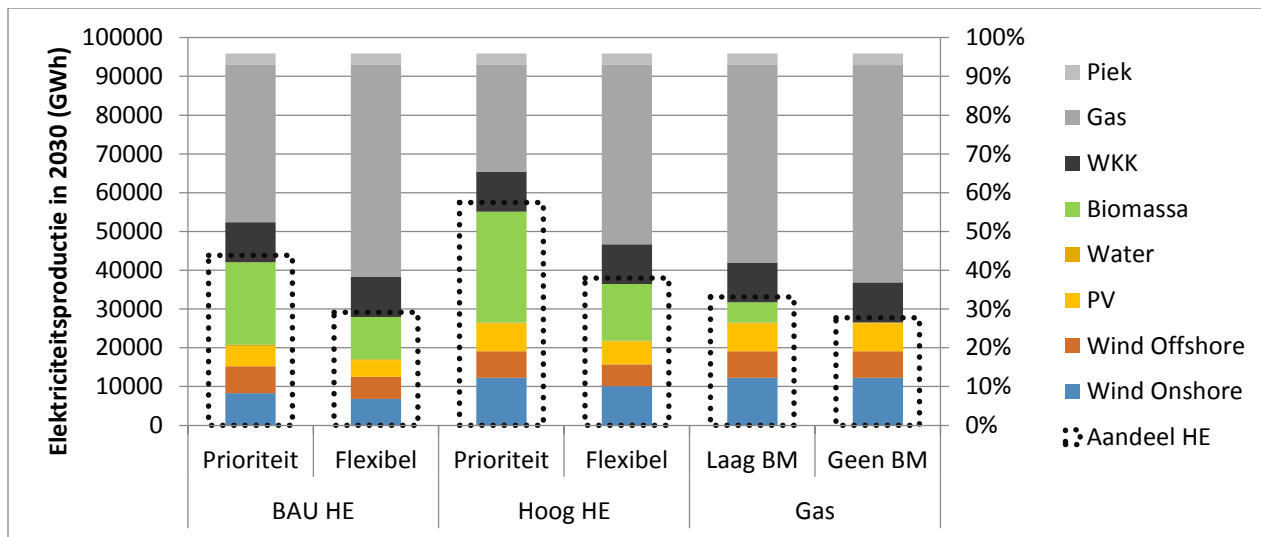
BAU HE	Prioriteit	Gestage toename hernieuwbare energie + Prioriteit op het net voor HE
	Flexibel	Gestage toename hernieuwbare energie + Flexibel gebruik van HE
Hoog HE	Prioriteit	Sterke toename van HE capaciteit + Prioriteit op het net voor HE
	Flexibel	Sterke toename van HE capaciteit + Flexibel gebruik van HE
Gas	Laag BM	Sterke toename van PV en wind, afname biomassa + Prioriteit op het net voor HE
	Geen BM	Sterke toename van PV en wind, geen biomassa in 2030 + Prioriteit op het net voor HE

Figuur 1 toont de combinatie van technologieën per scenario en de productie van (hernieuwbare) elektriciteit in 2030. In de scenario’s met prioriteit voor hernieuwbare productie produceren de biomassacentrales aan een hoge load factor en worden de gascentrales minder gebruikt¹². Het aandeel hernieuwbare energie in Figuur 1 varieert van 28% (Gas Geen Biomassa) tot 57% (Hoog HE Prioriteit) in 2030. Deze scenario’s zijn dus zeker ambitieus inzake hernieuwbare energie. Belangrijk hierbij is het aandeel van biomassa in deze ambities. Een biomassacentrale kan ingezet worden aan een hoge load factor terwijl PV en wind altijd elektriciteit aan een relatief lage load factor produceren. Zonder biomassa blijft het aandeel van hernieuwbare energie beperkt tot 28% in 2030. Bij het hoogste aandeel hernieuwbare energie - 57% bij Hoog HE Prioriteit – is de elektriciteitsproductie van biomassacentrales belangrijker dan de combinatie van PV en wind. Zonder biomassa wordt een hoog aandeel hernieuwbare energie in de toekomst zeer moeilijk. Deze vaststelling contrasteert sterk met het eerder negatieve sentiment rond biomassacentrales in ons land. Recente plannen voor de bouw van nieuwe biomassacentrales worden uitgesteld tot afgevoerd terwijl de bestaande biomassacentrales in de nabije toekomst eerder gesloten dreigen te worden¹³. Deze signalen zijn problematisch op lange termijn. Het is onwaarschijnlijk dat investeerders zich eerst terugtrekken uit biomassa om pakweg vanaf 2025 terug vol overtuiging te investeren in nieuwe biomassacapaciteit. Eens biomassacentrales definitief gesloten worden, verdwijnt ook de logistieke keten en een deel van de expertise. België loopt voorop in het gebruik van biomassa en zou het biomassagebruik beter optimaliseren in functie van systeembehoeften in plaats van af te bouwen. Dit heeft een prijs – zie verder – maar de alternatieven zijn niet noodzakelijk goedkoper.

¹² De *residual demand* is lager door de hoge hernieuwbare productie.

¹³ Zie bijvoorbeeld de recente aankondiging van Ackermans & van Haaren over de mogelijke sluiting van Max Green (De Tijd, 28 februari 2015)

Figuur 1 – Elektriciteitsproductie en het aandeel hernieuwbare energie in 2030



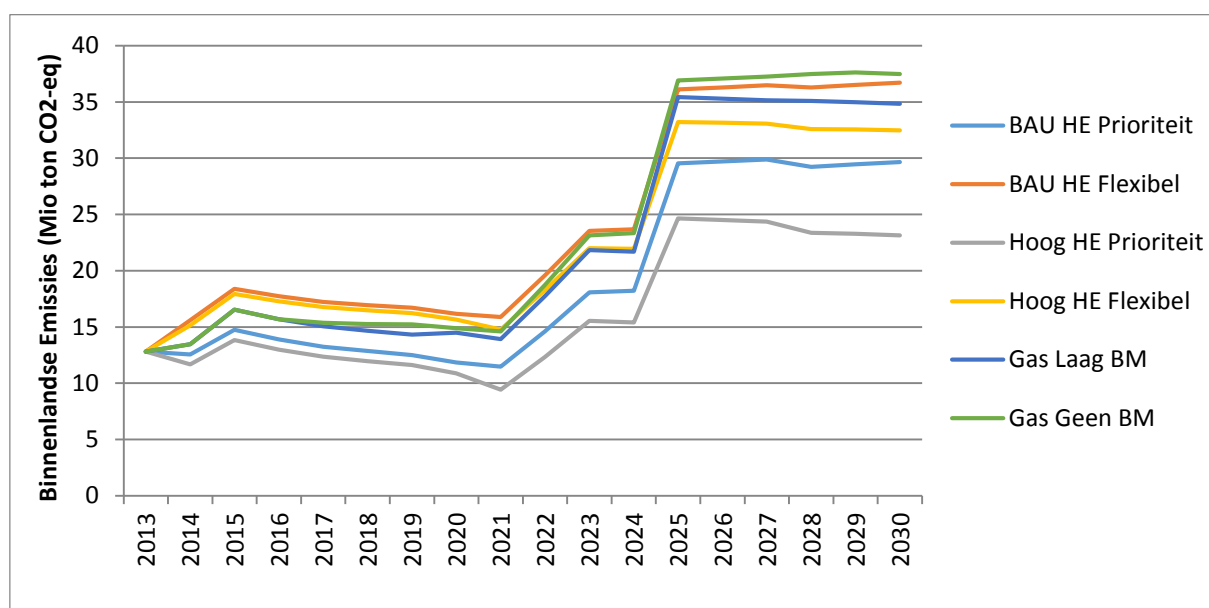
Naar een verdubbeling van de CO₂-uitstoot?

Figuur 2 toont de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit in de verschillende scenario's. Hieruit blijkt dat het garanderen van de energiezekerheid bij het sluiten van de kerncentrales leidt tot een aanzienlijke toename van de CO₂-uitstoot. Dit is natuurlijk geen verrassing omdat we koolstofarme nucleaire technologie grotendeels vervangen door gascentrales. Tegelijkertijd stijgt de vraag naar elektriciteit met bijna 10% en deze toename wordt deels opgevangen door fossiele technologieën. Vooral vanaf 2021 stijgt de uitstoot sterk om na 2025 een niveau te bereiken dat ongeveer dubbel zo hoog is dan de uitstoot in de periode 2015-2020. De oorspronkelijke¹⁴ kernuitstap begint in 2015. Ter vergelijking tonen we ook de uitstootniveau's in 2013 en 2014.

Geen enkel scenario leidt tot een stabiele of dalende uitstoot van broeikasgassen bij de productie van elektriciteit. De hoogste CO₂-uitstoot van ongeveer 37 miljoen ton per jaar vinden we in het scenario met alleen maar gascentrales ('Gas Geen BM'). Het 'Hoog HE Prioriteit' scenario zonder curtailment van wind en PV en met een hoge load factor voor biomassa leidt tot een CO₂-uitstoot van ongeveer 24 miljoen ton per jaar in de periode 2025-2030. Dit komt neer op een toename met ongeveer 60% t.o.v. 2015. Wanneer hernieuwbare energie eerder marktconform wordt ingezet – in de flexibele scenario's – is er minder hernieuwbare productie en een hogere CO₂-uitstoot. In het 'Hoog HE Flexibel' scenario vinden we een CO₂-uitstoot van ongeveer 32 miljoen ton in de periode 2025-2030, wat neerkomt op een verdubbeling van de emissies. Dit laatste uitstootniveau ligt wel ongeveer 15% lager dan in het GAS-scenario. Ook blijkt uit Figuur 2 dat het ritme waaraan de biomassacapaciteit afgebouwd wordt een aanzienlijk verschil uitmaakt na 2025; het langzaam afbouwen van biomassa ('Gas Laag BM') leidt tot een CO₂-uitstoot die toch bijna 3 miljoen ton lager uitvalt dan bij het sneller sluiten van de bestaande biomassacentrales.

¹⁴ Door de scheurtjeskwesities is de feitelijk uitstap misschien al begonnen in 2013.

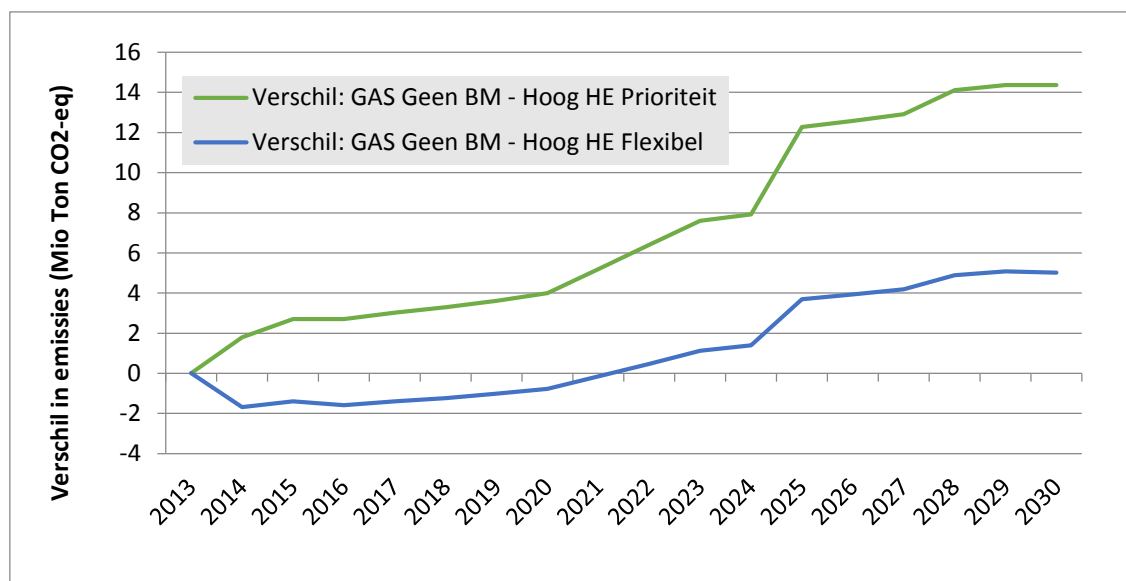
Figuur 2 – CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit volgens verschillende energiezuikerheidsscenario's (in mio ton, 2013-2030)



In Figuur 3 tonen we het jaarlijkse uitstootverschil tussen het Gas-scenario zonder biomassa en de twee Hoog HE scenario's. Aangezien het Gas-scenario zonder biomassa niet flexibel is wat betreft het gebruik van hernieuwbare energie, leidt dit scenario met prioriteit voor hernieuwbare productie enkele jaren¹⁵ tot lagere emissies in vergelijking tot het flexibele 'HE Hoog Flexibel' scenario met een marktgedreven output van hernieuwbare energie. Na 2021 is er een hogere CO₂-uitstoot met het Gas-scenario in vergelijking tot 'Hoog HE Flexibel'. Het jaarlijkse uitstootverschil loopt op tot ongeveer 5 miljoen ton CO₂. Wanneer we het Gas-scenario vergelijken met het eveneens niet-flexibele 'Hoog HE Prioriteit' scenario, vinden we een jaarlijkse bijkomende uitstoot van ongeveer 3 miljoen ton in de periode 2016-2018 en een extra uitstoot van maar liefst 14 miljoen ton CO₂ vanaf 2028.

¹⁵ Dit zijn relatief dure jaren omdat in het onderliggende model rekening wordt gehouden met een kostenreductie voor hernieuwbare energietechnologieën in de tijd. Hoe dichter de hernieuwbare productie bij 2030 gebeurt, hoe lager de noodzakelijke subsidiekost. Zie 'Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System' voor details over de evolutie van de LCOE in functie van leereffecten over de tijd.

Figuur 3 – Jaarlijks verschil in uitstoot met of zonder biomassa (in ‘Hoog HE’ scenario’s)



De cumulatieve uitstoot per scenario tot 2030 presenteren we in Tabel 3. Hieruit blijkt dat het cumulatieve verschil tussen het gas-scenario zonder biomassa ('Gas Geen BM') en 'Hoog HE Prioriteit' oploopt tot 129 miljoen ton. In vergelijking tot 'Hoog HE Flexibel' bedraagt de meeruitstoot van het gas-scenario zonder biomassa 21 miljoen ton CO₂.

Tabel 3 – Cumulatieve CO₂-uitstoot per scenario, 2013-2030 (in miljoen ton)

	Scenario	Miljoen ton
BAU HE	Prioriteit	344
	Flexibel	433
Hoog HE	Prioriteit	294
	Flexibel	402
Gas	Geen BM	423

We kunnen deze verschillen vergelijken met de recente CO₂-uitstoot van België. Wanneer we de uitstoot zoals in Regulation 0691/2011 beperken tot de uitstoot door economische agenten werkzaam in ons land en de uitstoot van internationale scheepvaart en luchtvaart niet opnemen – hoewel deze bedrijven wel brandstoffen aankopen en stockeren in ons land -, dan bedroeg de totale Belgische CO₂-uitstoot bijna 89 miljoen ton in 2012. Tabel 4 geeft de samenstelling van de Belgische CO₂-uitstoot zoals recent gepubliceerd door Eurostat (Reg. 0691/2011).

Tabel 4 – CO₂-uitstoot per sector, 2012 (volgens Regulation 0691/2011)

2012	CO ₂ -equivalente emissies (miljoen ton)	%
België	88,93	100
Landbouw, bosbouw en visserij	11,50	12,9
Industrie	31,00	34,85
Elektriciteit, gas, stoom en koeling	18,47	20,07
Transport (commercieel)	9,63	10,82
Andere diensten, water en bouw	18,27	20,54
Gezinnen (incl. eigen transportvraag)	25,73	28,93

Bron: Eurostat (2015), Greenhouse gas emissions by industries and households 2012, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emissions_by_industries_and_households

Indien de uitstoot door de elektriciteitssector stijgt van ongeveer 15 miljoen ton CO₂ vandaag naar 24 tot 37 miljoen ton CO₂ in 2030, dan stijgt de Belgische uitstoot fors tenzij de andere sectoren deze toename kunnen compenseren. De mogelijke toename van de uitstoot met 22 miljoen ton CO₂ bij de productie van elektriciteit in het gas-scenario is bijna even groot als de totale uitstoot door de Belgische gezinnen in 2012 (25,73 miljoen ton in 2012). Een compensatie door andere sectoren van de forse toename van de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit lijkt zeer moeilijk. Gezinnen in de EU-27 reduceerden hun uitstoot met 7.6% in de periode 2000-2012¹⁶. Zelfs de uitstoot van 32 miljoen ton CO₂ in 2030 bij het 'Hoog HE Flexibel' scenario dreigt alle reductie-inspanningen in alle andere sectoren meer dan te compenseren.

De prijs van energiezekerheid

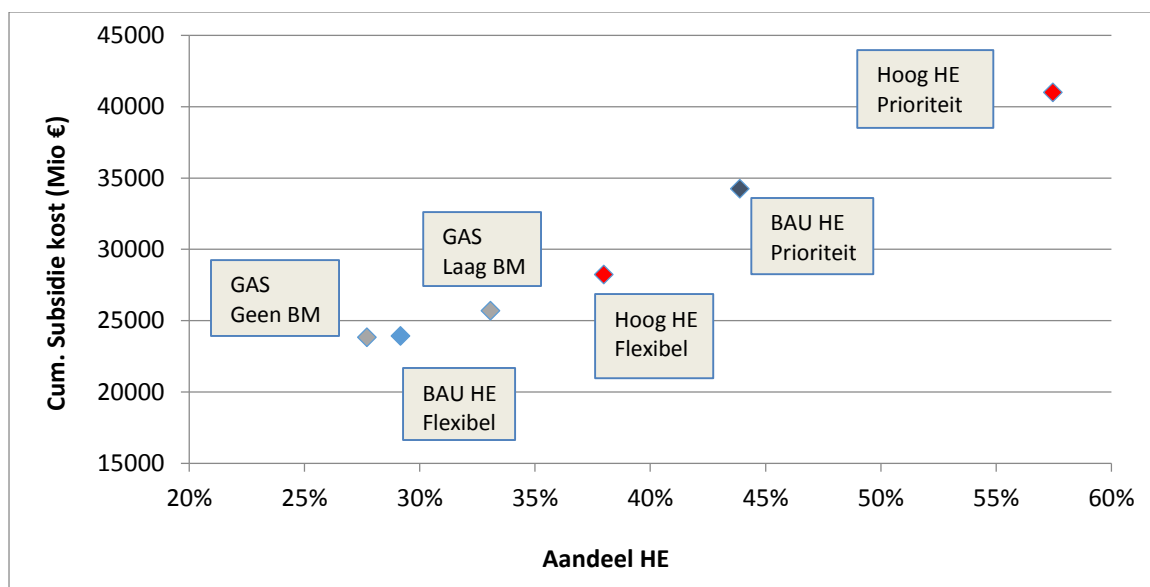
Elk scenario leidt tot een gegarandeerde energiezekerheid bij een bepaald emissiepatroon. Het is belangrijk om ook de totale kostprijs per scenario te vergelijken. Al de noodzakelijke investeringen gebeuren niet spontaan maar zijn het gevolg van capaciteitsvergoedingen en/of productiesubsidies per MWh geproduceerde hernieuwbare elektriciteit. De keuzes van beleidsmakers hebben dan ook een grote impact op de prijs van energiezekerheid. Voor elk scenario becijferen we in Figuur 4 de totale cumulatieve subsidiekost over de periode tot 2030. Deze subsidiekost slaat op de uitgaven voor het garanderen van voldoende *firm capacity* en op de bijkomende¹⁷ subsidies voor hernieuwbare elektriciteitsproductie vanaf vandaag. Deze subsidiekost staat los van de bestaande subsidiestromen (bijv. subsidies voor PV-installaties en windprojecten uit de periode 2008 tot 2012). Naast de subsidietotalen in Figuur 4 en Tabel 5 zijn er dus ook nog de huidige subsidiestromen die op zich los staan van een toekomstig streven naar energiezekerheid (en niet zijn opgenomen in onderstaande bedragen). Markant detail is de impact van het genereuze subsidiebeleid in België en enkele buurlanden inzake hernieuwbare energie van de afgelopen jaren op de rendabiliteit van bestaande gascentrales. In de krimpende elektriciteitsmarkt heeft de sterke toename van weersafhankelijke hernieuwbare technologie de overblijvende elektriciteitsvraag voor gascentrales sterk beperkt met negatieve gevolgen voor de energiezekerheid.

¹⁶ In dezelfde periode daalde de uitstoot door de Europese industrie met 26,6% maar hierbij spelen de economische crisis en de structurele delocalisatie van energie-intensieve een belangrijke rol. Zie Eurostat (2015).

¹⁷ Deze subsidies zijn productiesubsidies voor nieuwe hernieuwbare capaciteit die vanaf vandaag geïnstalleerd wordt. Voor de bestaande hernieuwbare capaciteit zijn er al bestaande subsidiestromen.

Uit Figuur 4 blijkt dat het verschil in totale subsidiekost tot en met 2030 voor een viertal scenario's eerder beperkt is. Het gas-scenario zonder biomassa heeft samen met het 'BAU HE Flexibel' de laagste cumulatieve subsidiekost maar het verschil met het andere gas-scenario en zelfs met het 'Hoog HE Flexibel' scenario is vrij beperkt. De twee scenario's waarbij hernieuwbare productie altijd prioriteit krijgt, zijn aanzienlijk duurder. Het cumulatieve verschil in subsidiekost tussen het goedkoopste scenario en het 'Hoog HE Prioriteit' scenario met een 57% aandeel van hernieuwbare productie loopt op tot meer dan € 18 miljard.

Figuur 4 – Cumulatieve subsidiekost en aandeel hernieuwbare energie per scenario



Tabel 5 toont hoe de cumulatieve subsidiekosten per technologie verdeeld zijn in de verschillende scenario's. Wanneer in een technologie bijkomend geïnvesteerd wordt – en deze investering is uitgelokt door een subsidiemechanisme – is er een positieve subsidiekost. Indien gedesinvesteerd wordt – zoals gebeurd met biomassa in de twee gas-scenario's – daalt de bestaande subsidiestroom wat een besparing oplevert. Om deze reden is er een negatieve subsidiekost voor biomassa in de twee gas-scenario's. Het verdwijnen van biomassa noodzaakt de gas-scenario's wel tot bijkomende subsidies voor gascentrales, wind en PV. De subsidies voor wind en PV zijn in de gas-scenario's vergelijkbaar met de subsidies in de twee andere prioritaire scenario's maar leiden door het ontbreken van biomassa tot een lager aandeel hernieuwbare energie en een hogere CO₂-uitstoot.

Tabel 5 – Samenstelling van de cumulatieve subsidiekost per scenario (in miljoen Euro)

	BAU HE Prio	BAU HE Flex	Hoog HE Prio	Hoog HE Flex	Gas Laag BM	Gas Geen BM
Wind Onshore	3340	2924	4267	3663	4068	4045
Wind Offshore	7853	6590	7903	6606	7778	7763
PV	3705	3270	4752	4161	4664	4654
Biomassa	10827	2642	16880	6595	-1435	-3879
Gas	6849	6849	5536	5536	8959	9485
Peak	1658	1658	1658	1658	1658	1755
TOTAL	34233	23934	40996	28219	25692	23823
Aandeel HE	44%	29%	57%	38%	33%	28%

Uit Tabel 5 blijkt dat de twee flexibele scenario's 'BAU HE Flex' en 'Hoog HE Flex' een sterk verschillende subsidiekost voor biomassa hebben. In het 'BAU HE Flex' is de subsidiekost van biomassa lager dan de subsidiekost van onshore wind en PV en veel lager dan de subsidiekost van offshore wind. In het 'Hoog HE Flex' scenario is de subsidiekost van biomassa hoger dan de subsidiekost voor PV en onshore wind en nog net lager dan de subsidiekost voor offshore wind.

Stysteemkosten; het voordeel van biomassa

Deze becijfering van de directe subsidiekost voor combinaties van technologieën houdt geen rekening met de indirecte systeemkost van het gebruik van productietechnologieën. In een scenario met een groot aandeel offshore wind zijn er immers belangrijke kosten om de turbines aan te sluiten op het elektriciteitsnet (de zgn. *grid connection* kosten). Een groot aandeel PV heeft dan weer implicaties in termen van netversterking of *grid reinforcement* etc. De totale systeemkosten per technologie kunnen aanzienlijk oplopen en worden doorgerekend aan de finale consument. Traditioneel wordt de systeemkost¹⁸ opgesplitst in een viertal categorieën: back-up (adequacy), balancing, grid connection, grid reinforcement en extension. In onze scenario's waarbij energiezekerheid wordt gegarandeerd, is de back-up kost als gevolg van een hoog aandeel weersafhankelijke productie al gedekt door voldoende investeringen in gas- en biomassacentrales. In het vervolg van de analyse werken we dan ook alleen met de andere componenten van de bovenvermelde systeemkosten. Biomassacentrales hebben in deze context een zeer belangrijk voordeel omdat deze centrales in functie van het bestaande net gebouwd kunnen worden en in principe gebruikt kunnen worden om de vraag te volgen zodat er geen directe balanceerkosten toe te wijzen zijn aan biomassacentrales.

Vertrekkende van het basiswerk over de systeemkosten per energietechnologie van NEA/OECD (2012), vervolledigen we de analyse uit Figuur 4 en Tabel 5 door de uitgelokte systeemkosten per scenario te internaliseren, dwz we voegen de systeemkost toe aan de directe subsidiekosten. Aangezien de uitgelokte systeemkosten ook betaald dienen te worden door de consument, is deze oefening zeer relevant. De systeemkost per technologie is afhankelijk van het aandeel van deze technologie in de totale productie. Uit 'Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-carbon Electricity Systems (NEA/OECD, 2012)' gebruiken we data over de systeemkost per technologie voor Frankrijk en Duitsland bij een aandeel voor PV, wind onshore en offshore van elk 10% in de totale productie. Deze assumptie van een totaal aandeel van 30% geleverd door deze drie technologieën sluit aan bij het gemiddelde aandeel van de hernieuwbare productie in Figuur 1. Uit de totale grid-level systeemkosten van NEA/OECD weerhouden we alleen de balancing, grid connection, grid reinforcement en extensiekosten¹⁹. We nemen het gemiddelde van deze systeemkosten voor Frankrijk en Duitsland als een representatieve waarde voor België en voegen deze gemiddelde systeemkosten bij de subsidiekosten in Tabel 5. De resultaten hiervan vinden we in Tabel 6 waar we per scenario de optelsom van de directe subsidiekost plus systeemkost presenteren²⁰.

¹⁸ Naast deze kost kan een keuze voor bepaalde technologieën nog andere kosten genereren, bijvoorbeeld het *compression effect* of de dalende rendabiliteit van gascentrales door dalende load factors. Deze kost moet gedragen worden door economische agenten en is even relevant als bijvoorbeeld de subsidiekost voor nieuwe installaties.

¹⁹ De back-up kosten uit de systeemkosten van NEA/OECD mogen niet opgenomen worden omdat de adequacy in de energiezekerheidsscenario's gegarandeerd is (onafhankelijk van het aandeel hernieuwbare energie).

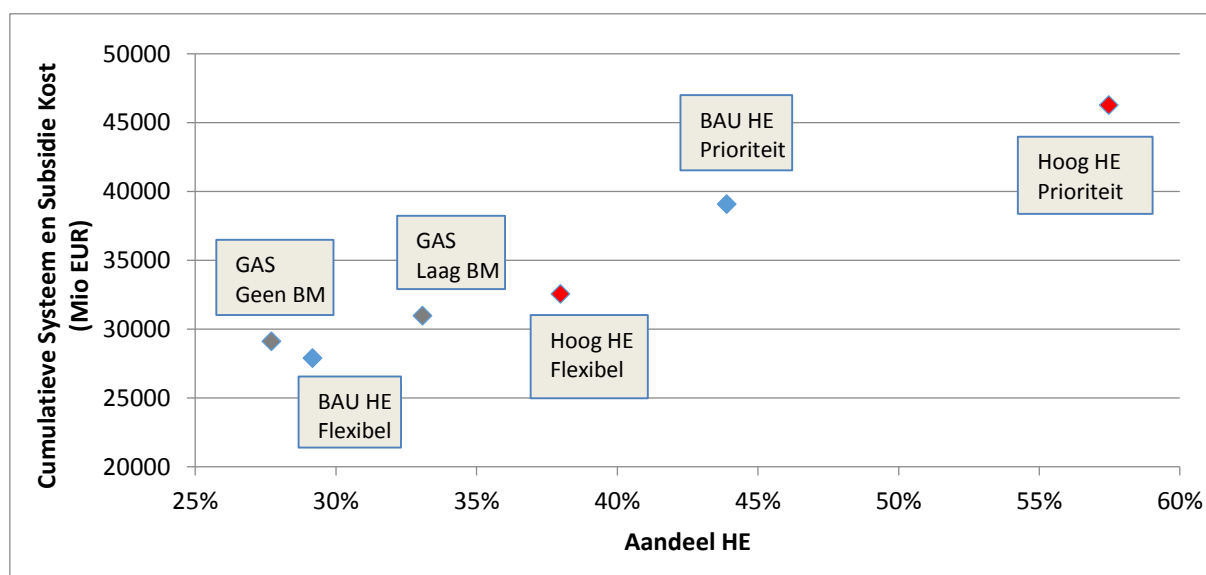
²⁰ In Tabel 5 tonen we de totale subsidiekost als totale productie vermenigvuldigd met de subsidiekost per technologie zonder rekening te houden met de systeemkosten.

Tabel 6 – Cumulatieve subsidiekost inclusief systeemkosten

	BAU HE Prio	BAU HE Flex	Hoog HE Prio	Hoog HE Flex	Gas Laag BM	Gas Geen BM
Wind Onshore	4823	4144	5988	5078	5789	5766
Wind Offshore	9714	8122	9764	8139	9638	9623
PV	5217	4500	6451	5543	6363	6353

In Figuur 5 vergelijken we per scenario de som van de subsidie- en systeemkosten. Hieruit blijkt dat niet het gas-scenario zonder biomassa maar het scenario 'BAU HE Flexibel' de laagste kostprijs kan voorleggen. Dit scenario heeft bovendien een hoger aandeel hernieuwbare energie en een lagere CO₂-uitstoot dan in de twee gas-scenario's zonder biomassa. Het scenario 'GAS Geen BM' moet de inzet van weersafhankelijke hernieuwbare energie op een niet-flexibele manier maximaliseren en dit heeft een prijs in termen van bijkomende systeemkosten. In de flexibele BAU en Hoog HE scenario's wordt biomassa bovendien efficiënt ingezet om de vraag te volgen – en niet om de output van biomassacentrales te maximaliseren ongeacht de marktvrage – waardoor de totale kostprijs beperkt blijft.

Figuur 5 – Cumulatieve subsidie- en systeemkost per technologie



Uit Figuur 5 blijkt eveneens dat de kostprijs van het 'Hoog HE Flexibel' scenario met heel wat investeringen in bijkomende biomassacapaciteit vergelijkbaar is met de kostprijs van de gas-scenario's waarin biomassa afgebouwd wordt. Het 'Hoog HE Flexibel' scenario heeft wel een veel hoger aandeel hernieuwbare energie en een lagere CO₂-uitstoot. Dit scenario lijkt dan ook een optimaal scenario in termen van kostprijs en ecologische impact. De twee resterende scenario's 'BAU HE Prioriteit' en 'Hoog HE Prioriteit' hebben een aanzienlijke meerkost in vergelijking tot de vier goedkopere scenario's. Deze meerkost dient afgewogen te worden met de lagere uitstoot bij deze scenario's.

Het duurzame aanbod van biomassa

Het ecologische rendement van biomassacentrales staat of valt met het duurzame aanbod van pellets. De origine van de pellets voor de Belgische biomassacentrales van Electrabel (Les Awirs & Rodenhuize) wordt systematisch gevalideerd door SCS. In België worden voornamelijk pellets uit Noord-Amerika gebruikt. In 2014 werd 63% van de gebruikte pellets aangekocht in de VS. 13% van de pellets was

afkomstig uit Canada en de rest werd in Europa aangekocht. Voor 2015 wordt verwacht dat meer dan 80% van de pellets voor de Belgische biomassa centrales aangekocht wordt in de VS. Deze Amerikaanse pellets worden geproduceerd op basis van afvalstromen (van zagerijen). De exportcapaciteit van de Amerikaanse pelletbedrijven is de afgelopen jaren spectaculair toegenomen als reactie op de grote vraag naar pellets – met certificaat – in de EU. Volgens het US Department of Energy heeft de VS meestal een overschot aan houtafval (NREL, 2013). Het aanbod van houtafval is wel conjunctuurgevoelig. De recente economische recessie trof de Amerikaanse bouwsector zeer hard in 2008 en 2009. De lagere vraag naar hout als bouw materiaal heeft geleid tot minder houtafval in die jaren waardoor enkele pelletbedrijven tijdelijk meer hoogwaardige houtstromen dienden te gebruiken voor de pelletproductie. In principe kan de duurzame pelletproductie in de VS nog sterk toenemen in de komende jaren maar Amerikaanse bedrijven kijken vooral naar de toename van de pelletproductie in Aziatische landen. Een overproductie van pellets is zeker niet wenselijk.

De discussies over de duurzaamheid van pellets voor biomassa centrales doet denken aan de discussies over de duurzaamheid van gerecycleerd papier in de periode 1980-1990. Het debat over de milieupact van gerecycleerd papier heeft na verloop van tijd geleid tot een betrouwbaar certificatiesysteem dat systematisch inspeelt op nieuwe wetenschappelijke inzichten en technologische mogelijkheden. In de pionierslanden is de logistieke keten van de papierproducenten integraal traceerbaar en wordt heraanplanting gegarandeerd en onafhankelijk gevalideerd. Door de invoer van papier te beperken tot papier met een certificaat kunnen de grote consumentenmarkten ook andere landen aanzetten tot het nastreven van de beste certificaten.

Europese bedrijven met grote biomassa centrales hebben in 2013 het *Sustainable Biomass Partnership* (SBP)²¹ opgericht om de biomassaketen beter te begrijpen, meer transparant te maken en te ondersteunen met mechanismen waardoor de producent en de gebruiker van biomassa kunnen voldoen aan Europese en nationale duurzaamheidscriteria. Certificatieschema's door onafhankelijke derde partijen spelen hierbij een zeer belangrijke rol. Initiatieven zoals het SBP kunnen op termijn het duurzame aanbod van biomassa op een transparante manier doen toenemen. Belangrijk hierbij is dat de wetenschappelijke inzichten over het duurzame aanbod van biomassa sterk evolueren. Zo heeft een onderzoeksgroep van de Universiteit van Utrecht²² o.l.v. Dr. Birka Wicke in opdracht van o.a. enkele Nederlandse overheden via cases in Polen, Hongarije, Roemenië en Indonesië aangetoond dat de lokale productie van energiegewassen er fors kan toenemen zonder een nadelige directe of indirecte verandering in het landgebruik of ILUC (*indirect land use change*). Bovenvermelde landen bezitten enorme hoeveelheden onderbenutte percelen zodat meer energiegewassen niet moeten leiden tot het inpalmen van huidige landbouwzones of ontbossing. Momenteel zijn energiegewassen van marginaal belang voor de pelletproductie die maximaal gebruik maakt van bestaande afvalstromen. De inzichten over energiegewassen tonen aan dat het aanbod van biomassa voor pellets sterk kan toenemen indien de bestaande afvalstromen de toenemende vraag naar pellets niet zouden kunnen volgen.

Import van elektriciteit

Door meer elektriciteit te importeren vanuit de buurlanden kan de verwachte toename van de CO₂-uitstoot lager uitvallen. In de periode 2011-2013 importeerde ons land ongeveer 5% van de totale elektriciteitsconsumptie. Dit aandeel zou in principe kunnen toenemen. Op lange termijn is meer en

²¹ <http://www.sustainablebiomasspartnership.org/>

²² Universiteit Utrecht (2015). ILUC Prevention Project, <http://www.uu.nl/en/research/copernicus-institute-of-sustainable-development/research/energy-and-resources/potential-indirect-land-use-change-iluc>

goedkope import van elektriciteit geen evidente optie omdat ook in onze buurlanden heel wat oude centrales tegen 2023 gesloten zullen worden. In het Nederlandse Energieakkoord van 2013 werd besloten om tegen 1 juli 2017 vier oude steenkoolcentrales uit de jaren 1980 te sluiten. In Duitsland pleit Agora voor een sterke daling van de elektriciteitsproductie door bruinkool- en steenkoolcentrales. Zo zou het aandeel van deze centrales in de totale Duitse elektriciteitsproductie moeten dalen van 45% vandaag naar 19% in 2030²³. Zoniet haalt Duitsland nooit de eigen ambitieuze CO₂-doelstellingen tegen 2030. Dit kan alleen door heel wat oude centrales definitief te sluiten. Bovendien zal tegen 2023 maar liefst 15 GW oude steenkoolcapaciteit in het Verenigd Koninkrijk gesloten worden omwille van ecologische redenen en de beperkte rendabiliteit van een ombouw tot biomassa-centrale. De optelsom van al deze impliciete en expliciete phase-outs van oude fossiele capaciteit oogt indrukwekkend. De relatieve overcapaciteit in onze buurlanden kan binnen enkele jaren omslaan in een relatieve krapte met hoge prijzen voor geïmporteerde elektriciteit als gevolg.

Door niet te produceren in het eigen land, exporteren we een deel van onze CO₂-uitstoot. Dit heeft een positieve impact op de Belgische uitstoot van broeikasgassen maar is niet relevant vanuit Europees of globaal perspectief. De emissies noodzakelijk om onze vraag naar elektriciteit te dekken, worden alleen maar verplaatst. Omwille van het omvangrijke nucleaire park in Frankrijk – 78% van de totale Franse elektriciteitsproductie wordt geleverd door kerncentrales – kunnen we vanuit Frankrijk relatief koolstofarm importeren. De import van nucleaire elektriciteit uit Frankrijk is een bizar antwoord op de Belgische kernuitstap... Het Nederlandse park wordt nog altijd gedomineerd door gas- en steenkoolcentrales²⁴ zodat importeren vanuit Nederland zeer CO₂-intensief is. In Tabel 7 presenteren we de gemiddelde CO₂-intensiteit van de elektriciteitsproductie in België, Nederland en Frankrijk. Door bijkomende investeringen in hernieuwbare energie kan de gemiddelde CO₂-intensiteit op termijn dalen in Nederland.

Tabel 7 - Gemiddelde CO₂-intensiteit van de elektriciteitsproductie (in ton CO₂-eq per GWh)

2013	CO₂-equivalente emissies; ton per GWh
België	171
Nederland	664
Frankrijk	74

Slimmer consumeren

De verwachte toename van de CO₂-uitstoot is niet wenselijk en kan deels vermeden worden door de totale vraag naar elektriciteit te beperken. Een aanzienlijk deel van de mogelijke toename van de CO₂-uitstoot is immers het gevolg van de verwachte toename van de vraag naar elektriciteit (als gevolg van goedkopere elektrische auto's met een hogere actieradius, meer warmtepompen, meer consumentenelektronica, etc.). Een toename van de vraag naar elektriciteit hoeft niet lineair omgezet te worden in meer CO₂-emissies.

Een slim net met voldoende opslagcapaciteit – centraal of decentraal – heeft het potentieel om de piekvraag gevoelig te verminderen en profielen te optimaliseren. De combinatie van hernieuwbare productie en voldoende opslagcapaciteit kan bovendien de behoefte aan gascentrales beperken. Over al deze mogelijke evoluties wordt al lang gepraat zonder weinig

²³ Agora (2014). Das Deutsche Energiewende-paradox: Ursachen und Herausforderungen, http://www.agora-energiewende.de/Trends_im_deutschen_Stromsektor/Analyse_Energiewende_Paradox_web.pdf

²⁴ Deze zijn goed voor 55% en respectievelijk 27% van de totale Nederlandse productie.

voortgang. Bijna 10 jaar geleden vroeg de Europese Commissie met de *Energy End-Use Efficiency and Energy Services Directive (2006/32/EC)* naar (slimme) meters om het werkelijke verbruik te vertalen in informatie die het gedrag van consumenten beter kan sturen. Vandaag bestaat de technologie om de vraagkant ingrijpend te bespelen terwijl lokale opslag een realiteit kan worden dankzij de dalende batterijkosten. Er zijn geen garanties dat slimme technologieën de CO₂-uitstoot tegen 2030 drastisch zullen beperken. Het niet benutten van het mogelijke potentieel van deze technologieën dreigt ons wel met een CO₂-kater op te zadelen.

Conclusies

Het garanderen van de energiezekerheid bij een CO₂-restrictie vormt een dubbele uitdaging. Door de kernuitstap zal de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit sterk toenemen. Een deel van de nucleaire capaciteit zal immers vervangen worden door gascentrales. Bovendien zullen de piekvraag en de totale elektriciteitsconsumptie stijgen met bijna 10% tegen 2030. Zelfs wanneer het aandeel van hernieuwbare energie tegen 2030 oploopt tot 57%, stijgt de CO₂-uitstoot met bijna 10 miljoen ton of met 60%. In vergelijking met de totale CO₂-uitstoot in België - 89 miljoen ton in 2012 - weegt deze verwachte toename uit de productie van elektriciteit zwaar door. Een (zeer) hoog aandeel hernieuwbare energie tegen 2030 is alleen haalbaar mits aanzienlijke investeringen in biomassa-centrales die bovendien de energiezekerheid verhogen. Zonder investeringen in biomassa-centrales zijn meer gascentrales nodig om de energiezekerheid te garanderen. Hierdoor kan de CO₂-uitstoot uit de productie van elektriciteit meer dan verdubbelen tot zelfs toenemen van 15 miljoen ton vandaag tot 37 miljoen ton in 2030. Deze forse toename kan vergeleken worden met de huidige jaarlijkse uitstoot van broeikasgassen door gezinnen. Scenario's zonder biomassa leiden tot een hogere CO₂-uitstoot en zijn omwille van de systeemkosten van variabele hernieuwbare energie bovendien duurder.

Bibliografie

Agora (2014). Das Deutsche Energiewende-paradox: Ursachen und Herausforderungen, <http://www.agora-energiewende.de/>

Albrecht, J. en Laleman, R. (2015). Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System, <http://www.ceem.ugent.be/en/reports.htm>

IPCC 2013, *Chapter 7: Energy Systems*, viewed 2014, <http://report.mitigation2014.org/drafts/final-draft-postplenary/ipcc_wg3_ar5_final-draft_postplenary_chapter7.pdf>.

Laleman, R, Albrecht, J & Dewulf, J 2011, 'Life Cycle Analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 267–281.

National Renewable Energy Laboratory (2013). International Trade of Wood Pellets, <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56791.pdf>

NEA/OECD (2012). Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, Paris), <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>

Universiteit Utrecht (2015). ILUC Prevention Project, <http://www.uu.nl/en/research/copernicus-institute-of-sustainable-development/research/energy-and-resources/potential-indirect-land-use-change-iluc>