



## LITERATUURSTUDIE

### VERGELIJKING VAN DE METHODOLOGIE EN DE BELEIDSADVIEZEN VAN ZES SCENARIOSTUDIES VOOR DE ELEKTRICITEITSSECTOR

**Auteur: Marc Marsidi (secretariaat van de Minaraad)**

12 | 70



# Inhoudsopgave

Toelichting en duiding .....	5
Krachtlijnen.....	6
Afkortingen .....	23
Hoofdstuk 1. Inleiding .....	25
1.1 Aanleiding .....	25
1.2 Doel van de studie .....	25
Hoofdstuk 2. Werkwijze van deze literatuurstudie.....	27
2.1 Aanpak .....	27
2.2 Vergelijken van methodologische aanpak.....	27
2.3 Vergelijken van genoemde transitiebarrières en beleidsadviezen met betrekking tot de transitie van de elektriciteitssector.....	29
2.4 Afbakening van deze studie .....	29
Hoofdstuk 3. Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden .....	31
3.1 Inleiding .....	31
3.2 Broeikasgasemissiedoelstelling.....	31
3.3 Rentevoet, leerratio, CO <sub>2</sub> -prijs, brandstofprijs .....	32
3.3.1 Rentevoet.....	32
3.3.2 Brandstofprijzen .....	33
3.3.3 CO <sub>2</sub> -prijzen.....	33
3.3.4 Leerratio .....	33
3.4 Elektriciteitsvraag.....	34
3.4.1 Modelering vraagprofiel .....	34
3.4.2 <i>Demand side management</i> .....	35
3.4.3 Economische groei.....	35
3.4.4 Energie-efficiëntie.....	36
3.4.5 Elektrische voertuigen.....	37
3.4.6 Warmtepompen.....	37
3.5 Netwerkuitbreiding, uitbreiding van de elektriciteitsproductiecapaciteit en opslag van elektriciteit .....	37
3.6 Noord-Afrika.....	40
3.7 Kernenergie .....	40
3.8 Koolstofafvang en -opslag .....	41
3.9 Biomassa .....	42
3.10 Banenmarkt .....	43
3.11 Milieu .....	43
3.12 Overzicht verschillen aanpak scenariostudies.....	43
Hoofdstuk 4. Transitiebarrières en beleidsadviezen .....	48
4.1 Inleiding .....	48
4.2 Elektriciteitsvraag.....	48
4.2.1 Gebrek aan bindende energie-efficiëntiedoelstelling .....	49
4.2.2 <i>Energy Services Directive</i> , Ecodesign Richtlijn, Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen en Energie-etiketteringsrichtlijn nog niet optimaal .....	51
4.2.3 Structurele barrières .....	52
4.2.4 Financiële barrières.....	53
4.2.5 Sociaalpsychologische barrières.....	54
4.2.6 Gebrek aan een breder overzicht voor kostenoptimale planning.....	55

4.2.7	Elektrificatie van de residentiële en transportsector .....	55
4.3	Elektriciteitsnetwerk .....	56
4.3.1	Europese lange-termijn visie ontbreekt .....	57
4.3.2	Onzekerheid in de ontwikkeling productie-eenheden .....	58
4.3.3	Gebrek aan coördinatie tussen landen .....	59
4.3.4	Vertragingen vergunningstraject .....	60
4.3.5	Gebrek aan financiële middelen .....	61
4.3.6	Onduidelijkheden allocatie van kosten van interconnectoren .....	62
4.3.7	Technische barrières .....	64
4.4	Elektriciteitsproductie .....	65
4.4.1	Gebrek aan een Europees beleid voor de lange-termijn .....	65
4.4.2	Onduidelijkheid toekomstige rol van kernenergie en koolstofafvang en -opslag technologie .....	66
4.4.3	Korte termijn dreigend tekort productiecapaciteit .....	66
4.4.4	Variabele karakter intermitterende hernieuwbare energiebronnen.....	67
4.4.5	Gebrek aan capaciteit van het transmissienetwerk.....	69
4.4.6	Onzekerheid beleidsondersteuning hernieuwbare energietechnologieën .....	70
4.5	Opslag en <i>Demand side management</i> .....	71
4.5.1	Gebrek economische stimulans opslagtechnologieën .....	72
4.5.2	Verdere ontwikkeling van opslag- en DSMtechnologieën nodig .....	73
4.6	Overzicht barrières en beleidsadviezen uit scenariostudies en additionele studies	74
	Literatuurlijst.....	86
	Bijlage 1. SRU (2011), <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> – fact sheet ..	89
	Bijlage 2. Greenpeace (2011), <i>Battle of the grids</i> – fact sheet.....	101
	Bijlage 3. ECF (2010), <i>Roadmap 2050</i> – fact sheet.....	115
	Bijlage 4. Eurelectric (2009), <i>Power Choices</i> – fact sheet .....	129
	Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), <i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i> – fact sheet.....	143
	Bijlage 6. EC (2011f), <i>Energy Roadmap 2050</i> – fact sheet.....	155
	Bijlage 7. Ontwikkeling CO <sub>2</sub> -prijzen.....	167
	Bijlage 8. Ontwikkeling brandstofkosten .....	169
	Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoud kosten (O&M) ...	172
	Bijlage 10. Parameters maximale installeerbare capaciteit technologieën REMix-model	187
	Bijlage 11. Executive Summary .....	189

## Toelichting en duiding

Verscheidene recente scenariostudies hebben mogelijke paden beschreven die leiden tot de lange-termijn verduurzaming van de Europese elektriciteitssector. Omdat het moeilijk is de grote lijnen te ontwaren in dit geheel aan studies, en omdat het nog moeilijker is om de tegenstellingen in de conclusies ervan te duiden, heeft de Minaraad in 2011 beslist dat er moest overgegaan worden tot de opmaak van een literatuurstudie.

De doelstelling van de voorliggende metastudie is dan ook tweevoudig: 1) met dit document wordt beoogd om de gekozen modellering, randvoorwaardes en aannames van zes van dergelijke, recente scenariostudies in detail met elkaar vergelijken, en 2) met dit document wordt betracht een overzicht bieden van de in deze studies geïdentificeerde barrières die de ontwikkeling van deze scenario's hinderen en de in de scenariostudies in dat verband gegeven beleidsadviezen.

Deze door Marc Marsidi ondernomen literatuurstudie is zodoende het resultaat van een gedurende een jaar ondernomen studie-activiteit in opdracht van de Minaraad. De Minaraad heeft, in zijn zitting van 27 september 2012, akte genomen van het resultaat van deze studieactiviteit.

De verantwoordelijkheid voor deze studie berust geheel bij het secretariaat van de Minaraad; de aan de Minaraad verbonden raadsorganisaties of raadsleden zijn ten genen dele gebonden door de inhoud of de krachtlijnen van deze studie.

Jan Verheeke, algemeen secretaris Minaraad

# Krachtlijnen

## De moeilijkheden bij het interpreteren van scenariostudies

Verscheidene recente studies tonen scenario's die kunnen leiden tot een verduurzaming van het Europese energiesysteem en de Europese elektriciteitssector. De scenario's verschillen echter dusdanig van elkaar dat het niet eenvoudig is aan de hand van deze verschillende resultaten te bepalen welk scenario de juiste is en wat voor energiebeleid nodig zal zijn om dit scenario te bereiken.

Bij het interpreteren of vergelijken van resultaten van scenariostudies moet de gebruikte onderzoeksmethode worden meegenomen. Er bestaat een grote verscheidenheid aan keuzes die kan worden gemaakt in de methodiek die het uiteindelijke resultaat beïnvloeden. Deze studie heeft als eerste doel de methodologische verschillen tussen zes recente scenariostudies te inventariseren. Deze zes scenariostudies zijn:

- SRU (2011), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*, Sondergutachten
- Greenpeace (2011), *Battle of the grids*
- ECF (2010), *Roadmap 2050*
- Eurelectric (2009), *Power choices*
- Federaal Planbureau (2011b), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030*
- EC (2011f) - *Energy Roadmap*

De tabel hieronder toont de resultaten van de vergelijking van verschillende methodologische sleutelaspecten zoals gevonden in de zes gekozen scenariostudies.

**Tabel 1: Overzicht verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden**

Aspect	Methodologische opties gebruikt in de zes scenariostudies
Broeikasgas-emissiedoelstelling <i>heeft impact op</i> Hoeveelheid CO <sub>2</sub> eq die vermeden dient te worden in scenario (randvoorwaarde).	De Europese broeikasgasemissiedoelstellingen variëren tussen de studies van: <ul style="list-style-type: none"><li>• 75% tot 95% reductie in 2050 ten opzichte van niveau in 1990;</li><li>• -30% tot -40% reductie in 2030 ten opzichte van niveau in 1990;</li><li>• -20% tot -30% reductie in 2020 ten opzichte van niveau in 1990.</li></ul>
Rentevoet, leerratio, CO <sub>2</sub> -prijs, brandstofprijs <i>heeft impact op</i> Specifieke productiekosten per technologie.	Deze aspecten verschillen per studie. Zie de tabellen in hoofdstuk 3.3 en de Bijlages voor overzichten van de verschillen.
Elektriciteitsvraag <i>heeft impact op</i> <ul style="list-style-type: none"><li>• Totale jaarlijkse elektriciteitsvraag;</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Het profiel</b> van de elektriciteitsvraag wordt door belastingscurves weergegeven in alle studies. Bij Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 20 en 21), SRU (SRU 2011, blz. 91) en ECF (ECF 2010, blz. 53-55) wordt aangegeven dat de belastingscurves op een uurlijkse basis zijn samengesteld. De curves zijn bepaald op basis van gegevens van</li></ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profiel van de elektriciteitsvraag.</li> </ul>	<p>Europese transmissienetwerkbeheerders of landspecifieke data. Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 20 en 21) houdt ook rekening met de geografische verdeling van energie-intensieve activiteiten en populatie. De studies die gebruik maken van het PRIMES model (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f) gebruiken chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones (Capros 2011, blz. 13);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Demand side management (DSM)</b> wordt door ECF (ECF 2010, blz. 71) en Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 48) meegenomen in de modellering (respectievelijk 20% en 15% DSM). De studies Federaal Planbureau (2011b) en SRU (2011) nemen het gebruik van DSM niet mee in hun modellering. De studies Eurelectric (2009) en EC (2011f) lijken DSM wel mee te nemen, maar beschrijven niet hoe;</li> <li>• De studies bepalen de <b>economische groei</b> op basis van resultaten van <i>WEO 2009</i> (Greenpeace 2010, blz. 31), of het GEM-E3 model (Federaal Planbureau 2011b; Eurelectric 2009, blz. 27; EC 2011f), of het Oxford Economics model (ECF 2010, blz. 31). Enkel laatstgenoemde houdt rekening met invloed van elektriciteitsprijzen op economische groei.</li> <li>• Voor het <b>energie-efficiëntiepotentieel</b> baseren de studies zich op de studie <i>McKinsey 2030 Global GHG Abatement Cost Curve for Europe</i> (ECF 2010, blz. 10), of een energie-efficiëntie studie van Ecofys (Greenpeace 2010, blz. 28), of bepalen met behulp van het model (Capros 2011, blz. 10) de inzet van energie-efficiëntie technologieën met behulp van PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). Geen van de studies beschrijft de technologische karakteristieken of de investeringskosten van de individuele energie-efficiëntie technologieën;</li> <li>• Het aandeel <b>elektrische voertuigen (EV)</b> aan het wagenpark van Europa in 2050 varieert van 62% (Greenpeace 2010, blz. 49) tot 76% (ECF 2010, blz. 43<sup>1</sup>). Eurelectric (2009) en EC (2011f) schatten het aandeel EV aan het personenvervoer op respectievelijk 80-90% (Eurelectric 2009, blz. 53) en 80% in Europa in 2050 (EC 2011h, blz. 20). Het Federaal Planbureau (2011b) voorziet voor België in 2030 een aandeel van 20% in zijn “EV”-scenariovarianten (Federaal Planbureau 2011b, blz. 87);</li> <li>• Gebruik van <b>warmtepompen</b> wordt met behulp van het model bepaald in studies die PRIMES gebruiken (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). ECF (2010) gaat uit van 90% koeling en verwarming in gebouwen in 2050 door middel van warmtepompen (ECF 2010, blz. 43).</li> </ul>
<p>Netwerkuitbreiding, uitbreiding capaciteit elektriciteitsproductie, en opslagcapaciteit <u>heeft impact op</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De totale hoeveelheid opwekkingscapaciteit en type capaciteit;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De <b>toekomstige productiecapaciteit</b> per technologie is of exogeen gekozen, eventueel op basis van trends en overleg met industriële <i>stakeholders</i> (ECF 2010, blz. 28,30; Greenpeace 2010, blz. 38), of met behulp van het model (Capros 2011, blz. 13-17) door kostenoptimalisatie (DLR 2010, blz. 1; Federaal Planbureau 2011b; Eurelectric 2009; EC 2011f);</li> <li>• De potentiële <b>output van intermitterende hernieuwbare energiebronnen (HEB)</b> is op basis van weerdata op uurbasis door</li> </ul>

<sup>1</sup> Schatting op basis van aantal gereden kilometers van Exhibit 7 van ECF (2010), waarbij “Hybrids”, “Plug-in hybrids” en “Battery electric vehicles” worden beschouwd als elektrische voertuigen.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• De hoeveelheid <i>back-up</i> capaciteit;</li> <li>• De hoeveelheid opslagcapaciteit;</li> <li>• De uitbreiding van capaciteit van het transmissienet.</li> </ul>	<p>Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 14) en SRU (DLR 2010, blz.7). De PRIMES gebaseerde studies (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f) nemen de nominale capaciteit verminderd met de aangenomen jaarlijkse <i>resource availability rate</i>, waarbij wordt aangenomen dat de technologie gedurende het jaar uniform elektriciteit produceert (Capros 2011, blz. 50);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• In de studies wordt het <b>transmissienetwerk</b> opgedeeld in <i>nodes</i>. Het aantal <i>nodes</i> in de gebruikte modellen varieert van 9 tot 224;</li> <li>• In de gekozen studies wordt de vraag en aanbod van elektriciteit gerelateerd aan de <i>nodes</i>;</li> <li>• De hoeveelheid <b>back-up capaciteit</b> wordt in de gekozen studies met behulp van het model bepaald;</li> <li>• <b>Demand side management (DSM)</b> exogeen meegenomen als percentage (15-30%) waarmee de belasting kan verschoven worden (Tröster et al. 2011, blz. 48, 49; ECF 2010, blz. 71). De PRIMES gebaseerde studies geven niet aan of zij, en zo ja hoe, DSM hebben meegenomen in de modellering. SRU (2011) geeft aan het potentieel van DSM om grote behoeftes van de elektriciteitsvraag aan te kunnen passen, gering in te schatten (SRU 2011, blz. 462);</li> <li>• De ontwikkeling van het <b>distributienetwerk</b> is in geen van de studies in detail meegenomen;</li> <li>• Het potentieel om <b>waterkrachtcentrales in Noorwegen</b> om te bouwen tot pompcentrales is soms expliciet wel (DLR 2010, blz. 8) en soms expliciet niet (ECF 2010, blz. 55) meegenomen. Bij de andere studies is het niet zeker of zij dit potentieel hebben meegenomen;</li> <li>• De SRU studie neemt <b>drukluktopslag</b> (DLR 2010, blz. 8) mee in zijn modellering. De SRU studie en de EC studie nemen beiden <b>waterstof</b> (DLR 2010, blz.8; EC 2011h, bijv. blz. 22) mee voor mogelijke opslag van elektriciteit. De andere studies geven niet duidelijk weer welke opslagtechnologieën zijn meegenomen buiten pompopslag.</li> </ul>
<p>Noord-Afrika <u>heeft impact op</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De nodige totale hoeveelheid opwekkingscapaciteit en type capaciteit in Europa;</li> <li>• De nodige uitbreiding van capaciteit van het transmissienet.</li> </ul>	<p>Sommige studies nemen de mogelijkheid van <b>import</b> van elektriciteit uit <b>Noord-Afrika</b> mee. ECF (2010) hanteert een maximale jaarlijkse netto-elektriciteitsimport uit Noord-Afrika van 15% van de totale vraag in zijn 100% HE scenario (ECF 2010, blz. 77). Greenpeace gaat uit van een maximale importcapaciteit van 60 GW (Tröster 2011, blz. 20). SRU (2011) stelt als randvoorwaarde dat jaarlijks maximaal 15% netto-import mag plaatsvinden in zijn meegenomen landen, inclusief Noord-Afrikaanse landen (DLR 2010, blz. 26).</p> <p>De EC (2011f) studie geeft geen details over het modelleren of andere aannames met betrekking tot dit onderwerp, maar volgens Capros (2011) neemt het <i>High RES</i> scenario de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika mee (Capros 2011, blz. 53). De studies Eurelectric (2009) en Federaal Planbureau (2011b) lijken de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika niet mee te nemen in hun scenario's.</p>
<p>Kernenergie <u>heeft impact op</u> Type productiecapaciteit.</p>	<p>De studies Greenpeace (Greenpeace 2010, blz. 7) en SRU (SRU 2011, blz. 50) nemen beiden het gebruik van <b>kernenergie</b> expliciet niet mee in hun scenario's. De overige studies nemen het gebruik van kernenergie wel mee.</p>
<p>Koolstofafvang en -opslag</p>	<p>De studies van Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 48) en SRU (SRU 2011, blz. 50) nemen beiden het gebruik van <b>koolstofafvang en -opslag (CCS)</b></p>



<p>(CCS) <u>heeft impact op</u> Type productiecapaciteit.</p>	<p>expliciet niet mee in hun scenario's. De overige studies nemen het gebruik van CCS mee in hun scenario's maar de aannames met betrekking tot het jaar waarop CCS commercieel beschikbaar zal worden varieert.</p>
<p>Biomassa <u>heeft impact op</u> Potentieel van biomassa voor elektriciteitsproductie.</p>	<p>De maximale potentiële beschikbare hoeveelheid <b>biomassa</b> in het model varieert tussen de gekozen studies. Deze is onder andere afhankelijk van de aannames met betrekking tot nationaal of Europees beschikbare hoeveelheid biomassa. Verder van belang is de aanname met betrekking tot import van biomassa.</p> <p>De studies die zich baseren op PRIMES (Eurelectric 2009, Federaal Planbureau 2011b en EC 2011f) gebruiken voor het modelleren van elektriciteitsproductie op basis van biomassa een aparte module die de kosten van de aanbodzijde voor bio-energie en tevens de import-export van bio-energie en <i>feedstock</i> van bio-energie bepaalt (Capros 2011, blz. 19). De ECF studie gaat uit van een beschikbare biomassa voor Europa van 5,000 TWh primaire energie, op basis van een <i>review</i> van McKinsey (ECF 2010, blz. 42). Greenpeace (2010) en (SRU 2011) vermelden beiden dat bij het bepalen van het gebruik van biomassa voor de energievoorziening een "voorzichtige" aanpak is gebruikt wegens de mogelijke risico's voor biodiversiteit en voedselvoorziening die gepaard gaan met productie van energiegewassen. Het genomen biomassapotentieel dat gebruikt wordt in SRU (2011) bestaat voor het grootste deel uit reststromen uit landbouw en bosbouw (SRU 2011, blz. 104). De <i>Battle of the grids</i> studie van Greenpeace geeft geen informatie over het potentieel van biomassa.</p> <p>De ECF studie vermeldt expliciet dat import van biomassa buiten Europa in hun scenario's niet is toegestaan. Voor de andere gekozen studies is het niet duidelijk of import van biomassa is meegenomen (ECF 2010, blz. 29).</p>
<p>Banenmarkt <u>heeft impact op</u> Beoordelen van scenario's op andere criteria dan kosten.</p>	<p>De invloed van de decarbonisatiescenario's op de <b>banenmarkt</b> is via modellering bepaald, of via een literatuurstudie. Drie van de zes studies doen uitspraken over de impact van de energie-transitie (ECF 2010 blz. 87; Greenpeace 2010, blz. 48; EC 2011g, blz. 35-36) op de banenmarkt.</p> <p>De andere drie studies (Eurelectric 2009, SRU 2011 en Federaal Planbureau 2011b) doen geen uitspraken over de invloed van de decarbonisatiescenario's op werkgelegenheid.</p>
<p>Milieu <u>heeft impact op</u> Beoordelen van scenario's op andere criteria dan kosten.</p>	<p>De invloed van de decarbonisatiescenario's op gebied van <b>broeikasgasemissies</b> wordt in alle studies meegenomen voor het gehele gekozen geografische gebied, behalve in SRU (2011) waar enkel de BKG-emissies in de scenario's voor Duitsland (en dus niet voor Europa en Noord-Afrika) worden besproken.</p> <p>De invloed van de decarbonisatiescenario's op niet-BKG emissies zoals <b>SO<sub>x</sub></b>, en <b>NO<sub>x</sub></b> wordt enkel in de studie van Eurelectric (Eurelectric 2009, blz. 67) vermeld. In de andere studies worden de resultaten voor SO<sub>x</sub> en NO<sub>x</sub> niet vermeld.</p>

### Wat zijn de barrières van de transitie van de elektriciteitssector

Ondanks de sterke verschillen in 'resultaten tussen de studies, beschrijven zij (deels) vergelijkbare barrières die de transitie van de elektriciteitssector hinderen. Zij maken geven tevens suggesties die deze barrières kunnen verhelpen. Deze studie heeft daarom als tweede doel de geïdentificeerde barrières en beleidsadviezen uit de zes recente scenariostudies (en aanvullende bronnen) te inventariseren.

De tabel hieronder toont de resultaten voor de inventarisatie van barrières en beleidsadviezen zoals gevonden in de zes gekozen scenariostudies.

**Tabel 2: Overzicht barrières en beleidsadviezen uit scenariostudies en additionele studies**

Elektriciteitsvraag	
Gebrek aan bindende energie-efficiëntiedoelstellingen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volgens Eurelectric zouden <b>publieke instanties</b> een leidende rol moeten nemen door efficiëntiestandaarden in te voeren en beleidsinstrumenten te ontwikkelen die energie-efficiëntie technologieën bevorderen (Eurelectric 2009, blz. 11);</li> <li>• ECF en Greenpeace zijn van mening dat Europese <b>efficiëntie doelstelling bindend</b> zouden moeten zijn op Europees niveau. Lidstaten kunnen zelf bepalen hoe zij hun nationale doelstelling willen bereiken (ECF 2010e, blz.9 en Greenpeace 2010, blz. 56);</li> <li>• SRU stelt voor op nationaal niveau een <b>absolute bovengrens</b> voor elektriciteitsverbruik te stellen in plaats van de relatieve doelstellingen gebaseerd op prognoses zoals momenteel wordt gedaan (SRU 2011, blz. 360-362). ECF (2010a, blz. 7) geeft net als SRU aan dat een absolute grens voor het energieverbruik meer transparant is, beter te monitoren en makkelijker te communiceren, dan een energiebesparingsdoelstelling. Het is eenvoudiger en duidelijker de totale gebruikte energie per jaar te meten, dan in te schatten hoeveel energie is bespaard per jaar. Verder geeft ECF aan dat bindende energie-efficiëntiedoelstellingen het beste kunnen worden toegepast op Lidstaat niveau (ECF 2010a, blz. 100);</li> <li>• De oplossing van een absolute bovengrens zoals voorgesteld door SRU zou echter waarschijnlijk eerst moeten worden voorgelegd aan de Europese Commissie. Deze stelt in zijn voorstel<sup>2</sup> voor de nieuwe <b>Energie-efficiëntie Richtlijn</b> voor dat Lidstaten een verplichtingsregeling opstellen waarbij alle energiedistributeurs of detailhandelaars jaarlijks een hoeveelheid energie moeten besparen die gelijk is aan 1.5% van hun energieverkoop per volume in het vorige jaar (EC 2011c, blz. 22). De Europese Commissie zou ook mogelijk een systeem kunnen opstellen waarbij energiebesparingen gecertificeerd worden zodat partijen die aan verplichtingen gebonden zijn ook aan certificaten uit andere lidstaten kunnen gebruiken (EC 2011c, blz. 24).</li> </ul>
Energy Services Directive, Ecodesign Richtlijn, Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen en Energie-etiketteringsrichtlijn nog niet optimaal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De <b>Energy Services Directive</b><sup>3</sup> moet worden herzien om de nodige verdriedubbeling van het energie-efficiëntiebeleid te ondersteunen (ECF 2010e, blz. 22 );</li> <li>• De <b>Eco-Design of Energy Using Products Directive</b><sup>4</sup> moet zijn minimum energiestandaards baseren op huidige beschikbare best beschikbare technologie (ECF 2010e, blz. 9).</li> </ul>
Structurele barrières	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecofys stelt als mogelijke optie om energiebesparingen in de</li> </ul>

<sup>2</sup> COM(2011) 370

<sup>3</sup> Richtlijn 2006/32/EG

<sup>4</sup> Richtlijn 2009/125/EG

	<p>residentiële sector te bereiken om <b>afspraken</b> te maken tussen de <b>regering en woningcorporaties</b>. Een voorbeeld van een dergelijk convenant bestaat in Nederland al. Voor de bestaande bouw is het in dit convenant de bedoeling de komende 10 jaar ten minste 20 procent te besparen op het gasverbruik bovenop bestaand beleid. Centraal in de aanpak staat dat het draagvlak onder huurders voor energiebesparing wordt vergroot. Om dat te bereiken krijgen de huurders de garantie dat op complexniveau de verlaging van de maandelijkse energiekosten als gevolg van de energiebesparende maatregelen, groter is dan de huurverhoging (Ecofys 2009, blz. 18, 19);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Een mogelijk instrument ter bevordering van energie-efficiëntie in verschillende sectoren is het gebruik van <b>witte certificaten</b>. Het doel van dit marktinstrument is het bereiken van een vastgestelde doelstelling tegen minimale kosten door handel in energiebesparingseenheden. De witte certificaten vertegenwoordigen een bepaalde mate van energiebesparing (Ecofys 2009, blz. 12, 13). Zie ook 4.2.1.</li> </ul>
Financiële barrières	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>CO<sub>2</sub>-prijzen of energiebelastingen</b> vormen een algemene financiële stimulans voor investeringen in energie-efficiëntietechnologieën (ECF 2010a, blz. 73; Ecofys 2009 blz. 26). De belasting van energieproducten is in Europa al tot zekere hoogte geharmoniseerd. Er zijn minimumtarieven vastgesteld voor de belasting van energieproducten die als motor- of verwarmingsbrandstof worden gebruikt, en er zijn ook minimumtarieven voor elektriciteit. De Europese Commissie heeft in 2011 een voorstel<sup>5</sup> gedaan om de regels met betrekking tot de belasting van energieproducten in Europa te herzien, waarbij het minimumtarief zou worden opgesplitst in een CO<sub>2</sub>-gebaseerde component en een energie-inhoud gebaseerde component. De nieuwe minimumtarieven moeten energiebronnen die minder CO<sub>2</sub> uitstoten stimuleren. Lidstaten krijgen de keuze om energie die gezinnen voor verwarming gebruiken, vrij te stellen. Het bedrijfsleven zal de kans krijgen zich aan de nieuwe structuur aan te passen dankzij de lange overgangperiode (tot 2023) (EU 2011).</li> <li>• Een combinatie van <b>lage rente leningen en advies (energiebesparingsplan)</b> is volgens Ecofys een mogelijke beleidsoptie om energiebesparingen te bereiken in de residentiële sector. Na het geven van advies over mogelijke besparingsmogelijkheden in het huishouden geeft de lage rente lening huiseigenaren de mogelijkheid om deze energiebesparende mogelijkheden te realiseren. Van de kostenbesparing moet een percentage worden afgedragen om de schuld af te betalen (na afbetaling is de volledige winst door kostenbesparing voor de huiseigenaar). In Nederland zijn er "one-stop-shops" die de volledige combinatie van advies en lage rente lening aanbieden (bijvoorbeeld NUON, wonen++, etc.) (Ecofys 2009, blz. 32);</li> <li>• Om de vervanging van oude inefficiënte apparaten door nieuwe efficiëntere apparaten bij witgoed en/of verwarmingsapparatuur te</li> </ul>

<sup>5</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

	<p>versnellen, zou een <b>slooppremie</b> ingevoerd kunnen worden. Dit houdt in dat consumenten bij het inwisselen van hun oude apparaten een voucher krijgen met een bepaalde waarde, die zij kunnen gebruiken bij het kopen van een nieuwer apparaat (Ecofys 2009, blz. 22);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Om de aankoop van efficiëntere apparaten in huishoudens te stimuleren kan gebruik worden gemaakt van <b>subsidies</b> voor efficiënte apparaten, aankoopheffingen op niet-efficiënte apparaten, of een bonus-malus systeem (combinatie van subsidies en heffingen). Het financiële verschil in subsidies/heffing tussen het zuinigste apparaat en het standaardapparaat zou naar schatting van Ecofys ongeveer tussen de 20 tot 50 euro moeten zijn (Ecofys 2009, blz. 19 t/m 25).</li> </ul>
<p>Sociaalpsychologische barrières</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om de "mentale instelling" van mensen te veranderen met betrekking tot bijvoorbeeld de manier waarop zijn hun woning verwarmen of isoleren, is er niet alleen tijd, maar zijn er ook andere stimulansen en regelgeving nodig volgens de Europese Commissie (EC 2011g, blz. 8).</li> <li>• Innovatieve programma's zijn nodig om de <b>informatiebarrières en transactiekosten</b> te verlagen met betrekking tot energie-efficiëntie maatregelen en om investeringskapitaal voor deze technologieën vrij te maken (ECF 2010, blz. 16 en 17);</li> <li>• <b>Smart meters</b><sup>6</sup> en andere smart applicaties zijn wellicht nodig zodat consumenten beter in staat zijn hun consumptiegedrag te sturen<sup>7</sup> (EC 2011f, blz.9);</li> <li>• Een voorbeeld van een stimulans voor investeren in energie-efficiëntie die bepleit wordt door de Europese Commissie is <b>on-site advies van experts</b> (EC 2011f, blz.9);</li> <li>• Ecofys stelt dat <b>bewustwordingscampagnes</b> een ondersteunend effect kunnen hebben ter aanvulling van regulerend beleid. Op Europees niveau zijn er al initiatieven om de bevolking meer informatie te geven over klimaatverandering in het algemeen en specifieke "hot topics". Een ander Europees voorbeeld is het topten project. Hierin worden per land de top tien meest efficiënte apparaten of technologieën die op de markt beschikbaar zijn gepresenteerd door gebruik te maken van <i>websites</i> (Ecofys 2009, blz. 27, 28). Een campagne zou zich ook specifiek kunnen richten op de versnelde vervanging van oude apparatuur, de aanschaf van efficiëntere apparaten, of het versneld ontwikkelen van energiezuinige apparaten door producenten. De communicatie van de campagnes moet plaatsvinden via bestaande communicatiekanalen (Ecofys 2009, blz. 27, 28). Er zijn verscheidene voorbeelden van bewustwordingscampagnes binnen de Lidstaten van de EU. Zo is er in Finland een informatiecentrum voor consumenten over het energiegebruik van huishoudelijke apparaten. In Duitsland is er een project die het consumenten mogelijk maakt om <i>online</i> de</li> </ul>

<sup>6</sup> Met betrekking tot de invoer van slimme meters schrijft de derde Europese Elektriciteitsrichtlijn voor dat de lidstaten een kosten-batenanalyse moeten uitvoeren voor 3 september 2012. Deze analyse is niet verplicht, maar wanneer zij niet plaatsvindt moet 80% van alle afnemers een slimme meter hebben in 2020 (SERV en Minaraad 2012).

<sup>7</sup> Hierbij moet worden opgemerkt dat een recente studie van CREG aantoont dat sinds de liberalisatie van de Vlaamse, Brusselse en Waalse elektriciteitsmarkt, en structurele prijsverschillen tussen de aangeboden energieprijzen, er maar weinig residentiële klanten van energieleverancier wisselen (CREG 2012, blz. 13).

	<p>energie en financiële besparing uit te rekenen van de vervanging van een oude koelkast voor een nieuwe. Vergelijkbare schattingen worden gedaan voor warmtepompen en CV-ketels (Ecofys 2009, blz. 27, 28).</p>
Gebrek aan een breder overzicht voor kostenoptimale planning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er dient een analyse te worden gemaakt van de mogelijkheden om <b>stedelijke planning en ruimtelijke ordening</b> te gebruiken voor energiebesparing op de midden en lange termijn (EC 2011f, blz. 10);</li> <li>• Er dient onderzocht te worden wat de optimale balans zou zijn tussen isolatie van gebouwen en gebruik van restwarmte van WKK-centrales (EC 2011f, blz. 10);</li> <li>• De Minaraad acht het belangrijk niet enkel het verhogen van de efficiëntie van apparatuur te stimuleren maar ook het <b>verlagen</b> van de energievraag (<b>energiediensten</b>) te stimuleren, hetzij door bevorderen van gedragsverandering of door procesverandering.</li> </ul>
Elektrificatie van residentiële en transportsector	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen advies</li> </ul>
<b>Elektriciteitsnetwerk</b>	
Europese lange-termijn visie ontbreekt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF raadt aan dat de Europese Unie zijn <b>Lidstaten</b> oplegt een <b>lange-termijn planning</b> te maken met betrekking tot de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie en -vraag die consistent is met de decarbonisatiedoelstellingen voor 2050 en die de strategische ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk ondersteunen. ACER/ENTSO-E moet op basis van deze plannen een strategisch plan bedenken voor de uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale kosten. ACER/ENTSO-E kan vervolgens <i>feedback</i> geven aan de Lidstaten met betrekking tot mogelijke interregionale verbindingen die de kosten van de energietransitie kunnen verlagen (ECF2010e, blz. 9);</li> <li>• Greenpeace geeft aan dat volgens hun een <b>onafhankelijke Europese instantie</b> zou moeten worden opgericht om de planning van het netwerk te overzien en om lange-termijn scenario's te ontwikkelen (Greenpeace 2011, blz. 28).</li> </ul>
Onzekerheid ontwikkeling productie-eenheden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Het "Ten Year Network Development Plans" van ENTSO-E moet rekening houden met de voorspellingen van de Hernieuwbare Energierichtlijn met betrekking tot de groei van hernieuwbare energietechnologieën (Greenpeace 2011, blz. 28)</li> <li>• Overheden moeten beleid voeren dat zowel aan projectontwikkelaars van productie-eenheden als betrokken transmissie- en distributienetbeheerders duidelijkheid verschaft over de <b>zones</b> die zijn geselecteerd voor de verdere ontwikkeling van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen. De geselecteerde zones zouden op basis van samenwerking met de netbeheerder, die de meest geschikte zones kan identificeren voor decentrale productie-eenheden, worden bepaald (Elia 2011a, blz. 69).</li> </ul>

<p>Gebrek aan coördinatie tussen landen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De Europese Commissie geeft aan dat "Energie-eilanden" binnen de EU moeten verdwijnen. De implementatie van al bestaande beleidsinstrumenten met betrekking tot de interne energiemarkt en nieuw beleid zoals de "<i>Energy Infrastructure Regulation</i>" kan de EU hierbij helpen. Het 10-jarige infrastructuurplan voor Europa opgezet door ENTSO en ACER geeft al een lange-termijn visie voor investeerders en moet leiden tot sterkere regionale samenwerking (EC 2011f, blz. 15). De Europese Commissie, ACER en ENTSO-E moeten zorgen voor een effectieve coördinatie tussen regionale actoren (CEPS 2012, blz. 29);</li> <li>• De <b>autorisatie van ACER/ENTSO-E</b> moet volgens ECF worden uitgebreid, zodat zij in staat zijn een strategisch lange termijn plan te ontwikkelen voor het uitbreiden van de interconnecties. Dit plan zal bijdragen aan het optimaal gebruiken van de beschikbare middelen van alle Lidstaten (ECF 2010e, blz. 8);</li> <li>• De <b>interne congestie</b> van transmissienetwerken vormen een substantieel deel van het probleem van de elektriciteitshandel in Europa. De behandeling van deze problematiek moet worden versterkt in het voorstel van de Europese Commissie en niet worden verwijderd vanwege bezorgdheid met betrekking tot subsidiariteit (CEPS 2012, blz. 5);</li> <li>• Met betrekking tot de ontwikkeling van het <i>offshore</i> netwerk zijn volgens CEPS nieuwe samenwerkingsmodellen nodig tussen overheden, TSOs en toezichthouders. Het North Seas Countries' <i>Offshore</i> Grid Initiative is volgens CEPS een belangrijk element voor het boeken van vooruitgang op dit gebied (CEPS 2012, blz. 30).</li> <li>• Om optimaal gebruikt te maken van de nieuwe transmissie infrastructuur is EU-brede marktkoppeling van day-ahead en intraday markten van belang. Meer coördinatie is daarom noodzakelijk, om ervoor te zorgen dat het nationale ondersteunende beleid voor HEB van de verschillende Lidstaten compatibel zijn om een eerlijke en efficiënte competitie in de Europese elektriciteitsmarkt te garanderen. Een andere uitdaging met betrekking tot de elektriciteitsmarkt is het integreren van de balanceermarkten. Dit wordt hopelijk bereikt door het ontwikkelen van een Europese code voor balanceren (CEPS 2012, blz. 30, Greenpeace 2011, blz. 28);</li> </ul>
<p>Vertragingen vergunningstraject</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De Europese Commissie heeft een voorstel <sup>9</sup> gedaan voor richtlijnen voor een trans-Europees energie-infrastructuur. De kern van het voorstel bestaat uit "<b>projects of common interest</b>". Deze zouden steun krijgen door onder andere een gestroomlijnde en snellere vergunningsprocedure. Een versnelde procedure zou betekenen dat het project een zogenaamde "prioriteitsstatus" zou verkrijgen op nationaal niveau (CEPS 2012, blz. 26, 27);</li> <li>• Een "<b>one-stop-shop</b>" aanpak voor het vergunningstraject te introduceren samen met een ambitieus 3-jaar tijdlimiet zou het vergunningstraject aanzienlijk moeten versnellen (CEPS 2012, blz.</li> </ul>

<sup>9</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

	<p>26,27);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verschillende studies onderschrijven het belang om <b>stakeholders in een vroeg stadium</b> bij een nieuw project te betrekken om kans op acceptatie te verhogen (SRU 2011, blz. 563, CEPS 2012, blz. 25);</li> <li>• <b>Ondergrondse kabels</b> moeten worden overwogen omdat deze kunnen reken op meer op publieke acceptatie. Dit zou de vergunningsprocedure aanzienlijk kunnen versnellen (SRU 2011, blz. 566; ECF 2011, blz. 48). Hiervoor zou mogelijk een gestandaardiseerd beoordelingsschema kunnen worden gebruikt op per project te beoordelen of ondergrondse kabels een optie zijn, zoals ook wordt overwogen in Zwitserland (SRU 2011, blz. 566);</li> <li>• Volgens Greenpeace zouden nettoezichhouders prioriteit moeten geven aan optimalisatie van de <b>bestaande netwerkinfrastructuur</b> (Greenpeace 2011, blz. 28);</li> <li>• Toezichhouders moeten tevens een <b>breder mandaat</b> hebben om naast economische aspecten, milieuaspecten en publieke acceptatie mee te nemen om de vergunning tot het aanleggen van nieuwe lijnen te bepalen, (Greenpeace 2011, blz. 28).</li> </ul>
Gebrek aan financiële middelen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Een <b>kredietprogramma</b> kan worden opgezet om slechte rendabiliteit van investeringen door hoge rentes op leningen bij banken te verhelpen (SRU 2011, blz. 562);</li> <li>• Een debat over de <b>rate of return</b> van investeringen door netwerkbeheerders en projectontwikkelaars is nodig (SRU 2011, blz. 562);</li> <li>• Andere projectontwikkelaars buiten transmissienetbeheerders zouden moeten worden toegestaan <b>merchant<sup>10</sup> projecten</b> aan te bieden (CEPS 2012, blz. 29); Er moet echter nader worden geïnventariseerd wat de voor- en nadelen van deze <i>merchant</i> projecten zijn. Zo wijst Pansini op het mogelijk gevaar dat <i>merchant</i> transmissieproject enkel de “super” projecten kiezen die veel economische voordelen bieden, terwijl de transmissienetbeheerders vervolgens de economisch minder gunstige, maar wel nodige, transmissieprojecten moeten uitvoeren (Pansini 2004, blz. 150, 151). Ook een studie van 3E et al. duidt aan dat hoewel het concept van <i>merchant</i> interconnectoren een stimulans kan zijn voor investeringen met hoge risico’s, de investeerders van dergelijke interconnectoren zouden nieuwe interconnectoren kunnen proberen te blokkeren uit angst dat deze de opbrengst van hun eigen interconnectoren zouden verminderen. Het is dus van belang dat er geen belangenverstremming plaatsvindt tussen investeerders die tegelijk een sleutelrol spelen in netwerkplanning, netwerkbeheer of politieke beslissingen met betrekking tot dit thema (3E et al. 2011, blz. 15);</li> <li>• Voor nieuwe “punt-tot-punt” verbindingen zouden regeringen zelf projecten kunnen opstellen door middel van <b>tenders</b> (SRU 2011, blz.</li> </ul>

<sup>10</sup> Volgens de ECF studie “Power Perspectives 2030” wordt met “*merchant*” de transmissie investeringen aangeduid waarbij de investeerders hun investering moeten terugverdienen via het exploiteren van marktkansen in plaats van een toegestane doorberekening van kosten en risico’s aan consumenten.

	<p>562);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>De “<i>projects of common interests</i>”, zoals voorgesteld door de Europese Commissie<sup>11</sup> zullen toegang krijgen tot EU fondsen via de “<i>Connecting Europe</i>” faciliteit (CEPS 2012, blz. 27).</li> </ul>
Onduidelijkheden allocatie kosten van interconnectoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>De verbeterde <b>kosten-allocatie procedures</b> die door ENTSO-E zou moeten worden ontwikkeld zou het verdelen van kosten en de investeringsbeslissingen van netbeheerders voor projecten met interregionale impact makkelijker maken. Verder zou zij meer stimulans geven voor netwerkuitbreidingen die lange-termijn doelstellingen dienen (CEPS 2012, blz. 27). Met betrekking tot de methodologie om tot deze kosten-allocatie te komen moet een open discussie worden gehouden (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>De resultaten van de kosten-batenanalyse hangt erg af van de waarde die gehecht wordt aan bepaalde energiebeleidsdoelstellingen. Hoewel andere opties bestaan om de integratie van hernieuwbare energiebronnen te verbeteren (opslag, DSM) hebben zij niet noodzakelijk dezelfde invloed op doelstellingen met betrekking tot de interne markt zoals bij het bouwen van interconnectoren. Deze politieke keuzes moeten worden besproken en kunnen niet als onderdeel van een technisch proces door experts worden opgelost (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>Voor de kosten-batenanalyse is een coherent <b>lange-termijn EU energiebeleid</b> cruciaal, om zodoende de kosten en baten van projecten op lange termijn mee te kunnen nemen (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>Voor het <b>kostendistributie-aspect</b> zijn analyses met een kortere tijdsspan meer geschikt, aangezien nationale toezichthouders allocatie van de kosten op basis van dit type analyses eerder zullen accepteren dan wanneer lange-termijn analyses worden gedaan met meer onzekerheden (CEPS 2012, blz. 28, 29).</li> </ul>
Technische barrières	<ul style="list-style-type: none"> <li>Het identificeren van de juiste hoeveelheid <b>standaardisatie</b> met betrekking tot HVDC technologie en <i>offshore</i> netwerk gerelateerde technologie zou de uitbreiding van het transmissienetwerk ondersteunen (CEPS 2012, blz. 3);</li> <li>Met betrekking tot <i>offshore</i> windparken, 3E et al. (2011) geeft aan dat “<b>tee-in</b><sup>12</sup>”, “<b>hub-to-hub</b><sup>13</sup>” en “<b>split wind farm</b><sup>14</sup>” connecties volgens hun berekeningen vaak kosteneffectief kunnen zijn. Bovendien kunnen deze netwerkontwerpen bijdragen aan de veiligheid van het systeem en kan het de milieu-impact verlagen (3E et al. 2011, blz. 15).</li> </ul>

<sup>11</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

<sup>12</sup> Tee-in refereert naar het aansluiten van een windpark of windpark hub met een reeds bestaande of geplande transmissielijn of interconnector tussen landen, in plaats van het direct aansluiten met het vaste land (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>13</sup> Hub-to-hub refereert naar het creëren van transmissieverbindingen tussen verschillende landen door het verbinden van de windpark hubs die verschillende landen toebehoren (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>14</sup> Split wind farm is een concept dat gezien kan worden als een variant van het tee-in concept. Hierbij wordt een windpark hub geconnecteerd met twee verschillende landen. Zodoende wordt de windpark hub verbonden met het vaste land, en vormt tegelijk een interconnector met een relatief kleine additionele investering (3E et al. 2011, blz. 10).



	<p>Aansluiting van dit netwerk met de opslagcapaciteit van waterkrachtcentrales in Noord-Europa kan de nood voor <i>back-up</i> productiecapaciteit verlagen (3E et al. 2011, blz. 10). Beleidsmaker en netwerktoezichthouders zouden beleidsinstrumenten moeten ontwikkelen die dergelijke innovatieve grid ontwerpen bevorderen. Deze zijn op dit moment nog niet opgenomen in de meeste juridische en politieke raamwerken. Vooral de compatibiliteit van de ondersteunende beleidsmaatregelen en de allocatie van de voordelen moet zo snel mogelijk worden behandeld. Dit kan tussen de betrokken landen in kwestie gebeuren (bilateraal) of meer algemeen internationaal (3E et al. 2011, blz. 15)</p>
<b>Elektriciteitsproductie</b>	
Gebrek aan lange-termijn Europees beleid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF is van mening dat de Europese Unie de Lidstaten moet opleggen <b>lange-termijn planning</b> met betrekking tot elektriciteitsproductie en -vraag technologie-mix tot 2050 op te stellen. ACER/ENTSO-E moet op basis van deze plannen een strategisch plan bedenken voor uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale kosten en <i>feedback</i> hierover geven aan de Lidstaten (ECF 2010e, blz. 9).</li> </ul>
Onduidelijkheid toekomstige rol van kernenergie en koolstofafvang en -opslag technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wanneer men een hoog aandeel van hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de elektriciteitsproductie wil bereiken, moeten volgens de studie van Greenpeace (2011) en SRU (2011), kernenergie en kolencentrales worden uitgefaseerd. Dit vanwege hun inflexibele karakter waardoor zij geen goede combinatie vormen met HEB (Greenpeace 2011, blz. 5), en doordat de potentiële negatieve gevolgen van kern- en kolencentrales te zwaar zijn in vergelijking met die van hernieuwbare energiebronnen (SRU 2011, blz. 51). De studie van ECF is het hier echter niet mee eens, en is van mening dat een systeem met zowel een bepaalde hoeveelheid kerncentrales/fossiele centrales met CCS en intermitterende HEB mogelijk is, wanneer het transmissienet en de hoeveelheid <i>back-up</i> centrales worden uitgebreid (ECF 2010, blz. 20);</li> <li>• De CREG geeft aan dat met betrekking tot de phase out van de nucleaire eenheden in België snel een "definitieve" beslissing moet worden genomen om onzekerheden voor investeerders die nog een beslissing moeten nemen in verband met investeringen in eenheden die voor de periode 2016-2020 in dienst moeten treden weg te nemen (CREG 2011a, blz. 48).</li> </ul>
Korte termijn dreigend tekort productiecapaciteit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om ondanks het gebrek aan investeringen in nieuwe capaciteit tussen 2012-2020 de elektriciteitsvraag te dekken in België, stelt CREG (2011a) voor om de <b>bestaande productiecapaciteit te behouden</b> door de stopzetting van de oudste kerncentrales uit te stellen met een of twee jaar en de levensduur van klassieke thermische eenheden die het einde van hun levensduur hebben bereikt te verlengen tot eind 2016 en ze als reserve te houden. Verder dienen maatregelen te worden geconcretiseerd die nieuwe investeringen financieel kunnen steunen (CREG 2011a, blz. 47);</li> <li>• Zoals hierboven reed aangegeven, de CREG geeft aan dat met betrekking tot de <b>phase out van de nucleaire eenheden</b> snel een</li> </ul>

	<p>"definitieve" beslissing moet worden genomen om onzekerheden voor investeerders die nog een beslissing moeten nemen in verband met investeringen in eenheden die voor de periode 2016-2020 in dienst moeten treden weg te nemen (CREG 2011a, blz. 48).</p>
<p>Variabele karakter intermitterende hernieuwbare energiebronnen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Gasgestookte elektriciteitscentrales</b> zullen een belangrijke rol spelen bij de ontwikkeling van de elektriciteitssector. Volgens ECF zullen zij zowel als flexibele <i>baseload</i> als <i>back-up</i> capaciteit dienen bij een toenemend aandeel van HEB. Na 2030 wordt voorzien dat gasgestookte centrales echter alleen grootschalig kunnen worden ingezet wanneer commercieel inzetbare technologieën worden ontwikkeld om de CO<sub>2</sub>-emissies van deze centrales te elimineren. Ook is het mogelijk dat na 2020 het gasnetwerk zal moeten worden uitgebreid om de toenemende hoeveelheid gas te kunnen distribueren (ECF 2011, blz. 10);</li> <li>• De ECF (2010) studie geeft aan dat het <b>uitbreiden van interconnectiviteiten</b> in Europa een kosteneffectieve oplossing kan zijn voor het omgaan met het variabele karakter van intermitterende HEB. De connectie zorgt ervoor dat fluctuaties in vraag en aanbod voor een groot deel kunnen worden uitgevlakt en dat <i>back-up</i> capaciteit op een grotere schaal beschikbaar is (ECF 2010, blz. 19). De studies van SRU en Greenpeace tonen aan dat het economische en technisch mogelijk is om (bijna) 100% hernieuwbare elektriciteit in Europa te gebruiken, mits er voldoende uitbreiding van interconnectiviteiten plaats vindt (SRU 2011, blz. 561; Greenpeace 2011, blz. 5);</li> <li>• De benodigde uitbreiding van het transmissienetwerk is een grote uitdaging met verscheidene economische/financiële, politieke/administratieve en technische problemen. Voor meer informatie met betrekking tot de uitdagingen van het uitbreiden van het transmissienetwerk zie hoofdstuk 4.3;</li> <li>• Als suggestie voor België stelt de CREG voor: het bestuderen van de economische rendabiliteit van investeringen in bestaande <b>nucleaire eenheden</b> om <b>moduleren</b> toe te laten tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 41);</li> <li>• De CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit van <b>bijkomende hydraulische pompcentrale</b> te bestuderen (CREG 2011a, blz. 42);</li> <li>• Tenslotte geeft de CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit bestuderen van nieuwe alternatieve technologieën voor ondersteunende diensten met betrekking tot de primaire regeling van de frequentie en de secundaire regeling van het evenwicht van de zone, wat zou toelaten bepaalde thermische eenheden die bijdragen tot deze diensten niet te laten draaien tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 43).</li> <li>• Verschillende studies geven aan dat er eventueel een aparte markt nodig zal zijn die ervoor zorgt dat voldoende investeringen in productiecapaciteit wordt verzekerd. In bepaalde buitenlandse markten worden zulke initiatieven al genomen (capaciteitmarkten) (Elia 2011a, blz.123; Greenpeace 2011, blz. 28; CREG 2011a, blz. 49);</li> <li>• Het <b>verlengen van de levensduur van huidige bestaande en</b></li> </ul>

	<p><b>afgeschakelde centrales</b> om als <i>back-up</i> centrale te dienen moet worden onderzocht (ECF 2011, blz. 50).</p>
<p>Gebrek aan capaciteit van het transmissienetwerk</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er bestaat aanzienlijke <b>aansluitingscapaciteit</b> in België voor decentrale productie-eenheden in het <b>bestaande transmissienet</b>. Met aansluitingscapaciteit wordt bedoeld de som van vermogens die op afzonderlijke onderstations kunnen worden aangesloten zonder structurele investering in bovengrondse of ondergrondse verbindingen, maar eventueel door de vernieuwing of de versterking van bestaande onderstations van het transmissienet. Het verdient daarom voorkeur om de productie-eenheden aan te sluiten in geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Omdat de termijnen voor vergunningen en toelatingen voor werken in hoogspanningsstations korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, is de timing voor dergelijke projecten beter verenigbaar met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden (Elia 2011a, blz. 169);</li> <li>• Voor België geeft Elia aan productie-eenheden te kunnen aansluiten in zones met <b>flexibele toegang</b>, die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat deze eenheden kunnen worden gemoduleerd wanneer nodig. Later kunnen netversterkingen worden gepland om op termijn de vereiste flexibiliteit van deze aansluitingen op te heffen (Elia 2011a, blz. 69);</li> <li>• Omdat uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk en invoering van hernieuwbare energiebronnen sterk met elkaar verbonden zijn is een mechanisme en <b>coördinatie op Europees niveau</b> een logische stap voorwaarts (ECF 2011, blz. 42);</li> </ul>
<p>Onzekerheid beleidsondersteuning hernieuwbare energietechnologieën</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Steun voor de ontwikkeling en marktpenetratie</b> van nieuwe technologieën door ondersteunende beleidsinstrumenten moet een duidelijke doelstelling hebben en van tijdelijke aard. Hoewel de steun misschien nodig zal zijn tot na 2020, moet zij worden uitgefaseerd zodra technologieën en hun aanbodzijde volledig ontwikkeld zijn en marktfalen zijn opgelost (EC 2011f, blz. 17). Er is discussie over welk instrument het meest geschikt is voor dergelijke ondersteuning (SERV 2011b) en tevens over wat voor tijdsspan de HE-technologieën financiële ondersteuning zouden moeten krijgen.</li> <li>• Sociaal <b>corrigerend beleid</b> moet worden overwogen om ondersteunend beleid voor hernieuwbare energiebronnen aan te vullen. Een voorbeeld is steun verlenen aan kwetsbare huishoudens die moeilijkheden hebben met de hogere energieprijzen. Of om arbeiders te helpen die zich moeten aanpassen door de <i>shift</i> in een gedecarboniseerde economie met meer hoger opgeleide banen (EC 2011g, blz. 43). Voor kwetsbare huishoudens zou steun kunnen worden gegeven zodat deze huishoudens innovatieve energie-efficiëntie technologieën kunnen gebruiken om hun energieverbruik te verlagen (EC 2011f, blz. 17).</li> <li>• <b>Koolstofprijzen</b> kunnen een stimulans geven voor investeringen in lage koolstof technologieën. Meer coherentie en stabiliteit tussen EU en nationaal beleid van de Lidstaten is echter nodig om het prijssignaal goed te laten werken (EC 2011f, blz. 16).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>"Early action"</b> door de EU met betrekking tot investeringen in hernieuwbare energie technologieën leidt tot het risico van een hoge koolstof-, brandstof- en elektriciteitsprijs voor de industrie in vergelijking met de rest van de wereld. Dit kan de marktpositie van de Europese industrie benadelen (EC 2011g, blz. 7).</li> <li>• Veel van de economische voordelen van lage koolstof technologieën komt van het hebben van een internationale koolstofmarkt. De EU moet zich daarom richten op het bereiken van een <b>internationaal akkoord</b> met betrekking tot klimaatverandering (Eurelectric 2009, blz. 85).</li> <li>• De kosten en baten van de energietransitie zullen niet evenredig verdeeld zijn over de Lidstaten. Beleidsmakers dienen dit probleem te erkennen en moeten de nodige stappen ondernemen om dit probleem aan te pakken (Eurelectric 2009, blz. 86).</li> <li>• Greenpeace is voorstander van het uitfaseren van alle subsidies en andere steun voor inefficiënte centrales, inefficiënte apparaten/transport/gebouwen en ook voor fossiele brandstoffen en kernenergie (Greenpeace 2010, blz. 56 en 57).</li> <li>• Een optie om de benodigde investeringen in productiecapaciteit te verlagen is te concentreren op het invoeren van hernieuwbare energietechnologieën op de locaties waar zij het <b>meest productief</b> zijn. Dit zou kunnen plaatsvinden door interregionale samenwerking, met name voor grootschalige HEB-projecten. Wanneer dergelijke coördinatie niet plaatsvindt, zal aanzienlijk meer capaciteit geïnstalleerd moeten worden, doordat bijvoorbeeld PV-panelen op locaties worden geïnstalleerd met lage load factoren zoals Duitsland (ECF 2011, blz. 49).</li> <li>• <b>Support voor onderzoek en ontwikkeling</b> is nodig om de kosten van hernieuwbare energie te verlagen (EC 2011f, blz. 10).</li> </ul>
<b>Opslag en Demand side management</b>	
Gebrek economische stimulans opslagtechnologieën	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DSM en opslagdiensten moeten <b>toegang krijgen tot de elektriciteitsmarkt</b> en beloond worden door deze markt (EC 2011f, blz. 14). Met betrekking tot toegang tot de markt van opslagdiensten en DSM, zal de Commissie met hulp van ACER in het kader van de 3e "<i>internal energy market package</i>" de effectiviteit van verschillende marktmodellen onderzoeken voor compensatie van capaciteit en flexibiliteit en de interactie hiervan met een in toenemende mate geïntegreerde wholesale en balancing markt (EC 2011f, blz. 14, 15);</li> <li>• Volgens de Duitse SRU (2011) studie is voor Duitsland het uitbreiden van de transmissiecapaciteit van de verbinding tussen Duitsland naar <b>Noorwegen</b> een interessante optie met betrekking tot opslagcapaciteit. De investeringen voor persluchtopslag zijn onder de huidige marktwerking misschien niet rendabel. Echter het omvormen van de Noorse spaarbekencentrales in pompcentrales vereist minder hoge investeringen en is bij koppeling met de Duitse markt waarschijnlijk wel rendabel (SRU 2011, blz. 467 en 468). Ook een studie van 3E en partners geeft aan dat voor de integratie van hernieuwbare energie, aansluiting van grote pompopslagcapaciteiten in Scandinavië met het Europese transmissienetwerk van groot belang is om het</li> </ul>

	intermitterende karakter van wind energie en andere HEB te compenseren (3E et al. 2011, blz. 8)
Verdere ontwikkeling van opslag- en <i>Demand side management</i> technologieën nodig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Het elektriciteitssysteem beheersen met behulp van controle die correcties kan uitvoeren zal het operationele beheer sterk in complexiteit doen toenemen. Dit is een barrière voor de implementatie van <i>Demand side management</i>. De ontwikkeling van proefprojecten kan helpen het vertrouwen in DSM aanpak te verhogen (Strbac 2008);</li> <li>• <i>Smart grids</i> maken het mogelijk <i>Demand side management</i> toe te passen en het tweerichtingskarakter van de energiestromen te meten (Elia 2011a, blz. 81). <i>Demand side management</i> vereist een communicatie en informatie infrastructuur en implementatie van geavanceerde meetinstrumenten en controle-instrumenten. Hoewel de technologieën hiervoor al bestaan is <b>meer ervaring nodig</b> met behulp van testprojecten om de exacte werking van DSM in een elektriciteitssysteem te onderzoeken. Aspecten die nader moeten worden onderzocht zijn o.a.: de vormgeving van systemen voor beheer en uitwisseling van informatie, welke wettelijke/verordenende/regulerende/economische modellen in aanmerking komen voor dit type dynamische beheer van congesties, de concrete implementatie etc. (Elia 2011a, blz. 81, Strbac 2008);</li> <li>• Volgens Greenpeace zou de EU zich moeten richten op het ontwikkelen van smart grid en DSM technologieën door middel van steun voor onderzoek en ontwikkeling (Greenpeace 2011, blz. 28). ECF meent dat het SET Plan fondsen moet leveren om een aantal smart grid projecten verspreid over Europa uit te voeren (ECF 2010e, blz.10). Met name in het geval van een gebrek aan voldoende uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk zullen deze technologieën een belangrijke rol spelen (ECF 2011, blz. 48).</li> </ul>



## Afkortingen

BAT	Best Available Technology
BAU	<i>Business-as-usual</i>
BBP	Bruto Binnenlands Product
Bio-CCS	Combinatie van biomassaïnstallatie en koolstofafvang en -opslag
BKG	Broeikasgas
bl	barrel
BMU	<i>Bundesumweltministerium</i>
boe	<i>Barrel of oil equivalent</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
CC	<i>Combined-Cycle</i>
CCS	Koolstofafvang en -opslag
CO <sub>2</sub>	Koolstofdioxide
COP	<i>Coefficient of performance</i>
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DG ECFIN	<i>Directorate General for Economic and Financial Affairs</i>
DK	Denemarken
DLR	<i>Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt</i>
DSM	<i>Demand side management</i>
E[R]	<i>Energy [R]evolution</i>
EC	Europese Commissie
ECB	<i>European Central Bank</i>
ECF	<i>European Climate Foundation</i>
ECN	Energie Onderzoekscentrum Nederland
EGS	<i>Enhanced Geothermal System</i>
ENTSOE	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EPBD	<i>Energy Performance of Buildings Directive</i>
ESD	<i>Energy Services Directive</i>
EU	Europese Unie
EU27	27 Lidstaten van de Europese Unie
EU-ETS	Europese "Emission Trading Scheme"
EuP	<i>Energy-using products</i>
EV	Elektrische voertuig
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FAO STAT	<i>Food and Agriculture Organization of the United Nations</i>
G8	De Groep van Acht
gCO <sub>2</sub> eq	gram CO <sub>2</sub> equivalent
GHG	<i>Greenhouse gas</i>
GJ	Gigajoul
GW	Gigawatt
HE	Hernieuwbare energie
HEB	Hernieuwbare energiebron
HVAC	<i>High-Voltage Alternating Current</i>

HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
IE	<i>Institut für Energetik und Umwelt</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IMF	<i>International Monetary Fund</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
jr	jaar
km	Kilometer
kW	Koolstofwaarde
kWh	Kilowattuur
kWp	kilowattpiek
mmbtu	miljoen <i>British Thermal Unit</i>
MWh	Megawattuur
N-A	Noord-Afrika
NCEP	<i>National Centre for Environmental Prediction</i>
NIMBY	<i>not in my backyard</i>
NO	Noorwegen
NO <sub>x</sub>	Stikstofoxiden
NPV	<i>net present value</i>
O&M	Beheer en onderhoud
OCGT	<i>open-cycle gas turbine</i>
OESO	<i>Organisatie voor economische samenwerking en ontwikkeling</i>
OPEX	<i>Operating Expenditures</i>
PM2.5	Deeltjes met een diameter van 2.5 micrometer of minder
ppm	<i>Parts per million</i>
PPP	<i>Purchasing Power and Parity</i>
PV	<i>Photovoltaics</i>
R&D	Onderzoek en ontwikkeling
RES	<i>Renewable energy sources</i>
SO <sub>x</sub>	Zwaveloxiden
SRU	<i>Sachsverständigenrat für die Umweltfragen</i>
tCO <sub>2</sub> eq	<i>ton CO<sub>2</sub> equivalent</i>
toe	<i>Tonne of oil equivalent</i>
TSO	transmissienetbeheerders
TWh	Terrawattuur
Twhthe	Terrawattuur (thermisch)
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>



# Hoofdstuk 1. Inleiding

## 1.1 Aanleiding

Verscheidene recente scenariostudies hebben mogelijke paden beschreven die leiden tot de lange-termijn verduurzaming van de Europese elektriciteitssector<sup>15</sup>. Deze studies zouden beleidsmakers kunnen helpen bij het bepalen van maatregelen, of van te stimuleren, dan wel te ontraden, investeringen en technologieën of types technologieën. Het ontwikkelen van deze beleidskeuzen wordt echter bemoeilijkt doordat de verschillende scenariostudies ook sterk verschillende resultaten opleveren.

De uitkomst van een scenariostudie is afhankelijk van het gebruikte model, van de gekozen randvoorwaarden en van de feitelijke aannames. Deze methodologische aspecten kunnen blijkbaar sterk verschillen tussen de beschouwde scenariostudies. Om aldus de resultaten van de scenariostudies te kunnen interpreteren en met elkaar te vergelijken, is het van belang meer inzicht te verkrijgen in deze methodologische verschillen en overeenkomsten tussen de scenariostudies.

Hoewel de resultaten van de verschillende beschouwde scenariostudies dus moeilijk met elkaar te vergelijken zijn, tonen deze scenariostudies wel een interessant beeld van de barrières die de transitie verhinderen van de elektriciteitssector naar een meer duurzaam systeem. Een overzicht van de in de verschillende studies genoemde barrières, en van de beleidsadviezen die er in dat verband worden gegeven, kan helpen om een overzicht te geven van de algemeen erkende problemen met betrekking tot het verduurzamen van de elektriciteitssector.

## 1.2 Doel van de studie

De doelstelling voor deze literatuurstudie is tweevoudig. Deze studie zal 1) in meer detail de gekozen modellering, randvoorwaarden en aannames van zes recente scenariostudies met elkaar vergelijken<sup>16</sup>, en 2) een overzicht bieden van de geïdentificeerde barrières die de ontwikkeling van deze scenario's hinderen en de in de scenariostudies in dat verband gegeven beleidsadviezen. Deze literatuurstudie beoogt dus om tegelijk ook een metastudie te zijn.

De zes gekozen scenariostudies zijn:

- SRU (2011), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten*;
- Greenpeace (2011), *Battle of the grids*;
- ECF (2010), *Roadmap 2050*;
- Eurelectric (2009), *Power choices*;

---

<sup>15</sup> Ook zijn er op nationaal niveau scenariostudies geweest die zich richten op een transformatie van de elektriciteitssector (of energiesector in zijn geheel) (REKK (2011), CADS (2011), SRU (2011)). Voor België is er in de laatste jaren geen lange termijn scenariostudie meer uitgevoerd die zich richt op de elektriciteitssector.

<sup>16</sup> De gemaakte vergelijkingen van scenariostudies in andere studies richt zich meer op de resultaten dan op de gekozen aanpak (bijvoorbeeld ECF (2011f) en SRU (2011)). De "Energy Roadmap 2050" van de Europese Commissie analyseert bepaalde onderdelen van de methodologie van scenariostudies (EC 2011h). Echter, niet alle aspecten met betrekking tot modellering, aannames en randvoorwaarden worden besproken.

## Inleiding

- Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030;
- EC (2011f) - *Energy Roadmap*.

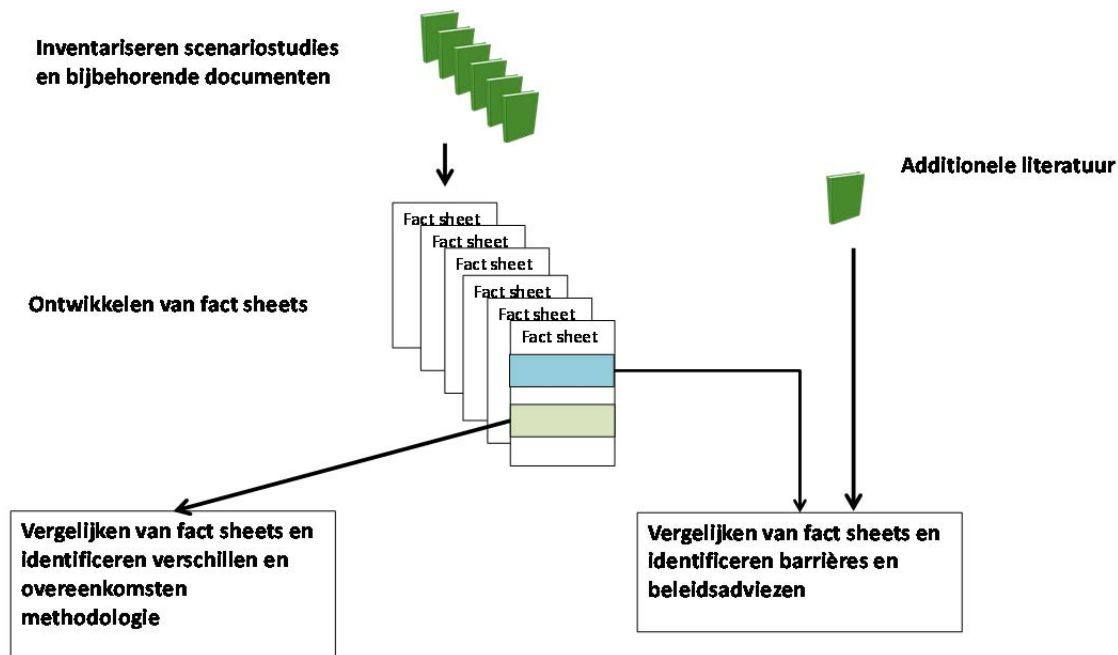
Dit rapport zal verder gaan in Hoofdstuk 2 met het beschrijven van de methodologie die er in deze metastudie gebruikt is: de werkwijze. Vervolgens worden de verschillen in gebruikte randvoorwaarden, modellering en aannames van de zes scenariostudies weergegeven in Hoofdstuk 3. De inventarisatie van barrières en gerelateerde beleidsadviezen worden gegeven in Hoofdstuk 4.

## Hoofdstuk 2. Werkwijze van deze literatuurstudie

### 2.1 Aanpak

Deze literatuurstudie bestaat uit twee verschillende onderdelen, nl. 1) het vergelijken van de methodologie van zes gekozen scenariostudies, en 2) het identificeren van transitiebarrières/beleidsadviezen.

Figuur 1 toont een schematisch overzicht van de aanpak van deze studie.



Figuur 1: Overzicht aanpak

### 2.2 Vergelijken van methodologische aanpak

In de eerste fase is er een inventarisatie opgemaakt van recente scenariostudies, waaruit een lijst van zes scenariostudies werd opgesteld waarvan de methodologie met elkaar zou worden vergeleken. Het meenemen van de elektriciteitssector van Europa/België was een vereiste bij de keuze van de zes scenariostudies. Verder moest de studie dateren van 2009 of later en zich richten op de middellange tot lange termijn (2030 tot 2050).

De volgende zes scenariostudies en bijbehorende documenten werden gekozen voor de vergelijking van hun methodologie:

Tabel 3: Gekozen zes scenariostudies en bijbehorende documenten

Scenariostudie	Bijbehorende documenten
SRU (2011), <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> , Sondergutachten	DLR (2010), <i>Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050</i> Hohmeyer, O., (2011), <i>100% renewable electricity supply for Germany, Europe</i>

## Werkwijze van deze literatuurstudie

---

	<i>and North Africa by 2050, Brussel Workshop Energy van EEAC</i>
Greenpeace (2011), <i>Battle of the grids</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecofys (2008), Global low energy demand scenarios - [R]evolution 2008</li> <li>• Greenpeace (2010), EU Energy [R]evolution Scenario 2050</li> <li>• Tröster E., Kuwahata R. en Ackermann T. (2011), <i>European grid study 2030 2050</i></li> </ul>
ECF (2010), <i>Roadmap 2050</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF (2010b), <i>Roadmap 2050 - Appendix A Generation</i></li> <li>• ECF (2010c), <i>Roadmap 2050 - Appendix B Detailed grid methodology</i></li> <li>• ECF (2010d), <i>Roadmap 2050 - Appendix F Detailed macro-modeling assumptions</i></li> <li>• ECF (2010e), <i>Roadmap 2050 - Policy recommendations</i></li> <li>• ECF (2011), <i>Power perspectives 2030</i></li> </ul>
Eurelectric (2009), <i>Power Choices</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• E3Mlab (2007), <i>Primes Model - Version used for the 2007 scenarios for the EC including new sub-models recently added</i></li> <li>• Capros (2011), <i>Primes Energy System Model</i></li> </ul>
Federaal Planbureau (2011b), <i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• E3Mlab (2007), <i>Primes Model - Version used for the 2007 scenarios for the EC including new sub-models recently added</i></li> <li>• Capros (2011), <i>Primes Energy System Model</i></li> </ul>
EC (2011f), <i>Energy Roadmap 2050</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• E3Mlab (2007), <i>Primes Model - Version used for the 2007 scenarios for the EC including new sub-models recently added</i></li> <li>• Capros (2011), <i>Primes Energy System Model</i></li> <li>• EC (2011g), <i>Energy Roadmap 2050 - impact assessment 1</i></li> <li>• EC (2011h), <i>Energy Roadmap 2050 - impact assessment 2</i></li> <li>• EC (2011j), <i>A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 - impact assessment</i></li> </ul>

---

Op basis van deze studies en bijbehorende bijlages of verwante studies, werden er *fact sheets* gemaakt van de gekozen studies. Deze *fact sheets* bevatten een algemene beschrijving van de studie (doel, resultaten, beleidsadvies) en een overzicht van de gekozen modellering, randvoorwaardes en feitelijke aannames. Er is hierbij een onderverdeling in verschillende aspecten gebruikt, om een inzicht te krijgen in de verschillen in modellering, randvoorwaardes en aannames tussen de gekozen scenariostudies (zie Tabel 4).

**Tabel 4: De verschillende gekozen aspecten om de modellering, randvoorwaardes en aannames te bespreken**

---

<b>Aspect</b>
Broeikasgas-emissiedoelstelling
Rentevoet, leerratio, CO <sub>2</sub> -prijs, brandstofprijs
Elektriciteitsvraag
Netwerkuitbreiding, uitbreiding capaciteit elektriciteitsproductie en opslag van elektriciteit
Noord-Afrika

---

Kernenergie

Koolstofafvang en -opslag (CCS)

Biomassa

Banenmarkt

Milieu

---

### 2.3 Vergelijken van genoemde transitiebarrières en beleidsadviezen met betrekking tot de transitie van de elektriciteitssector

De zes gekozen scenariostudies werden vervolgens doorgelicht op de door de studies gevonden barrières die de transitie van de elektriciteitssector in hun scenario's belemmeren. Verder werden deze studies ook doorgelicht op het vlak van de beleidsadviezen die zij voorstelden. Deze barrières en beleidsadviezen van de verschillende studies werden met elkaar vergeleken en gecategoriseerd, om daarmee een overzicht te creëren van de algemene barrières met betrekking tot een transitie van de elektriciteitssector, en tegelijk de in dat verband aangedragen oplossingen (en hun onderlinge verschillen) weer te geven.

Ter aanvullende informatie met betrekking tot de barrières en beleidsadviezen zijn er tevens enkele recent uitgebrachte studies gebruikt:

- CEPS (2012), *Benefits of Investing in Electricity Transmission*;
- Elia (2011a), Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020, definitieve versie;
- Strbac, G. (2008), *Demand side management: Benefits and challenges*, *Energy policy* 36 (2008) 4419-4426;
- CREG (2011a), De nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020.

### 2.4 Afbakening van deze studie

Deze studie richt zich uitsluitend op de elektriciteitssector op Europees en op Belgisch niveau. Verschillende studies zijn het erover eens dat de elektriciteitssector een cruciaal onderdeel vormt in de duurzame energietransitie. Redenen hiervoor zijn:

- 1) De elektriciteitssector is verantwoordelijk voor een groot deel van de totale CO<sub>2</sub> uitstoot (ongeveer 19% in 2005 in België<sup>17</sup>).
- 2) Reeds bestaande technologieën kunnen de CO<sub>2</sub> uitstoot van de elektriciteitssector sterk verminderen, wat niet altijd het geval is in andere sectoren zoals landbouw en transport (Hertin et al. 2010).
- 3) Elektrificatie van de andere sectoren (gebruik van warmtepompen, elektrische auto's) zal zeer waarschijnlijk een grotere rol spelen in de toekomst, om hiermee over de gehele keten energie te besparen. De "fuel switch" naar elektriciteit zal de elektriciteitsvraag

---

<sup>17</sup> gebaseerd op Primes 2009

## **Werkwijze** van deze literatuurstudie

verder doen stijgen, waardoor het belang van het belang en het gebruik van hernieuwbare technologieën in de elektriciteitssector verder zal toenemen;

Deze studie richt zich op het bestuderen van randvoorwaarden, methodologie, aannames, transitiebarrières en beleidsadviezen van de zes gekozen scenariostudies. Er wordt geen vergelijking gemaakt van resultaten van deze studies;

Er wordt, in de context van deze studie, geen waardeoordeel gegeven bij de vergelijking van de methodologie of de beleidsadviezen.

## Hoofdstuk 3. Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

### 3.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de verschillen en overeenkomsten in modellering, aannames en randvoorwaarden tussen de zes gekozen scenariostudies. Voor meer gedetailleerde informatie zie de *fact sheets* van de zes scenariostudies in Bijlage 1 tot en met 6.

### 3.2 Broeikasgasemissiedoelstelling

De aannames inzake broeikasgasemissiedoelstellingen (BKG-doelstellingen) bepalen de jaarlijkse hoeveelheid BKG-emissies die volgens de onderscheiden studies mag worden uitgestoten in een land of regio in een bepaald jaar. Het gaat om een randvoorwaarde. Bij aanname van doelstellingen met hogere eisen aan vermeden CO<sub>2</sub>-emissies is het gevolg dat men uit moet gaan van grotere inzet op scenario's van energie-efficiëntie of *low-carbon* technologieën. Het aannemen van een meer stringente doelstelling leidt aldus tot het uitgangspunt dat er technologieën met hogere kosten per vermeden CO<sub>2</sub>eq zullen moeten worden ingezet. De invulling van deze randvoorwaarde heeft daarom ook invloed op de in de onderscheiden studies gehanteerde toekomstbeelden in verband met de technologie-mix, het elektriciteitsnetwerk en de kosten. De verschillen tussen de studies inzake de aangenomen BKG-emissiedoelstellingen worden hieronder getoond (zie Tabel 5).

Tabel 5: Overzicht BKG-emissiedoelstellingen scenario's zes gekozen scenariostudies

Studie	Broeikasgasdoelstelling	Jaar	Scenario
SRU (2011), <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> , Sondergutachten	Geen	n.v.t.	n.v.t.
Greenpeace (2011), <i>Battle of the grids</i>	-95% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>18</sup>	2050	<i>Advanced [R]evolution scenario</i>
ECF (2010), <i>Roadmap 2050</i>	-80% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>19</sup>	2050	Decarbonisatiescenario's
Eurelectric (2009), <i>Power Choices</i>	-40% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>20</sup>	2030	<i>Power choices scenario</i>
	-75% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>21</sup>	2050	<i>Power choices scenario</i>
Federaal Planbureau (2011b), <i>Energievoorzichten voor</i>	-20% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>22</sup>	2020	20/20 scenario's
	-30% BKG-emissies ten opzicht van 1990	2020	20/20 scenario's

<sup>18</sup> (Greenpeace 2010, blz. 7)

<sup>19</sup> (ECF 2010, blz.3)

<sup>20</sup> (Eurelectric 2009, blz. 35)

<sup>21</sup> (Eurelectric 2009, blz. 35)

<sup>22</sup> (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1-2)

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

België tegen 2030	van 1990 <sup>23</sup>		
	-35% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>24</sup>	2030	30/20 scenario's
	-40% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>25</sup>	2030	30/20 scenario's
	-80% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>26</sup>	2050	Alle decarbonisatiescenario's
EC (2011f), <i>Energy Roadmap</i>	-80% BKG-emissies ten opzicht van 1990 <sup>27</sup>	2050	Alle decarbonisatiescenario's

Voor de studies die zich baseren op het model PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f) is de broeikasgasemissiedoelstelling van invloed op de door het model bepaalde koolstofwaarden. Op basis van onder andere deze koolstofwaarden bepaalt het model vervolgens in welke lage koolstof technologieën geïnvesteerd zal worden.

Voor de studies *Battle of the grids* en *Roadmap 2050* van respectievelijk Greenpeace en ECF, vormt de broeikasgasemissiedoelstelling een randvoorwaarde die bepalend is voor de mate waarin lage koolstof technologieën gebruikt dienen te worden om aan de doelstelling te kunnen voldoen.

De SRU studie *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* richt zich op het bereiken van een volledig hernieuwbare energiebronnen gebaseerde elektriciteitssector (randvoorwaarde). De studie gebruikt geen BKG-emissiedoelstelling in zijn scenario's.

### 3.3 Rentevoet, leerratio, CO<sub>2</sub>-prijs, brandstofprijs

De aannames inzake de rentevoet, de leerratio's en de ontwikkeling van de CO<sub>2</sub>-prijzen en brandstofprijzen beïnvloeden het beeld dat in de onderscheiden studies ontwikkeld wordt betreffende de specifieke kosten van elektriciteitsproductie- en kosten van de energie-efficiëntietechnologieën en daarmee ook betreffende de investeringskeuzes (in geval van optimalisatiemodellen) en/of van de kosten van een scenario in de gekozen scenariostudies. De verschillen in aannames voor de rentevoet, leerratio, ontwikkeling van de CO<sub>2</sub>-prijs en brandstofprijzen tussen de studies worden hieronder besproken.

#### 3.3.1 Rentevoet

Tabel 6: Gebruikte aannames rentevoet per studie

Studie	Rentevoet
ECF (2010) - <i>Roadmap 2050</i>	"Weighted Average Cost of Capital" (WACC) van 7% (reëel) na belastingen (ECF 2010, blz. 68)

<sup>23</sup> (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1-2)

<sup>24</sup> (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1-2)

<sup>25</sup> (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1-2)

<sup>26</sup> (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1-2)

<sup>27</sup> (EC 2011f, blz. 2)



## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

Greenpeace (2011) - <i>Battle of the grids</i>	Staat niet in de studie
SRU (2011) - <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	Neemt een rentevoet van 6% voor het bepalen van de specifieke productiekosten van de elektriciteitsproductietechnologieën (SRU 2010, blz 86)
Eurelectric (2009) - <i>Power Choices</i>	Neemt een rentevoet van 9% voor het bepalen van de specifieke productiekosten van HE-technologieën (Eurelectric 2009, blz. 40). De rentevoet die wordt gebruikt voor energie-efficiëntie technologieën is "hoog", maar wordt verder niet exact gegeven (Eurelectric 2009, blz. 68).
Federaal Planbureau (2011b) - <i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>	Neemt een rentevoet van 8% voor grote elektriciteitsproducenten en 17.5% voor huishoudens (Federaal Planbureau 2011b, blz. 27).
EC (2011f) - <i>Energy Roadmap 2050</i>	Industrie: 12% "Private individuals": 17.5% Tertiaire sector: 12% Openbaar vervoer: 8% Elektriciteitssector: 9% ( EC 2011g, blz. 73)

### 3.3.2 Brandstofprijzen

De ontwikkeling van de kosten van brandstoffen voor de studies *Roadmap 2050* van ECF (ECF 2010, blz. 30) en *Battle of the grids* van Greenpeace (Greenpeace 2010, blz. 31) is gebaseerd op basis van "*World Energy Outlook 2009*" (*WEO 2009*). De studies Eurelectric (2009), Federaal Planbureau (2011b) en EC (2011f) gebruiken voor de kostenontwikkeling van brandstoffen het model Prometheus (Capros 2011, blz. 7). De studie *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU baseert zijn ontwikkeling van de brandstofkosten (SRU 2011, blz. 251) op de studie Nitsch en Wenzel (2009).

Zie bijlage 8 voor een overzicht van de aangenomen ontwikkeling in brandstofkosten.

### 3.3.3 CO<sub>2</sub>-prijzen

De studie *Roadmap 2050* van ECF gebruikt de CO<sub>2</sub>-prijzen van het "450 scenario" van *WEO 2009* (ECF 2010, blz.30). De SRU studie *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* gebruikt de aannames met betrekking tot CO<sub>2</sub>-prijzen (SRU 2011, blz. 251) van Nitsch (2008). De studies die PRIMES gebruiken (Eurelectric 2009, Federaal Planbureau 2011b, EC 2011f), bepalen de CO<sub>2</sub>-prijsontwikkeling met hun model (Capros 2011, blz. 30). Voor de studie *Battle of the grids* van Greenpeace (2011) is het onduidelijk hoe de ontwikkeling van de CO<sub>2</sub>-prijzen is bepaald.

Zie bijlage 7 voor een vergelijkend overzicht van de aangenomen ontwikkeling in CO<sub>2</sub>-prijzen.

### 3.3.4 Leerratio

Niet alle studies geven weer welke leerratio's zijn gebruikt. Zie Tabel 7 voor een overzicht van aangenomen leerratio's die wel in de zes gekozen scenariostudies vermeld stonden.

Tabel 7: Aangenomen leerratio's technologieën

Technologie	Studie	Leerratio
Kolen CCS	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	12
Kolen CCS retrofit	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	12
Gas CCS	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	12
Gas CCS retrofit	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	12
Kernenergie	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	3-5
Wind Onshore	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	5
	SRU (2011) – <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	11.5
Wind Offshore	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	5
	SRU (2011) – <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	18.6
Solar PV	ECF (2010) – <i>Roadmap 2050</i>	15
	Greenpeace (2011) – <i>Battle of the grids</i>	20
	SRU (2011) – <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	26
Golf	Greenpeace (2011) – <i>Battle of the grids</i>	10-15
Getijde	Greenpeace (2011) – <i>Battle of the grids</i>	5-10
Biomassa	SRU (2011) – <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	2.2

### 3.4 Elektriciteitsvraag

De bevoorradingszekerheid vereist dat er voldoende opwekkingscapaciteit (plus extra reservecapaciteit) is om op elk moment voldoende elektriciteit op te kunnen wekken ten einde aan de vraag te voldoen. De totale jaarlijkse elektriciteitsvraag en het profiel van de vraag bepalen hoeveel productiecapaciteit (en interregionale transmissiecapaciteit in geval van import van elektriciteit) nodig is om de bevoorradingszekerheid te garanderen.

De verschillen in aanpak, in de onderscheiden studies, voor het bepalen van de elektriciteitsvraag en profiel ervan worden hieronder besproken.

#### 3.4.1 Modelering vraagprofiel

Van de gekozen studies maken drie studies (Federaal Planbureau (2011b), Eurelectric (2009), EC (2011f)) gebruik van het model PRIMES voor het projecteren van de elektriciteitsvraag. PRIMES geeft de elektriciteitslast weer in chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22).

De drie andere studies ontwikkelen tevens belastingcurves voor de elektriciteitslast (uurlijkse interval):

- De studie ECF (2010) gebruikt historische vraagprofielen die voor elke regio ontwikkeld zijn door middel van landspecifieke data. Hierbij zijn de profielen

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

aangepast om de effecten van energie-efficiëntiemaatregelen, en toename van elektrische verwarming en EV weer te geven (ECF 2010, blz. 54);

- Greenpeace (2011) gebruikt land gebaseerde belastingprofielen van ETSOVIS-TA, en houdt ook rekening bij de verdeling van de elektriciteitsvraag over de *nodes* van zijn model van het transmissienetwerk met populatie en energie-intensieve activiteiten zoals industrie (Tröster et al. 2011, blz. 20 en 21);
- De SRU-studie baseert zijn profiel van de elektriciteitsvraag op gegevens van de Europese transmissienetwerkbeheerders van het jaar 2006. Voor de regio Noord-Afrika worden gegevens over de elektriciteitsvraag uit de studie MED –CSP (Trieb 2005) gebruikt (DLR 2010, blz.8).

### 3.4.2 Demand side management

*Demand side management* (DSM) is het gebruiken van technologieën om daarmee de elektriciteitsvraag beter aan te passen aan het op elk moment beschikbare elektriciteitsaanbod.

De studies *Power Choices* van Eurelectric en *Energy Roadmap* van EC geven niet duidelijk aan of DSM is meegenomen in hun modellering. *Power Choices* van Eurelectric geeft wel aan dat *smart metering* en andere *smart devices* "in zekere mate" zijn meegenomen (Eurelectric 2009, blz. 43), maar geeft niet aan hoe. Uit het rapport van de *Energy Roadmap* blijkt dat het gebruik van DSM in ieder geval is meegenomen in het "*High RES*" scenario (EC 2011h, blz.6). Het rapport geeft echter niet aan hoe.

De studie *Energievooruitzichten voor België tegen 2030* van het Federaal Planbureau neemt het gebruik van DSM expliciet niet mee in zijn modellering.

*Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU ziet slechts een gering potentieel in DSM voor het helpen verschuiven van grote energiehoeveelheden van de elektriciteitsvraag (SRU 2011, blz. 462). De tekst van de studie SRU (SRU 2011, blz. 462) wekt de indruk dat DSM niet is meegenomen.

De studies *Roadmap 2050* van ECF en *Battle of the grids* van Greenpeace gebruiken beiden een percentage van de elektriciteitsvraag die op elk moment kan worden "verschoven" om de DSM management te simuleren, met 20% DSM voor ECF (ECF 2010, blz. 71) en 15% DSM voor Greenpeace (Tröster 2011, blz. 48).

### 3.4.3 Economische groei

De economische groei is een belangrijke *driver* voor de groei van de energievraag (Greenpeace 2010, blz. 31); uitspraken hierover vormen betekenisvolle feitelijke aannames in de onderscheiden studies.

De studies Federaal Planbureau (2011b), Eurelectric (2009) en EC (2011f), gebruiken voor het berekenen van de te verwachten economische groei in Europa en in de rest van de wereld het model GEM-E3. Dit model is een "*general equilibrium*" model dat de wereldregio's en Europese landen weergeeft en hen met elkaar verbindt door endogene bilaterale handelsverkeer en "*environmental flows*". Het model omvat de productiesectoren, consumptie, prijsvorming van goederen, arbeidskrachten en kapitaal, investeringen en dynamische groei (EC 2011h, blz. 85).

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

Greenpeace (2010) baseert de wereldwijde economische groei in zijn scenario op *WEO 2009* van de *International Energy Agency* (IEA). Daarbij maakte Greenpeace aanpassingen aan de data om het begrip "*purchasing power parity*" (PPP) mee te nemen (Greenpeace 2010, blz.31).

De studie *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU geeft niet duidelijk aan hoe in hun scenario de projectie van de economische groei precies ontwikkeld is.

Enkel de studie *Roadmap 2050* van ECF analyseert de impact van de decarbonisatie op de economische ontwikkeling, met behulp van het model ontwikkeld door *Oxford Economics*. De invloed van de investeringen in de decarbonisatiescenario's leiden tot veranderingen in de elektriciteitskosten en –prijzen. Deze hebben invloed op de *output* van de verschillende eindsectoren. De *output*elasticiteit ten opzichte van veranderingen in de elektriciteitsprijs is afgeleid van de *input-output* matrix van het model, die geïntegreerd is in het macro-economische model en gekalibreerd met behulp van historische econometrisch materiaal per sector (ECF 2010d, paragraaf 1.3.3).

De overige gekozen studies hebben de macro-economische impact van decarbonisatie niet onderzocht. De "*Energy Roadmap 2050*" van de Europese Commissie geeft wel aan dat de lange-termijn invloed van beleid op economische groei erg moeilijk is in te schatten, maar dat de korte termijn invloed van de decarbonisatie leidt tot 0.4% tot 0.6% toename in BBP tegen 2020 (EC 2011g, blz. 29).

### 3.4.4 Energie-efficiëntie

De studies ECF (2010), SRU (2011) en Greenpeace (2011) gaan met betrekking tot energie-efficiëntie niet in detail in op de investeringskosten en technologische specificaties van de meegenomen energie-efficiëntietechnologieën.

*Roadmap 2050* van ECF baseert zich voor het energie-efficiëntiepotentieel op de studie "*McKinsey 2030 Global GHG Abatement Cost Curve for Europe*", waarbij zij ervan uitgaat dat de maatregelen, zoals die in die studie geïdentificeerd werden, worden uitgevoerd. Een uitgangspunt hierbij is dat de marktpenetratie van de maatregelen tussen 2030-2050 verder toeneemt (ECF 2010, blz.10).

De *Battle of the grids* van Greenpeace baseert zich op een studie over het Europese potentieel voor energiebesparing door energie-efficiëntietechnologieën, uitgevoerd door Ecofys (Greenpeace 2010, blz. 28).

De studie *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU baseert zijn elektriciteitsvraag op de resultaten van andere studies maar geeft hierbij geen inzicht over de rol van energie-efficiëntie in die studies.

De studies die het model PRIMES gebruiken (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f), benutten in hun scenario's de database van PRIMES. Verbetering van energie-efficiëntie kan in het PRIMES model plaatsvinden door (Capros 2011, blz. 37):

- Verlagen van de vraag naar energiediensten vanwege hogere energiekosten die leiden tot substitutie richting non-energie goederen en diensten en verandering in gedrag (minder verwarmen, minder gebruik maken van transport, uitschakelen van apparaten etc.);
- Verandering van energiegebruik (efficiëntere processen, recyclen van afval);

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

- Een verschuiving in de richting van meer efficiëntere technologieën;
- Veranderen van de brandstofmix;
- Energiebesparende maatregelen (bv. isolatie).

Investeringsbeslissingen met betrekking tot de technologieën worden door het PRIMES model bepaald. De investeringskosten van de technologieën worden niet gegeven. Wel wordt aangegeven dat de PRIMES data met betrekking tot technologieën gerelateerd aan de energievraag, regelmatig vergeleken wordt met andere bronnen.

### 3.4.5 Elektrische voertuigen

De studie *Battle of the grids* van Greenpeace gaat uit van een aandeel van EV in 2050 aan het wagenpark in Europa van 62% (Greenpeace 2010, blz. 49). *Power Choices* Eurelectric gaat ervan uit dat 90% van het personenvervoer uit EV zal bestaan in 2050 (Eurelectric 2009, blz. 53). EC schat dit percentage in hun studie *Energy Roadmap* op 80%. ECF's *Roadmap 2050* gaat uit van een aandeel van EV aan het totale Europese wagenpark in 2050 van 76%, met 16% herlaadbare hybrides en 50% volledig elektrische wagens (ECF 2010, blz.43). SRU's *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* geeft geen specifieke getallen maar duidt wel aan dat voor hun scenario's met de "hogere" elektriciteitsvraagvariant kan worden aangenomen dat het volledige wagenpark uit EV bestaat (SRU 2011, blz. 95).

De studie *Energievooruitzichten voor België tegen 2030* van het Federaal Planbureau kijkt naar de midden-lange termijn (2030), waarbij het een maximale penetratie voor EV in België van 20% voorziet (Federaal Planbureau 2011b, blz. 87).

De studies *Power choices* (Eurelectric 2009) en *Roadmap 2050* (ECF 2010) verwachten dat *plug-in* hybrides als eerste zullen worden gebruikt, en dat puur elektrische voertuigen later zullen domineren in de autoverkoop (Eurelectric 2009, blz. 44; ECF 2010, blz. 43)

### 3.4.6 Warmtepompen

De studie *Roadmap 2050* (ECF 2010) gaat ervan uit dat 90% van de koeling en verwarming in gebouwen door warmtepompen zal worden verzorgd in 2050 (ECF 2010, blz. 44).

*Battle of the grids* van Greenpeace (2011) en *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU geven geen informatie over de gebruikte aannames met betrekking tot warmtepompen in hun scenario's.

In de drie studies die PRIMES gebruiken (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 , EC 2011f), wordt de inzet van warmtepompen door het model bepaald.

## 3.5 Netwerkuitbreiding, uitbreiding van de elektriciteitsproductiecapaciteit en opslag van elektriciteit

De modellering van het transmissienetwerk, evenals de aannames in verband met de uitbreiding van opwekkings- en *back-up* capaciteit en balancerende activiteiten, verschillen per studie.

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

Sommige studies richten zich in meer detail op het modelleren van de uitbreiding van de elektriciteitsproductiecapaciteit, terwijl andere studies meer in detail ingaan op de benodigde uitbreidingen van het transmissienetwerk en opslagcapaciteit en ook op de vraag hoe deze uitbreidingen, al dan niet samen met gebruik van DSM, de pieklasten kunnen verlagen. De verschillen in aanpak voor het bepalen van de netwerkuitbreiding en uitbreiding van de elektriciteitsproductiecapaciteit en het gebruik van opslag van elektriciteit tussen de studies worden hieronder besproken.

De studie *Roadmap 2050* van ECF maakt in zijn model een afweging (op basis van kostenoptimalisatie) tussen het uitbreiden van de capaciteit van het transmissienet in Europa, de bouw van *back-up* capaciteit (*open-cycle gas turbines*) of balancerende activiteiten (*Demand side management*). Hierbij wordt als randvoorwaarde gesteld dat de elektriciteitsvraag en -aanbod elk uur in evenwicht moeten zijn (ECF 2010, blz. 52). Het model van ECF splitst in zijn modellering het elektriciteitsnetwerk van Europa in negen regio's op uurbasis. Hiermee onderzoekt de studie *Roadmap 2050* de benodigde uitbreidingen aan het net. De keuze in technologiemix voor elektriciteitsproductie is exogeen vastgesteld per scenario. De maximaal installeerbare capaciteit per technologie is in overleg met *stakeholders* bepaald. Het is niet duidelijk hoe de elektriciteitsproductie van intermitterende HEB wordt bepaald, behalve dat zij gebaseerd is op een beschikbaar energieprofiel (ECF 2010b, blz.6). Met betrekking tot opslag van elektriciteit wordt enkel reeds bestaand opslagcapaciteit meegenomen, en opslageenheden die horen bij uitbreiding van CSP-capaciteit.

In *Battle of the grids* richt Greenpeace zich sterk op de benodigde uitbreidingen en versterkingen aan het transmissienetwerk van Europa om aan het *Advanced Scenario* van de *E[R]* studie te kunnen voldoen. In dat scenario is de geïnstalleerde capaciteit van de HE-technologieën in Europa bepaald door groeiprojecties op basis van de laatste marktontwikkelingprojecties (Greenpeace 2010, blz.28). De potentiële elektriciteitsproductie van intermitterende HEB per uur wordt berekend op basis van de vastgestelde geïnstalleerde capaciteit van de technologieën en weerdata (Tröster et al. 2011, blz. 14). Om in 2050 elk uur aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen blijkt, volgens onderzoek van *Energynautics*, de geïnstalleerde capaciteit zoals voorzien in het *Advanced Scenario* van de *E[R]* studie onvoldoende. Afhankelijk van het scenario wordt er bepaalde hoeveelheid aanvullende capaciteit van wind en zonne-energie bijgevoegd (het is niet duidelijk hoe deze additionele capaciteit gekozen/gemodelleerd is). De nodige *back-up* capaciteit ter ondersteuning van de intermitterende HEB wordt verzorgd door biomassacentrales. Er vindt geen kostenoptimalisatie plaats tussen afwegen van *back-up* capaciteit en uitbreiding van het netwerk (zoals bij ECF 2010). De modellering van het transmissienetwerk bestaat uit 224 *nodes*. Het gebruik van DSM en opslageenheden om productiepieken en lastpieken uit te vlakken is meegenomen door 15% tot 30% DSM (*High Grid scenario*) in het model mee te nemen (Tröster et al. 2011, blz.48).

*Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU berekent in zijn model op basis van kostenoptimalisatie de nodige uitbreiding van elektriciteitsproductiecapaciteit en opslageenheden om aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. Het model gebruikt hiervoor het profiel van de elektriciteitsvraag en de potentiële elektriciteitsproductie per *node* op uurbasis. De potentiële elektriciteitsproductie wordt bepaald door middel van GIS-data met de maximale capaciteit (op uurbasis voor intermitterende HEB met behulp van weerdata) per cel in het raster van het REMix-model (DLR 2010, blz.7). Het intermitterende karakter van zonne-energie en windenergie wordt gecompenseerd waar nodig door de regelbare HE-technologieën zoals biomassa-, waterkracht- en geothermiecentrales (DLR 2010, blz.25). Er wordt geen fossiele *back-up* capaciteit

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

geïnstalleerd (DLR 2010, blz. 26). Investerings in installaties voor drukluchtopslag<sup>28</sup> en gebruik van waterstof<sup>29</sup> voor opslag van elektriciteit worden door het model bepaald, als deel van de kostenoptimalisatie. Voor de pompcentrales wordt aangenomen dat er geen nieuwe installaties worden gebouwd, behalve de ombouw van de waterkrachtcentrales in Noorwegen (DLR 2010, blz. 8). Er wordt berekend of de capaciteit van het transmissienetwerk voldoende is. De studie beschrijft niet hoe de uitbreiding van deze transmissiecapaciteit gemodelleerd is. Het gebruik van DSM lijkt niet meegenomen te zijn in de modellering.

In de studies die PRIMES gebruiken (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f) worden investeringsbeslissingen in productiecapaciteit gebaseerd op kostenoptimalisatie (Capros 2011, blz. 28). Het afstemmen van de elektriciteitsvraag en –aanbod gebeurt op basis van profielen van 11 typische jaarlijkse tijdszones (E3Mlab 2007, blz.22). Voor de intermitterende hernieuwbare energiebronnen wordt een *deterministic equivalent* genomen; de nominale capaciteit wordt verminderd met de aangenomen jaarlijkse *resource availability rate* en de intermitterende bron wordt aangenomen over het gehele jaar uniform elektriciteit te produceren (Capros 2011, blz. 50). Voor de benodigde *back-up* capaciteit wordt een bruikbaar percentage toegekend aan intermitterende HEB die lager is dan de nominale capaciteit is, de "*capacity credit*". Op basis van de *capacity credit* bepaalt het model in hoeveel *back-up* capaciteit moet worden geïnvesteerd om te voldoen aan de reserve power randvoorwaarde van het model (Capros 2011, blz. 50). Het transmissienetwerk bestaat uit 35 *nodes* (1 *node* per land) en 240 verbindingen tussen de *nodes*. De productie en vraag van elektriciteit zijn verbonden met de *nodes* (Capros 2011, blz. 18). De uitbreiding van de transmissiecapaciteit is gebaseerd op basis van peilingen en aankondigingen van transmissienetbeheerders (Capros 2011, blz. 18). Pompcentrales zijn meegenomen als opslagtechnologie worden. In de studie *Energy Roadmap* van de Europese Commissie (EC 2011h, bijv. blz. 22) wordt tevens het gebruik van overschot van elektriciteit voor de productie van waterstof meegenomen.

Uitbreidingen en/of aanpassingen aan het distributienetwerk is in geen van de studies in detail meegenomen. Dit is opvallend, aangezien volgens *Energy Roadmap* (EC 2011h, blz. 102) het juist het distributienetwerk is dat de meeste investeringskosten zal vereisen met betrekking tot transport van elektriciteit. De studie van ECF *Roadmap 2050* merkt op dat er teveel onzekerheden zijn met betrekking tot de ontwikkeling van het distributienetwerk en dat het modelleren van de ontwikkeling van het distributienetwerk, 40 jaar in de toekomst, erg complex is (ECF 2010, blz.53). De kosten voor uitbreiding van het distributienetwerk zijn wel meegenomen in de PRIMES gebaseerde studies en zijn hier inbegrepen in de investeringskosten van hernieuwbare energietechnologieën (Capros 2011, blz. 50).

De benodigde uitbreiding van productiecapaciteit hangt onder meer af van de verliezen van het net. De aannames met betrekking tot deze verliezen zijn helaas niet te vergelijken omdat de studies hier niet in detail op ingaan. Enkel in de studie van ECF *Roadmap 2050* wordt aangegeven wat de aangenomen verliezen van

---

<sup>28</sup> Het gebruik van drukluchtopslag is een innovatief idee waarbij lucht onder hoge druk in ondergrondse reservoirs wordt gepompt en opgeslagen. Deze lucht kan vervolgens later worden gebruikt om een turbine aan te drijven en zodoende elektriciteit op te wekken (ECF 2010, blz. 76).

<sup>29</sup> Waterstof (geproduceerd door middel van electrolyse) zal volgens Greenpeace in de toekomst worden toegepast in de transportsector en de industriële sector (Greenpeace 2010, blz. 7), maar ook voor elektriciteitsproductie (Greenpeace 2010, blz. 29).

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

elektriciteitstransport zijn, namelijk een gemiddelde verliesfactor van 6% van de energie die wordt getransporteerd (ECF 2010c, blz.4).

### 3.6 Noord-Afrika

Er bestaat een groot potentieel voor wind- en zonne-energie in Noord-Afrika. Het importeren hiervan kan de technologiemix van de elektriciteitsproductiecapaciteit van een scenario en tevens de benodigde infrastructuur veranderen. Het wel of niet meenemen van uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika is daarom van invloed op de uitbreiding van opwekkingscapaciteit en transmissiecapaciteit en daarmee op de uiteindelijke elektriciteitsproductiekosten. De verschillen tussen de studies in de aannames met betrekking tot Noord-Afrika worden hieronder besproken.

De studies van Greenpeace (2011), SRU (2011), ECF (2010) en EC (2011f) onderzoeken de mogelijkheid en impact van import van elektriciteit uit Noord-Afrika.

- Voor *Roadmap 2050* van ECF (2010) is hierbij, in zijn 100% HE scenario, een maximale jaarlijkse netto-import van Europa uit Afrika van 15% vastgesteld (ECF 2010, blz. 77);
- In *Battle of the Grids* van Greenpeace (2011) wordt uitgegaan van een maximale importcapaciteit van 60 GW in zijn *High Grid scenario*, omdat bij meer import dan dat, de kosten voor uitbreiding van het transmissiecapaciteit te hoog zouden worden (Tröster et al., blz. 20);
- De SRU studie bepaalt dat een maximale jaarlijkse netto-import van 15% (DLR 2010, blz. 26) van de elektriciteitsvraag plaats mag vinden per jaar tussen de 36 gemodelleerde landen in Europa en Noord-Afrika (in de scenario's "3.a" en "3.b");
- De EC (2011f) studie *Energy Roadmap* geeft geen details over het modelleren of andere aannames met betrekking tot dit onderwerp, maar volgens Capros (2011, blz. 53) neemt het "High RES" scenario de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika mee.

De studies *Power Choices* (Eurelectric 2009) en *Energievoorzichten voor België tegen 2030* (Federaal Planbureau 2011b) lijken de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika niet mee te nemen in hun scenario's.

### 3.7 Kernenergie

Er is tussen de onderscheiden scenariostudies geen consensus inzake de discussie rondom het wel of niet toestaan van kernenergie en de kosten van kernenergie. De in de diverse studies gestelde randvoorwaarden met betrekking tot het (al of niet, of deels) toelaten van kernenergie en de aannames met betrekking tot ontwikkeling van de daarop betrekking hebbende kosten is van invloed op de in deze studies voorgestelde technologiemix voor de elektriciteitssector. Wanneer kernenergie niet wordt toegelaten (randvoorwaarde) zal dit een sterke impact hebben op het de benodigde uitbreidingen van het transmissienetwerk, *back-up* capaciteit en opslagcapaciteit, in het bijzonder wanneer de vervangende capaciteit gebaseerd is op hernieuwbare energiebronnen. De verschillen in aannames met betrekking tot kernenergie tussen de studies worden hieronder besproken.



## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

De studies *Battle of the grids* van Greenpeace en *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU gaan beiden uit van een volledige uitfasering van kernenergie tegen 2050 (Greenpeace 2010, blz.7; SRU 2011, blz. 50).

De ECF studie *Roadmap 2050* wil robuuste scenario's creëren door verscheidene technologiemixen te kiezen die niet sterk afhankelijk zijn van de ontwikkeling van een bepaalde technologie. De hoeveelheid kernenergie in deze scenario's varieert van 0% (voor het 100% HE scenario) tot 30% (ECF 2010, blz. 50).

De studies die zich baseren op het model PRIMES (Eurelectric 2009, blz. 57; Federaal Planbureau 2011b, blz. 5; EC 2011f, blz. 14) gaan uit van de kernuitstap in bepaalde landen op basis van hun huidige kernenergieprogramma's. In de overige landen wordt kernenergie toegestaan in het model. De inzet hiervan wordt samen met de andere energietechnologieën bepaald door kostenoptimalisatie. De *Energy Roadmap* van de Europese Commissie heeft ook een scenario ontwikkeld waarbij men uitgaat van weinig publiek vertrouwen in kernenergie, wat gemodelleerd wordt door geen verlenging van de levensduur van kerncentrales en geen bouw van nieuwe kerncentrales (EC 2011h, blz. 7).

De studie van Eurelectric *Power Choices* differentieert de kosten van kernenergie per land, afhankelijk van de "volwassenheid" van de kernindustrie. De kapitaalkosten zijn niet constant genomen maar nemen niet lineair toe naarmate de ontwikkeling van nieuwe nucleaire sites het volledige nucleaire potentieel benadert (landspecifiek). Van de kosten voor het vervangen of verlengen van oude kerncentrales wordt aangenomen dat deze lager zijn dan die van de bouw van een nieuwe *site*. De kosten voor ontmantelen van de kerncentrale (volgens huidige wetgeving) zijn meegenomen in de kapitaalkosten. Er wordt aangenomen dat het behandelen van kernafval mogelijk zal zijn tegen 2050 bij verdere ontwikkeling. De nodige energie voor behandeling van brandstof en afval van kerncentrales is meegenomen in de energiebalans (Eurelectric 2009, blz. 42). Verder worden de kosten voor toekomstige ontmanteling (15% *provision*) en kosten voor *recycling* en verwerking van afval in de studies die PRIMES gebruiken meegenomen (Capros 2011, blz.45).

### 3.8 Koolstofafvang en -opslag

De randvoorwaarde met betrekking tot het toelaten van fossiele elektriciteitscentrales met koolstofafvang en -opslag (CCS) als technologie in alle of in sommige landen, en de aannames met betrekking tot ontwikkeling van de kosten van CCS en de datum waarop de technologie commercieel beschikbaar zal zijn is van invloed op het in de diverse studies ontwikkelde toekomstbeeld inzake de technologiemix in de elektriciteitssector. Wanneer fossiele elektriciteitscentrales met CCS volgens de randvoorwaardes niet worden toegelaten en deze capaciteit wordt vervangen door intermitterende hernieuwbare energiebronnen, dan zal dit ook een sterke impact hebben op het de benodigde uitbreidingen van het transmissienetwerk en *back-up* capaciteit. Aangezien de technologie nog niet volledig ontwikkeld is, zijn er aanzienlijk onzekerheden over zijn toekomst. De verschillen in aannames met betrekking tot CCS tussen de studies worden hieronder besproken.

De studies *Battle of the grids* van Greenpeace en *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU nemen beiden expliciet de mogelijkheid tot ontplooiing van CCS technologie niet mee in hun analyse. Redenen die hiervoor worden gegeven zijn: late verwachte commerciële beschikbaarheid, hoge verwachte kosten voor transport en

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

opslaginfrastructuur (Greenpeace 2010, blz. 33), de ecologische risico's van langdurige opslag van CO<sub>2</sub> zijn nog onzeker, en onzekerheid over de hoeveelheid beschikbare opslagcapaciteit van CO<sub>2</sub> (SRU 2011, blz. 37).

De andere vier studies nemen CCS technologie wel mee in hun analyse. *Roadmap 2050* (ECF 2010) bepaalt exogeen in zijn scenario's de bijdrage van kolen- en gascentrales met CCS. Hierbij gaat zij uit van een evenredige verdeling van gebruik van kernenergie en fossiele centrales met CCS (waarbij de verhouding gas- en kolencentrales gelijk is) voor het deel van het productiepark dat niet uit HEB bestaat (ECF 2010, blz. 29). De studies die gebruik maken van PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f) bepalen de bijdrage van CCS op basis van kostenoptimalisatie (koolstofwaarde, brandstofkosten en CCS-leercurve spelen belangrijke rol, zie blz. 55 van Capros 2011). Verder wordt in de studie *Power Choices* van Eurelectric ook het moment waarop CCS commerciële beschikbaar zal zijn in een sensitiviteitsanalyse gevarieerd.

### 3.9 Biomassa

Het maximaal bruikbare duurzame potentieel van biomassa speelt een belangrijke rol in de studies waarin als doelstelling een elektriciteitssector vooropgesteld wordt die volledig gebaseerd zou zijn op hernieuwbare energiebronnen. In tegenstelling tot intermitterende HEB zoals solar PV en *onshore/offshore* windturbines kunnen biomassacentrales in principe een constante elektriciteitsproductie garanderen; daarmee kunnen ze dienen als *baseload* of als *dispatch units*. Er is, in de beschouwde studies, evenwel geen consensus over de hoeveelheid biomassapotentieel die duurzaam gebruikt kan worden of over de mogelijke schadelijke neveneffecten die de productie van energiegewassen met zich mee kan brengen. De verschillen in aannames met betrekking tot biomassa tussen de studies worden hieronder besproken.

De studies die zich baseren op PRIMES (Eurelectric 2009, Federaal Planbureau 2011b en EC 2011f) gebruiken een aparte module voor het modelleren van elektriciteitsproductie op basis van biomassa. De biomassamodule is een economisch aanbodmodel. Hiermee worden via een kostencurve de kosten voor elektriciteitsproductie uit biomassa bepaald<sup>30</sup>. Aspecten waarmee de module rekening houdt zijn: prijzen van biomassa/afval producten, consumptie van andere energieproducten voor productie, transport en behandelen van de biomassa/afval producten (E3Mlab 2007, blz. 33), landbouw-, bos- en afvalgrondstoffen die worden gebruikt bij productie van bio-energieproducten en import-export van bio-energie en *feedstock* voor bio-energie (Capros 2011).

*Roadmap 2050* vermeldt expliciet dat import van biomassa van buiten Europa in hun scenario's niet is toegestaan. De hoeveelheid beschikbare biomassa voor Europa wordt gelimiteerd op 5,000 TWh primaire energie, op basis van een *review* van McKinsey (ECF 2010, blz. 42).

Voor *Battle of the grids* van Greenpeace en *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU is het niet duidelijk of import van biomassa is meegenomen. Deze twee studies vermelden beide dat er, bij het bepalen van het gebruik van biomassa, een "voorzichtige" aanpak werd gebruikt, wegens de mogelijke risico's dit uitgaan van de teelt van energiegewassen voor biodiversiteit en voor voedselvoorziening.

---

<sup>30</sup> Opmerking: de inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie uit de studie van het Federaal Planbureau in België in 2030 (9.4 TWh) hoger is dan de schatting door Edora en Ode (Neyens en Jacquet 2007) van 6.7 TWh.

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

In de *Battle of the grids* studie van Greenpeace gaat *Energynautics* uit van additioneel biomassacapaciteit (ten opzichte van het *Advanced Scenario* van de *E[R]* studie) als *back-up* capaciteit in zijn scenario voor 2050 (Tröster et al. 2011, blz. 48-49). De studie geeft geen informatie over het potentieel van biomassa en of deze voldoende is om de additionele hoeveelheid biomassacapaciteit te voorzien van brandstof.

Het genomen biomassapotentieel dat gebruikt wordt in SRU (2011) bestaat voor het grootste deel uit reststromen uit landbouw en bosbouw (SRU 2011, blz. 104).

### 3.10 Banenmarkt

Drie van de zes studies doen uitspraken over de impact van de energie-transitie (of de transitie in de elektriciteitssector) op de banenmarkt.

De *Roadmap 2050* studie koppelt de veranderingen in de banenmarkt aan de gemaakte kapitaalinvesterings. De banenelasticiteit ten opzichte van veranderingen in kapitaalinvesterings is afgeleid van de *input-output* matrix van het model, die is geïntegreerd in het macro-economische model en gekalibreerd met behulp van historische econometrisch materiaal per sector (ECF 2010d, paragraaf 1.5).

De studie *Battle of the grids* van Greenpeace geeft aan wat de verwachte impact van de transitie op de banenmarkt is (Greenpeace 2010, blz. 48). Het is echter niet uit het rapport af te leiden wat voor modellering er gebruikt is.

De studie *Energy Roadmap* van de Europese Commissie maakt geen gebruik van modellering om de impact op werkgelegenheid te bepalen, maar verricht in plaats daarvan een literatuurstudie over deze impact (EC 2011g, blz. 35-36).

De andere drie studies (Eurelectric 2009, SRU 2011 en Federaal Planbureau 2011b) doen geen uitspraken over de invloed van de energietransitie (of transitie van de elektriciteitssector) op werkgelegenheid.

### 3.11 Milieu

De verschillen in aanpak voor het bepalen van de invloed van decarbonisatie in de scenario's op het milieu tussen de studies worden hieronder besproken.

De invloed van de decarbonisatiescenario's ten opzichte van hun referentiescenario's op gebied van broeikasgasemissies wordt in alle studies meegenomen voor Europa, behalve in *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* van SRU waar enkel de BKG-emissies in de scenario's voor Duitsland worden besproken.

De invloed van de decarbonisatiescenario's op niet-BKG emissies zoals SO<sub>x</sub> en NO<sub>x</sub> worden enkel in de studie *Power Choices* van Eurelectric (Eurelectric 2009, blz. 67).

In de andere studies worden de resultaten voor SO<sub>x</sub> en NO<sub>x</sub> niet vermeld.

### 3.12 Overzicht verschillen aanpak scenariostudies

De onderstaande tabel geeft een samenvattend overzicht van de besproken verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden zoals besproken in dit hoofdstuk.

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

**Tabel 8: Overzicht verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden**

Aspect	Methodologische opties gebruikt in de zes scenariostudies
Broeikasgas-emissiedoelstelling <i>heeft impact op</i> Hoeveelheid CO <sub>2</sub> eq die vermeden dient te worden in scenario (randvoorwaarde).	De Europese broeikasgasemissiedoelstellingen variëren tussen de studies van: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 75% tot 95% reductie in 2050 ten opzichte van niveau in 1990;</li> <li>• -30% tot -40% reductie in 2030 ten opzichte van niveau in 1990;</li> <li>• -20% tot -30% reductie in 2020 ten opzichte van niveau in 1990.</li> </ul>
Rentevoet, leerratio, CO <sub>2</sub> -prijs, brandstofprijs <i>heeft impact op</i> Specifieke productiekosten per technologie.	Deze aspecten verschillen per studie. Zie de tabellen in hoofdstuk 3.3 en de Bijlages voor overzichten van de verschillen.
Elektriciteitsvraag <i>heeft impact op</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Totale jaarlijkse elektriciteitsvraag;</li> <li>• Profiel van de elektriciteitsvraag.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Het profiel</b> van de elektriciteitsvraag wordt door belastingscurves weergegeven in alle studies. Bij Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 20 en 21), SRU (SRU 2011, blz. 91) en ECF (ECF 2010, blz. 53-55) wordt aangegeven dat de belastingscurves op een uurlijkse basis zijn samengesteld. De curves zijn bepaald op basis van gegevens van Europese transmissienetwerkbeheerders of landspecifieke data. Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 20 en 21) houdt ook rekening met de geografische verdeling van energie-intensieve activiteiten en populatie. De studies die gebruik maken van het PRIMES model (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f) gebruiken chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones (Capros 2011, blz. 13);</li> <li>• <b>Demand side management (DSM)</b> wordt door ECF (ECF 2010, blz. 71) en Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 48) meegenomen in de modellering (respectievelijk 20% en 15% DSM). De studies Federaal Planbureau (2011b) en SRU (2011) nemen het gebruik van DSM niet mee in hun modellering. De studies Eurelectric (2009) en EC (2011f) lijken DSM wel mee te nemen, maar beschrijven niet hoe;</li> <li>• De studies bepalen de <b>economische groei</b> op basis van resultaten van <i>WEO 2009</i> (Greenpeace 2010, blz. 31), of het GEM-E3 model (Federaal Planbureau 2011b; Eurelectric 2009, blz. 27; EC 2011f), of het Oxford Economics model (ECF 2010, blz. 31). Enkel laatstgenoemde houdt rekening met invloed van elektriciteitsprijzen op economische groei.</li> <li>• Voor het <b>energie-efficiëntiepotentieel</b> baseren de studies zich op de studie <i>McKinsey 2030 Global GHG Abatement Cost Curve for Europe</i> (ECF 2010, blz. 10), of een energie-efficiëntie studie van Ecofys (Greenpeace 2010, blz. 28), of bepalen met behulp van het model (Capros 2011, blz. 10) de inzet van energie-efficiëntie technologieën met behulp van PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). Geen van de studies beschrijft de technologische karakteristieken of de investeringskosten van de individuele energie-efficiëntie technologieën;</li> <li>• Het aandeel <b>elektrische voertuigen (EV)</b> aan het wagenpark van Europa</li> </ul>

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

	<p>in 2050 varieert van 62% (Greenpeace 2010, blz. 49) tot 76% (ECF 2010, blz. 43<sup>31</sup>). Eurelectric (2009) en EC (2011f) schatten het aandeel EV aan het personenvervoer op respectievelijk 80-90% (Eurelectric 2009, blz. 53) en 80% in Europa in 2050 (EC 2011h, blz. 20). Het Federaal Planbureau (2011b) voorziet voor België in 2030 een aandeel van 20% in zijn "EV"-scenariovarianten (Federaal Planbureau 2011b, blz. 87);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gebruik van <b>warmtepompen</b> wordt met behulp van het model bepaald in studies die PRIMES gebruiken (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). ECF (2010) gaat uit van 90% koeling en verwarming in gebouwen in 2050 door middel van warmtepompen (ECF 2010, blz. 43).</li> </ul>
<p>Netwerkuitbreiding, uitbreiding capaciteit elektriciteitsproductie, en opslagcapaciteit <u>heeft impact op</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De totale hoeveelheid opwekkingscapaciteit en type capaciteit;</li> <li>• De hoeveelheid <i>back-up</i> capaciteit;</li> <li>• De hoeveelheid opslagcapaciteit;</li> <li>• De uitbreiding van capaciteit van het transmissienet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De <b>toekomstige productiecapaciteit</b> per technologie is of exogeen gekozen, eventueel op basis van trends en overleg met industriële <i>stakeholders</i> (ECF 2010, blz. 28,30; Greenpeace 2010, blz. 38), of met behulp van het model (Capros 2011, blz. 13-17) door kostenoptimalisatie (DLR 2010, blz. 1; Federaal Planbureau 2011b; Eurelectric 2009; EC 2011f);</li> <li>• De potentiële <b>output van intermitterende hernieuwbare energiebronnen (HEB)</b> is op basis van weerdata op uurbasis door Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 14) en SRU (DLR 2010, blz.7). De PRIMES gebaseerde studies (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f) nemen de nominale capaciteit verminderd met de aangenomen jaarlijkse <i>resource availability rate</i>, waarbij wordt aangenomen dat de technologie gedurende het jaar uniform elektriciteit produceert (Capros 2011, blz. 50);</li> <li>• In de studies wordt het <b>transmissienetwerk</b> opgedeeld in <i>nodes</i>. Het aantal <i>nodes</i> in de gebruikte modellen varieert van 9 tot 224;</li> <li>• In de gekozen studies wordt de vraag en aanbod van elektriciteit gerelateerd aan de <i>nodes</i>;</li> <li>• De hoeveelheid <b>back-up capaciteit</b> wordt in de gekozen studies met behulp van het model bepaald;</li> <li>• <b>Demand side management (DSM)</b> exogeen meegenomen als percentage (15-30%) waarmee de belasting kan verschoven worden (Tröster et al. 2011, blz. 48, 49; ECF 2010, blz. 71). De PRIMES gebaseerde studies geven niet aan of zij, en zo ja hoe, DSM hebben meegenomen in de modellering. SRU (2011) geeft aan het potentieel van DSM om grote behoeftes van de elektriciteitsvraag aan te kunnen passen, gering in te schatten (SRU 2011, blz. 462);</li> <li>• De ontwikkeling van het <b>distributienetwerk</b> is in geen van de studies in detail meegenomen;</li> <li>• Het potentieel om <b>waterkrachtcentrales in Noorwegen</b> om te bouwen tot pompcentrales is soms expliciet wel (DLR 2010, blz. 8) en soms expliciet niet (ECF 2010, blz. 55) meegenomen. Bij de andere studies is het niet zeker of zij dit potentieel hebben meegenomen;</li> <li>• De SRU studie neemt <b>drukluftopslag</b> (DLR 2010, blz. 8) mee in zijn modellering. De SRU studie en de EC studie nemen beiden <b>waterstof</b></li> </ul>

<sup>31</sup> Schatting op basis van aantal gereden kilometers van Exhibit 7 van ECF (2010), waarbij "Hybrids", "Plug-in hybrids" en "Battery electric vehicles" worden beschouwd als elektrische voertuigen.

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

	(DLR 2010, blz.8; EC 2011h, bijv. blz. 22) mee voor mogelijke opslag van elektriciteit. De andere studies geven niet duidelijk weer welke opslagtechnologieën zijn meegenomen buiten pompopslag.
<p>Noord-Afrika <u>heeft impact op</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>De nodige totale hoeveelheid opwekkingscapaciteit en type capaciteit in Europa;</li> <li>De nodige uitbreiding van capaciteit van het transmissienet.</li> </ul>	<p>Sommige studies nemen de mogelijkheid van <b>import</b> van elektriciteit uit <b>Noord-Afrika</b> mee. ECF (2010) hanteert een maximale jaarlijkse netto-elektriciteitsimport uit Noord-Afrika van 15% van de totale vraag in zijn 100% HE scenario (ECF 2010, blz. 77). Greenpeace gaat uit van een maximale importcapaciteit van 60 GW (Tröster 2011, blz. 20). SRU (2011) stelt als randvoorwaarde dat jaarlijks maximaal 15% netto-import mag plaatsvinden in zijn meegenomen landen, inclusief Noord-Afrikaanse landen (DLR 2010, blz. 26).</p> <p>De EC (2011f) studie geeft geen details over het modelleren of andere aannames met betrekking tot dit onderwerp, maar volgens Capros (2011) neemt het <i>High RES</i> scenario de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika mee (Capros 2011, blz. 53). De studies Eurelectric (2009) en Federaal Planbureau (2011b) lijken de uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika niet mee te nemen in hun scenario's.</p>
<p>Kernenergie <u>heeft impact op</u> Type productiecapaciteit.</p>	De studies Greenpeace (Greenpeace 2010, blz. 7) en SRU (SRU 2011, blz. 50) nemen beiden het gebruik van <b>kernenergie</b> expliciet niet mee in hun scenario's. De overige studies nemen het gebruik van kernenergie wel mee.
<p>Koolstofafvang en -opslag (CCS) <u>heeft impact op</u> Type productiecapaciteit.</p>	De studies van Greenpeace (Tröster et al. 2011, blz. 48) en SRU (SRU 2011, blz. 50) nemen beiden het gebruik van <b>koolstofafvang en -opslag (CCS)</b> expliciet niet mee in hun scenario's. De overige studies nemen het gebruik van CCS mee in hun scenario's maar de aannames met betrekking tot het jaar waarop CCS commercieel beschikbaar zal worden varieert.
<p>Biomassa <u>heeft impact op</u> Potentieel van biomassa voor elektriciteitsproductie.</p>	<p>De maximale potentiële beschikbare hoeveelheid <b>biomassa</b> in het model varieert tussen de gekozen studies. Deze is onder andere afhankelijk van de aannames met betrekking tot nationaal of Europees beschikbare hoeveelheid biomassa. Verder van belang is de aanname met betrekking tot import van biomassa.</p> <p>De studies die zich baseren op PRIMES (Eurelectric 2009, Federaal Planbureau 2011b en EC 2011f) gebruiken voor het modelleren van elektriciteitsproductie op basis van biomassa een aparte module die de kosten van de aanbodzijde voor bio-energie en tevens de import-export van bio-energie en <i>feedstock</i> van bio-energie bepaalt (Capros 2011, blz. 19). De ECF studie gaat uit van een beschikbare biomassa voor Europa van 5,000 TWh primaire energie, op basis van een <i>review</i> van McKinsey (ECF 2010, blz. 42). Greenpeace (2010) en (SRU 2011) vermelden beiden dat bij het bepalen van het gebruik van biomassa voor de energievoorziening een "voorzichtige" aanpak is gebruikt wegens de mogelijke risico's voor biodiversiteit en voedselvoorziening die gepaard gaan met productie van energiegewassen. Het genomen biomassapotentieel dat gebruikt wordt in SRU (2011) bestaat voor het grootste deel uit reststromen uit landbouw en bosbouw (SRU 2011, blz. 104). De <i>Battle of the grids</i> studie van Greenpeace geeft geen informatie over het potentieel van biomassa.</p> <p>De ECF studie vermeldt expliciet dat import van biomassa buiten Europa in hun scenario's niet is toegestaan. Voor de andere gekozen studies is het niet duidelijk of import van biomassa is meegenomen (ECF 2010, blz. 29).</p>
<p>Banenmarkt <u>heeft impact op</u> Beoordelen van scenario's op</p>	De invloed van de decarbonisatiescenario's op de <b>banenmarkt</b> is via modellering bepaald, of via een literatuurstudie. Drie van de zes studies doen uitspraken over de impact van de energie-transitie (ECF 2010 blz. 87; Greenpeace 2010, blz. 48; EC 2011g, blz. 35-36) op de banenmarkt.

## Verschillen in modellering, aannames en randvoorwaarden

andere criteria dan kosten.	De andere drie studies (Eurelectric 2009, SRU 2011 en Federaal Planbureau 2011b) doen geen uitspraken over de invloed van de decarbonisatiescenario's op werkgelegenheid.
Milieu <i>heeft impact op</i> Beoordelen van scenario's op andere criteria dan kosten.	De invloed van de decarbonisatiescenario's op gebied van <b>broeikasgasemissies</b> wordt in alle studies meegenomen voor het gehele gekozen geografische gebied, behalve in SRU (2011) waar enkel de BKG-emissies in de scenario's voor Duitsland (en dus niet voor Europa en Noord-Afrika) worden besproken.  De invloed van de decarbonisatiescenario's op niet-BKG emissies zoals <b>SO<sub>x</sub></b> , en <b>NO<sub>x</sub></b> wordt enkel in de studie van Eurelectric (Eurelectric 2009, blz. 67) vermeld. In de andere studies worden de resultaten voor SO <sub>x</sub> en NO <sub>x</sub> niet vermeld.

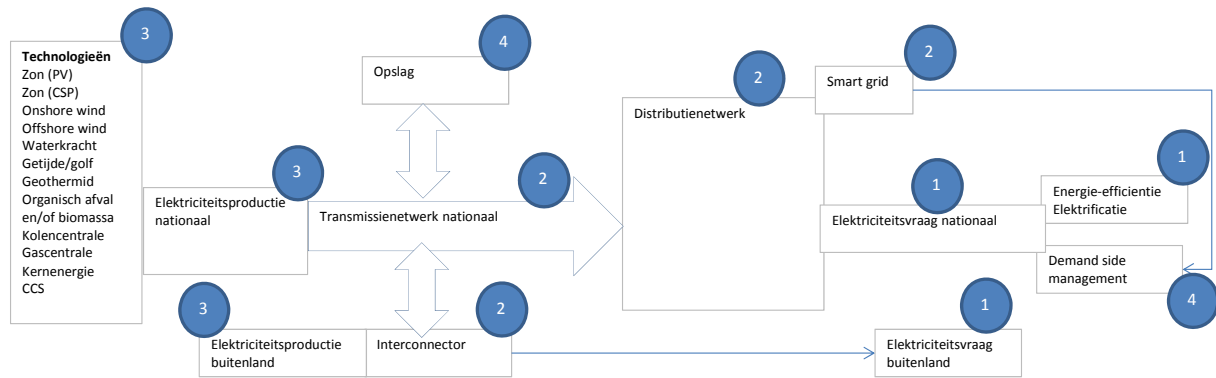
## Hoofdstuk 4. Transitiebarrières en beleidsadviezen

### 4.1 Inleiding

Dit hoofdstuk geeft het overzicht van de in de zes gekozen scenario studies gedetecteerde barrières en beleidsadviezen met betrekking tot de transitie van de elektriciteitssector.

De barrières/adviezen zijn opgedeeld in de volgende thema's (zie Figuur 2):

1. Elektriciteitsvraag;
2. Elektriciteitsnetwerk;
3. Elektriciteitsproductie;
4. Balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit: *Demand side management* (DSM) en opslag van elektriciteit.



Figuur 2: Versimpelde weergave totale elektriciteitssector

### 4.2 Elektriciteitsvraag

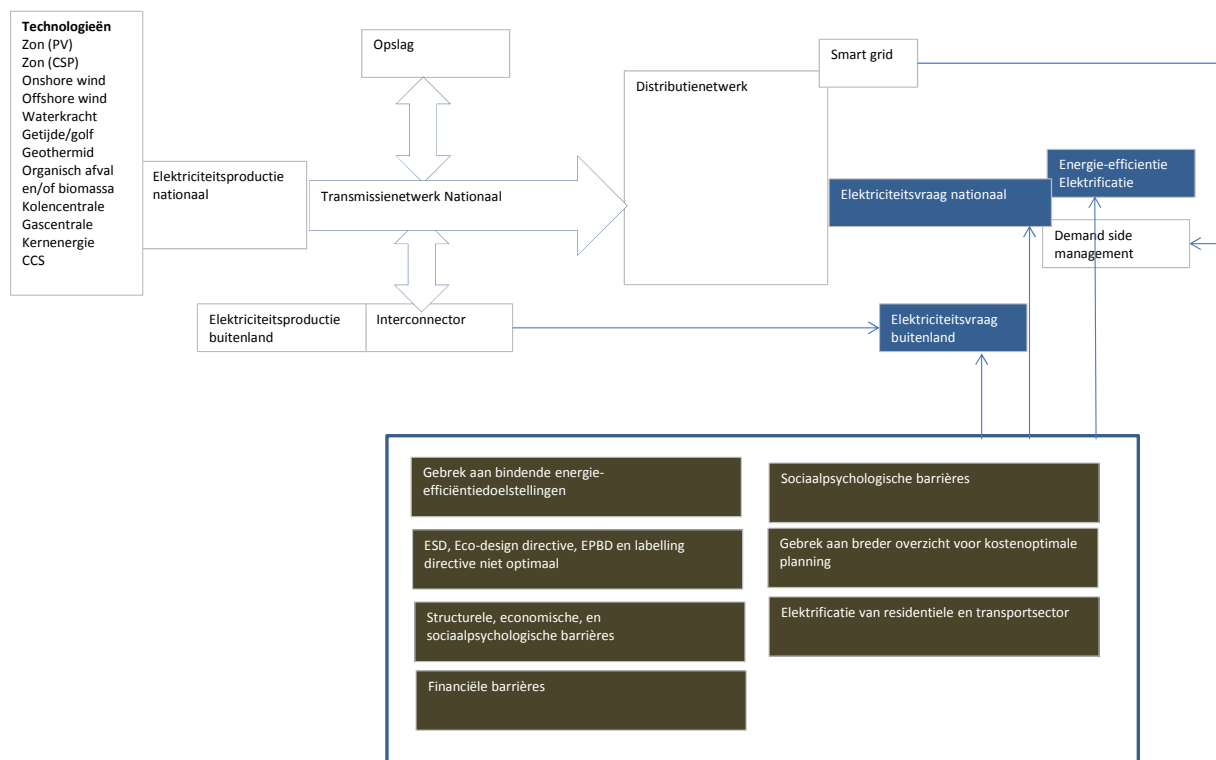
Het verlagen van de elektriciteitsvraag (zie blauwe vakken Figuur 3) wordt in alle scenario studies beschreven als een belangrijk onderdeel van de energietransitie. Bij onvoldoende of niet succesvolle stimulie voor energie-efficiëntie kunnen de maatschappelijke kosten voor een duurzame elektriciteitssector eventueel stijgen doordat de marginale additionele elektriciteitsproductie duurder kan uitvallen dan de energie-efficiëntiemaatregelen die zij zou vervangen<sup>32</sup>.

De transitiebarrières en beleidsadviezen (zie donkergroene vakken van Figuur 3) gerelateerd aan het verlagen van de elektriciteitsvraag worden in de volgende paragrafen besproken.

<sup>32</sup> Het verdient wel een kanttekening dat België in 2011 nog een daling van 2.4% ten opzichte van 2010 in elektriciteitsverbruik toonde (Synergrid 2012).



## Transitiebarrières en beleidsadviezen



**Figuur 3: Versimpelde weergave elektriciteitssector met het relevante deel voor de elektriciteitsvraag in donkerblauw en barrières in donkergroen**

### 4.2.1 Gebrek aan bindende energie-efficiëntiedoelstelling

Voorafgaande aan deze bespreking is het nodig te doen opmerken dat de begrippen “energie-efficiëntie” en “energiebesparing” vaak worden toegepast om hetzelfde aan te geven, maar dat het in principe om twee verschillende zaken gaat. Energiebesparing kan plaatsvinden door een proces meer energie-efficiënt te maken of door het proces niet of minder toe te passen. Maar een proces energie-efficiënter maken leidt niet automatisch tot een energiebesparing in de absolute zin, aangezien deze verhoogde efficiëntie teniet kan worden gedaan door meer gebruik te maken van het proces (*rebound-effect*).

Uit diverse hoeken wordt er op gewezen dat, van de drie doelstellingen van het Europese klimaat- en energiepakket, de energie-efficiëntie doelstelling als enige niet bindend is (SRU 2011, blz. 350, ECF 2010e, blz. 20). Ook op nationaal niveau, in de onderscheiden EU-Lidstaten, is er een gebrek aan bindende doelstellingen met betrekking tot energie-efficiëntie (SRU 2011, blz. 350). Lidstaten stellen te bescheiden doelstellingen op met betrekking tot het invoeren van energie-efficiëntiemaatregelen (ECF 2010e, blz. 8). Het gebrek aan ambitie op nationaal niveau lijkt verband te houden met het gebrek aan een Europees bindende doelstelling voor energie-efficiëntie en met gebreken in bepaalde richtlijnen (zie hoofdstuk 4.2.2) op Europees niveau, en tevens met de aanzienlijke hoeveelheid structurele, economische en sociaalpsychologische barrières (zie hoofdstuk 4.2.3).

### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Eurelectric geeft als advies met betrekking tot het te voeren energie-efficiëntiebeleid, dat er verzekerd moet worden dat publieke instanties een leidende rol op zouden nemen op het gebied van energie-efficiëntie, door standaarden in te voeren en beleidsinstrumenten te ontwikkelen die consumenten stimuleren meer te kiezen voor energie-efficiëntie technologieën (Eurelectric 2009, blz.11, SRU 2011);
- Een suggestie van ECF en Greenpeace is om de Europese niet-bindende doelstelling met betrekking tot energie-efficiëntie voor 2020 te veranderen in een verplichting, waarbij Lidstaten zelf kunnen bepalen hoe zij dit zouden moeten bereiken (ECF 2010e, blz. 9 en Greenpeace 2010, blz. 56);
- De SRU stelt in *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* als oplossing voor, maar dan specifiek voor Duitsland, om een absolute bovengrens te stellen voor de hoeveelheid elektriciteitsverbruik op nationaal niveau in combinatie met een “cap-and-trade” instrument. Een absolute bovengrens als doelstelling is immers makkelijker te monitoren en te communiceren dan de gebruikelijke doelstellingen gebaseerd op trendscenario's (SRU 2011 -zie het tekstvak hieronder voor meer informatie hierover). De oplossing zoals voorgesteld door SRU zou eerst moeten worden voorgelegd aan de Europese Commissie, aangezien deze volgens het voorstel<sup>33</sup> voor de Energie-efficiëntie Richtlijn de Lidstaten vraagt een verplichtingsregeling in te voeren. Daarbij zouden alle energiedistributeurs of detailhandelaars jaarlijks een hoeveelheid energie moeten besparen die gelijk is aan 1.5% van hun energieverkoop per volume in het vorige jaar (EC 2011c, blz. 22). De Europese Commissie zou ook mogelijk een systeem kunnen opstellen waarbij energiebesparingen gecertificeerd worden zodat partijen die aan verplichtingen gebonden zijn ook certificaten uit andere lidstaten zouden kunnen gebruiken (EC 2011c, blz. 24).
- ECF (2010a) geeft net als SRU aan dat een absolute grens voor het energieverbruik meer transparant is, beter te monitoren en makkelijker te communiceren, dan een energiebesparingsdoelstelling (ECF 2010a, blz.7). Het is eenvoudiger en duidelijker de totale gebruikte energie per jaar te meten, dan in te schatten hoeveel energie is bespaard per jaar. Verder geeft ECF aan dat bindende energie-efficiëntiedoelstellingen het beste kunnen worden toegepast op Lidstaat niveau (ECF 2010a, blz. 100).

### Absolute besparingsdoelstellingen voor elektriciteit

SRU (2011) *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung* stelt voor een vaste absolute verbruiksdoelstelling voor elektriciteit vast te leggen op nationaal niveau, op basis van het bestaande besparingspotentieel en te verwachten *rebound-effect*. In het geval van Duitsland stellen zij een doelstelling voor van een netto elektriciteitsverbruik van 500 TWh voor 2020. Na 2020 zou om de tien jaar het verbruiksdoelstelling moeten worden aangepast op basis van de potentieelstudies en de ontwikkelingen van de elektrische voertuigen. Daarbij gaat SRU er overigens vanuit dat de elektriciteitsvraaglimiet op 500 TWh kan blijven staan, ondanks elektrificatie in de transport en residentiële sector. Een dergelijke absolute doelstelling is makkelijker met betrekking tot communicatie en controle dan de tot dusver gebruikte

<sup>33</sup> COM(2011) 370

relatieve doelstellingen (SRU 2011, blz. 353).

Het gebruik van energie-efficiëntietechnologieën op zichzelf leidt niet per definitie tot een verlaging van het elektriciteitsverbruik. Wanneer consumenten of bedrijven in combinatie met invoer van energie-efficiëntietechnologieën meer van de *services* gebruik maken die elektriciteit verbruiken, dan kan hun elektriciteitsverbruik ondanks de hogere efficiëntie hetzelfde blijven of zelfs toenemen. Dit noemt men het "*rebound-effect*" (SRU 2011, blz. 352). Dit verklaart waarom het invoeren van bijvoorbeeld strengere efficiëntiestandaards voor apparaten onvoldoende kan zijn om energie te besparen. Beleid dat gericht is op ambitieuze efficiëntieverbeteringen moet daarom ook een geïntegreerde strategie bevatten met betrekking tot het consumentengedrag.

SRU (2011) stelt voor om het *rebound-effect* bij huishoudens te voorkomen door een aangepaste versie van het witte certificaten instrument te gebruiken. Hierbij zou dit instrument verder moeten worden ontwikkeld tot een "*cap-and-trade*" instrument. Dat betekent dat de certificaten zouden worden gerelateerd aan absolute hoeveelheden elektriciteit, in plaats van aan meer virtuele besparingen die gepaard gaan met investering in bepaalde maatregelen. De energieleveranciers krijgen deze certificaten toegeedeeld aan de hand van het aantal huishoudens die zij elektriciteit leveren (quota). Voor elk huishouden wordt een bepaalde hoeveelheid certificaten toegeedeeld. Gezamenlijk opgeteld kan hiermee een absolute maximale elektriciteitsverbruik in de residentiële sector worden vastgelegd. De energieleveranciers kunnen de certificaten onderling verhandelen. Een energieleverancier kan dus kiezen om of energiebesparing te realiseren bij zijn klanten en certificaten te verkopen, of geen energiebesparing te realiseren en certificaten te kopen. De energieleveranciers zijn zelf vrij om te beslissen hoe zij hun klanten willen stimuleren om minder elektriciteit te verbruiken (SRU 2011, blz. 361 en 362).

Met betrekking tot de verdeling van de kosten en baten en sociale ongelijkheid, kan het *cap-and-trade* model van SRU bijdragen aan het eerlijk verdelen van de kosten en baten. Doordat het aantal certificaten dat de energieleveranciers krijgen per huishouden uniform gebeurt, is het aantrekkelijker voor hen om huishoudens met lager dan gemiddeld elektriciteitsverbruik te hebben in hun klantenbestand. Dit zijn meestal huishoudens met een lager inkomen. Hierdoor is er een stimulans voor energieleveranciers om huishoudens met een laag inkomen bijvoorbeeld lagere tarieven aan te bieden om hun daarmee aan te trekken (SRU 2011, blz. 362).

### 4.2.2 *Energy Services Directive*, Ecodesign Richtlijn, Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen en Energie-etiketteringsrichtlijn nog niet optimaal

De *Energy Services Directive*<sup>34</sup> stimuleert energie-efficiëntie, maar omvat slechts een derde<sup>35</sup> van het kosteneffectieve besparingspotentieel (ECF 2010e, blz. 20).

#### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- ECF geeft aan dat de *Energy Services Directive* (ESD) zou moeten worden herzien. De herziening zou de verdriedubbeling van het energie-efficiëntie beleid moeten ondersteunen, wat nodig is om de 2020 doelstelling te bereiken (ECF 2010e, blz. 22).

<sup>34</sup> Richtlijn 2006/32/EG

<sup>35</sup> De niet-bindende verplichte energiebesparing van de *Energy Services Directive* (Richtlijn 2006/32/EG) voor 2016 is een gemiddelde van 9% van het uiteindelijke energieverbruik van 2001-2005. Dit komt voor Europa ongeveer neer op 90 Mtoe. Echter, volgens onderzoek van Fraunhofer is de hoeveelheid kosteneffectieve mogelijke energiebesparing voor activiteiten die onder de ESD vallen gezamenlijk ongeveer 180 Mtoe. Gezien het feit dat ongeveer een derde van de nodige besparingen door de lidstaten worden afgeschreven als "al uitgevoerd voor 2007", ook wel "early action" genoemd, is het resterende deel dat nog bespaard dient te worden, 60 Mtoe, slechts 1/3 van het totale kosteneffectieve potentieel voor energiebesparing (Ecofys en Fraunhofer 2010, Blz. 27)

Er zijn sterke vertragingen zichtbaar met betrekking tot het implementeren en herzien van de Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen (EPBD)<sup>36</sup>.

### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

Er wordt in de bestudeerde literatuur geen advies gegeven met betrekking tot deze hindernis.

Er is een lange transitieperiode voor het invoeren van de minimum energiestandaards van de Ecodesign Richtlijn<sup>37</sup> en vertragingen met betrekking tot herzien van verouderde *labelling schemes* (ECF 2010e, blz. 20).

### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- De Ecodesign Richtlijn zou zijn energiestandaards voor energiegebruikende producten moeten baseren op de best beschikbare technologie van het moment (BAT) op de wereldwijde markt (ECF 2010e, blz.9).

### 4.2.3 Structurele barrières

De volgende hindernissen worden beschreven die van structurele aard zijn:

- Degene die investeert in de energie-efficiëntiemaatregel is soms niet degene die van de baten profiteert (bijvoorbeeld bij huurappartementen waar de huurbaas de in isolatie zou moeten investeren maar dit nalaat omdat deze niet van de lagere energierekening profiteert) (SRU 2011, blz. 351; EC 2011g, blz. 9);
- In sommige Lidstaten is er aan de aanbodkant een gebrek aan voldoende gekwalificeerde arbeidskrachten voor energie-efficiëntietechnologieën en te weinig bewustzijn van deze mogelijkheden aan de vraagkant (EC 2011g, blz. 8).

### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Ecofys stelt voor, als mogelijke optie om energiebesparingen in de residentiële sector te bereiken, om afspraken te maken tussen de regering en woningcorporaties. Een voorbeeld van een dergelijk covenant bestaat al in Nederland. Voor de bestaande bouw is het in dit covenant de bedoeling de komende 10 jaar ten minste 20 procent te besparen op het gasverbruik bovenop bestaand beleid. Centraal in de aanpak staat dat het draagvlak onder huurders voor energiebesparing wordt vergroot. Om dat te bereiken krijgen de huurders de garantie dat op complexniveau de verlaging van de maandelijkse energiekosten als gevolg van de energiebesparende maatregelen, groter is dan de huurverhoging (Ecofys 2009, blz. 18, 19). Een mogelijk instrument ter bevordering van energie-efficiëntie in verschillende sectoren is het gebruik van witte certificaten. Het doel van dit marktinstrument is het bereiken van een vastgestelde doelstelling tegen minimale kosten door handel in energiebesparingseenheden. De witte certificaten

<sup>36</sup> Richtlijn 2010/31/EU

<sup>37</sup> Richtlijn 2009/125/EG

vertegenwoordigen een bepaalde mate van energiebesparing (Ecofys 2009, blz. 12, 13). Zie ook hoofdstuk 4.2.1.

#### 4.2.4 Financiële barrières

Hindernissen van financieel-economische aard zijn: de hoge investeringskosten en de onzekerheid over de terugverdiëntijd. Beide factoren vormen financiële barrières voor het investeren in energie-efficiëntietechnologie. Verder is er soms een gebrek aan financiële middelen voorhanden, zowel bij huishoudens als bij bedrijven (SRU 2011, blz. 351; EC 2011g, blz. 8).

##### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Voorbeelden van financiële stimulansen die door de Europese Commissie bepleit worden zijn onder meer belastingen en subsidies (EC 2011f, blz. 9);
- CO<sub>2</sub>-prijzen of energiebelastingen vormen een algemene financiële stimulans voor investeringen in energie-efficiëntietechnologieën (ECF 2010a, Ecofys 2009 blz. 26). De belasting van energieproducten is in Europa al tot zekere hoogte geharmoniseerd. Er zijn minimumtarieven vastgesteld voor de belasting van energieproducten die als motor- of verwarmingsbrandstof worden gebruikt, en ook voor elektriciteit. De Europese Commissie heeft in 2011 een voorstel gedaan om de regels met betrekking tot de belasting van energieproducten in Europa te herzien, waarbij het minimumtarief zou worden opgesplitst in een CO<sub>2</sub>-gebaseerde component en een energie-inhoud gebaseerde component. De nieuwe minimumtarieven moeten een stimulus bieden voor het gebruik van energiebronnen die minder CO<sub>2</sub> uitstoten. Lidstaten zouden evenwel de keuze krijgen om energiedragers die gezinnen voor verwarming gebruiken, vrij te stellen. Het bedrijfsleven zou de kans krijgen zich aan de nieuwe structuur aan te passen dankzij de lange overgangperiode (tot 2023) (EU 2011);
- Een combinatie van lage-rente-leningen en advies (energiebesparingsplan) is volgens Ecofys een mogelijke beleids optie om energiebesparingen te bekomen in de residentiële sector. Na het geven van advies over mogelijke besparingsmogelijkheden in het huishouden geeft de lage-rente-lening huiseigenaren de mogelijkheid om deze energiebesparende mogelijkheden te realiseren. Van de kostenbesparing moet een percentage worden afgedragen om de schuld af te betalen (na afbetaling is de volledige winst door kostenbesparing voor de huiseigenaar). In Nederland zijn er "one-stop-shops" die de volledige combinatie van advies en lage rente lening aanbieden (bijvoorbeeld NUON, wonen++, etc.) (Ecofys 2009, blz. 32);
- Om de vervanging van oude en inefficiënte apparaten door nieuwe en efficiëntere apparaten bij witgoed en/of verwarmingsapparatuur te versnellen, zou er een slooppremie ingevoerd kunnen worden. Dit houdt in dat consumenten bij het inwisselen van hun oude apparaten een *voucher* krijgen met een bepaalde waarde, die zij kunnen gebruiken bij het kopen van een nieuwer apparaat (Ecofys 2009, blz. 22);
- Om de aankoop van efficiëntere apparaten in huishoudens te stimuleren kan gebruik worden gemaakt van subsidies voor efficiënte apparaten, aankoopheffingen op niet-

efficiënte apparaten, of een bonus-malus systeem (combinatie van subsidies en heffingen). Het financiële verschil in subsidies/heffing tussen het zuinigste apparaat en het standaardapparaat zou naar schatting van Ecofys ongeveer tussen de 20 tot 50 euro moeten zijn (Ecofys 2009, blz. 19 t/m 25).

### 4.2.5 Sociaalpsychologische barrières

Hindernissen van sociaalpsychologische aard zijn:

- Er is een groot potentieel voor verbetering die echter verdeeld is over vele kleine apparaten (bijvoorbeeld huishoudelijke apparatuur). Hiervoor is in principe de informatie wel beschikbaar, maar het vergelijken van verschillende opties en kopen van een betere versie wordt door vele individuen niet als de moeite waard gezien, omdat de (verwachte) kostenbesparing niet groot lijkt (SRU 2011, blz. 351);
- Gebrek aan informatie en motivatie van zowel de gebruikerszijde als van de aanbiederszijde (van apparaten, installaties en gebouwen) (SRU 2011, blz. 351).

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Innovatieve programma's zijn nodig om de informatiebarrières en transactiekosten te verlagen met betrekking tot energie-efficiëntie maatregelen en om investeringskapitaal voor deze technologieën vrij te maken (ECF 2010, blz. 16 en 17);
- Om de "mentale instelling" van mensen te veranderen met betrekking tot bijvoorbeeld de manier waarop zijn hun woning verwarmen of isoleren, is er niet alleen tijd, maar zijn er ook andere stimulansen en regelgeving nodig volgens de Europese Commissie (EC 2011g, blz. 8).
- *Smart meters*<sup>38</sup> en andere *smart* applicaties zijn wellicht nodig zodat consumenten beter in staat zouden zijn hun consumptiegedrag te sturen<sup>39</sup> (EC 2011f, blz.9);
- Een voorbeeld van een stimulans voor investeren en energie-efficiëntie die bepleit wordt door de Europese Commissie is *on-site* advies van experts (EC 2011f, blz. 9);
- Ecofys stelt, in verband met energiebesparingen in de residentiële sector, dat bewustwordingscampagnes een ondersteunend effect kunnen hebben ter aanvulling van regulerend beleid. Op Europees niveau zijn er al initiatieven om de bevolking meer informatie te geven over klimaatverandering in het algemeen en specifieke "*hot topics*". Een ander Europees voorbeeld is het "*top-ten*" project. Hierin worden per land de top tien meest efficiënte apparaten of technologieën die op de markt

<sup>38</sup> Met betrekking tot de invoer van slimme meters schrijft de derde Europese Elektriciteitsrichtlijn voor dat de lidstaten een kosten-batenanalyse moeten uitvoeren voor 3 september 2012. Deze analyse is niet verplicht, maar wanneer zij niet plaatsvindt moet 80% van alle afnemers een slimme meter hebben in 2020 (SERV en Minaraad 2012).

<sup>39</sup> Hierbij moet worden opgemerkt dat een recente studie van CREG aantoonde dat sinds de liberalisatie van de Vlaamse, Brusselse en Waalse elektriciteitsmarkt, en structurele prijsverschillen tussen de aangeboden energieprijzen, er maar weinig residentiële klanten van energieleverancier wisselen (CREG 2012, blz. 13).

beschikbaar zijn gepresenteerd door gebruik te maken van *websites* (Ecofys 2009, blz. 27, 28);

- Een campagne zou zich ook specifiek kunnen richten op de versnelde vervanging van oude apparatuur, de aanschaf van efficiëntere apparaten, of het versneld ontwikkelen van energiezuinige apparaten door producenten. De communicatie van de campagnes moet plaatsvinden via bestaande communicatiekanalen (Ecofys 2009, blz. 27, 28);
- Er zijn verscheidene voorbeelden van bewustwordingscampagnes binnen de Lidstaten van de EU. Zo is er in Finland een informatiecentrum voor consumenten over het energiegebruik van huishoudelijke apparaten. In Duitsland is er een project die het consumenten mogelijk maakt om *online* de energie en financiële besparing uit te rekenen van de vervanging van een oude koelkast voor een nieuwe. Vergelijkbare schattingen worden gedaan voor warmtepompen en CV-ketels (Ecofys 2009, blz. 27, 28).

#### 4.2.6 Gebrek aan een breder overzicht voor kostenoptimale planning

Om tot een kostenoptimale planning te komen is er breder inzicht nodig met betrekking tot de mogelijkheden voor energiebesparing dan enkel de efficiëntieverbetering van individuele processen/apparaten. De energiebesparing die mogelijk wordt door bij ruimtelijke ordening rekening te houden met het aspect energie-efficiëntie of door interactie tussen verschillende (industriële) sectoren, is nog niet volledig benut.

##### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- In de eerste plaats moet er een analyse worden gemaakt van de mogelijkheden om stedelijke planning en ruimtelijke ordening te gebruiken voor energiebesparing op de middellange en lange termijn (EC 2011f, blz. 10);
- Ten tweede moet er onderzocht worden wat de optimale balans zou zijn tussen isolatie van gebouwen en gebruik van restwarmte van WKK-centrales (EC 2011f, blz. 10);
- Ten derde acht de Minaraad het belangrijk niet enkel het verhogen van de efficiëntie van apparatuur te stimuleren maar ook het verlagen van de energievraag (energiediensten) te stimuleren, hetzij door bevorderen van gedragsverandering (bijvoorbeeld informatiecampagnes) of door procesverandering (bijvoorbeeld door industrieel onderzoek tussen verschillende sectoren die gezamenlijk hun processen efficiënter te maken).

#### 4.2.7 Elektrificatie van de residentiële en transportsector

Een ver doorgedreven elektrificatie van de residentiële sector en de transportsector wordt in de scenario studies beschouwd als een belangrijke succesfactor om de energie-efficiëntie in deze sectoren te doen toenemen. Hoewel de energie-efficiëntie van het gehele energiesysteem verbetert, zorgt deze *fuel switch* er wel voor dat de elektriciteitsvraag zal toenemen (CREG 2011a, blz. 45). Wanneer er aldus door een

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

tekort aan investeringen in productiecapaciteit in de Lidstaten moeilijkheden dreigen te ontstaan om de bevoorradingszekerheid in de komende jaren te kunnen garanderen, kan het inzetten op elektrificatie deze moeilijkheden verergeren.

Op de korte termijn zal de elektrificatie van de residentiële sector en de transportsector echter waarschijnlijk geen significante impact hebben op de elektriciteitsvraag.

Zie onderstaande tekstvak voor een beschrijving van prognoses van *Climact* over het elektriciteitsverbruik van België met en zonder elektrificatie van transport en de residentiële sector.

### ***Climact (2012) – Electrical energy savings scenarios for Belgium***

Energie-efficiëntiemaatregelen hebben als voordeel dat ze vaak economisch aantrekkelijk zijn, de hoeveelheid nodige energie verminderen en de elektriciteitsrekening van consumenten verlagen. De studie van *Climact* toont dat er significant potentieel is voor België om zijn elektriciteitsverbruik te verlagen door gebruik van energie-efficiëntie. Hoewel de precieze invloed hiervan op de piekvraag onduidelijk is, is wel duidelijk dat energie-efficiëntie sterk kan bijdragen bij het goede verloop van de kernuitstap. Wanneer op de korte termijn eerst op energie-efficiëntie wordt ingezet, en pas later op de elektrificatie van de sectoren transport en huishoudens dan kan tegen 2015 ongeveer 6 TWh worden bespaard. Dit is 7% lager dan het referentiescenario (*Climact 2012*, blz. 5). Wanneer men afziet van elektrificatie van de transport en residentiële sector, dan kan het elektriciteitsverbruik in België tegen 2030 met 12% worden vermindert ten opzicht van 2010. Dit in tegenstelling tot het referentiescenario waarin de vraag met 16% gestegen is in 2030 ten opzichte van 2010 (*Climact 2012*, blz. 32).

### **Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem**

Er wordt in de bestudeerde literatuur geen advies met betrekking tot deze hindernis .

## 4.3 Elektriciteitsnetwerk

Investeringen in nieuwe interregionale lijnen en –kabels in België, en de rest van Europa (EC 2011f, blz.10, Greenpeace 2011, SRU 2011, ECF 2010) zijn van belang om interregionale elektriciteitsuitwisseling mogelijk te maken en hierdoor de bevoorradingszekerheid te vergroten<sup>40 41</sup> en de integratie van de Europese elektriciteitsmarkt verder te versterken. Verder moeten lokale distributienetwerken worden versterkt en moeten er IT applicaties worden geïnstalleerd om de functionaliteit van het smart grid te versterken (ECF 2010, blz. 14).

---

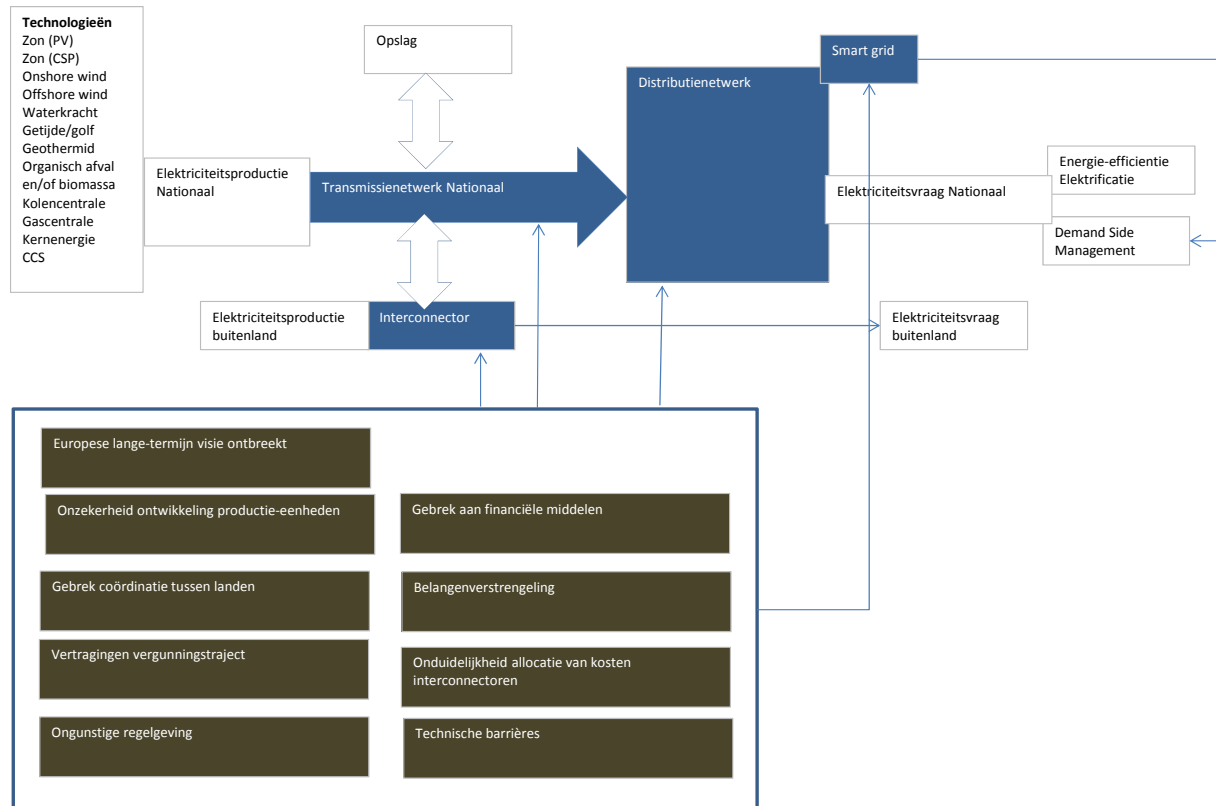
<sup>40</sup> Als alternatief op uitbreiding van het transmissienetwerk zoals voorzien door het model van ECF zou ook additionele opslagcapaciteit kunnen worden geplaatst of additionele opwekkingscapaciteit (en curtailment van *output* bij overschot). Deze opties leiden volgens sensitiviteitsanalyses echter tot significant hogere kosten (ECF 2010, blz. 15).

<sup>41</sup> Elia geeft aan dat de mix in België van centrale productie-eenheden, die vaak minder flexibel zijn, en productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie, die vaak zeer variabel zijn, maakt het absoluut noodzakelijk te voorzien in voldoende energie-uitwisselingscapaciteit met buurlanden, om tijdelijke vermogensoverschotten af te kunnen voeren of om binnenlandse productietekorten op te kunnen vangen via invoer (Elia 2011a, blz. 68).



## Transitiebarrières en beleidsadviezen

De transitiebarrières (zie donkergroene vakken Figuur 4) en beleidsadviezen gerelateerd aan het uitbreiden van het elektriciteitsnetwerk (zie blauwe vakken Figuur 4) worden hieronder besproken.



**Figuur 4: Versimpelde weergave elektriciteitssector met het relevante deel voor het elektriciteitsnetwerk in donkerblauw en barrières in donkergroen**

### 4.3.1 Europese lange-termijn visie ontbreekt

De vijf decarbonisatiescenario's van de *Energy Roadmap 2050* van de Europese Commissie tonen dat het niet eenvoudig is een robuuste kosten-batenanalyse uit te voeren met betrekking tot uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk. Meer duidelijkheid met betrekking tot wat de Europese doelstellingen relevant voor de elektriciteitssector zijn voor 2030 en wat de geplande activiteiten zijn om het energiesysteem CO<sub>2</sub>-vrij te maken, zou bijdragen aan het optimaliseren van de planning van de uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk (CEPS 2012, blz. 28).

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- ECF raadt aan dat de Europese Unie aan Lidstaten zou opleggen om een lange-termijn planning te maken met betrekking tot de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie en -vraag. Deze planning moet consistent zijn met de decarbonisatie-doelstellingen voor 2050 en moet de strategische ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk ondersteunen. ACER/ENTSO-E moet, op basis van deze plannen, een strategisch plan bedenken voor de uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale kosten. ACER/ENTSO-E kan vervolgens *feedback* geven aan de

Lidstaten met betrekking tot mogelijke interregionale verbindingen die de kosten van de energietransitie kunnen verlagen (ECF2010e, blz. 9);

- Greenpeace stelt dat een onafhankelijke Europese instantie zou moeten worden opgericht, om de planning van het netwerk te overzien en om lange-termijn scenario's te ontwikkelen (Greenpeace 2011, blz. 28).

#### 4.3.2 Onzekerheid in de ontwikkeling productie-eenheden

De toekomstige ontwikkeling van het productiepark is onzeker. Hierdoor is het moeilijk om bij interconnector projecten de kosten en baten van het project toe te kennen (CEPS 2012, blz. 25). Met betrekking tot de ontwikkeling het aandeel van hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie, moeten Lidstaten voor de HEB doelstelling voor 2020 plannen (NREAPs) inleveren bij de Europese Commissie. Samen met het Europese Hof van Justitie kan de Europese Commissie weliswaar de implementatie van de plannen afdwingen, maar zij heeft geen invloed op de gekozen technologiemix van de NREAPs. Deze technologiemix mogen de Lidstaten zelf bepalen (ECF 2011, blz. 41).

#### Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Het "*Ten Year Network Development Plan*" van het verbond van de Europese transmissienetbeheerders (ENTSO-E) moet rekening houden met de voorspellingen van de Hernieuwbare Energierichtlijn<sup>42</sup> met betrekking tot de groei van hernieuwbare energietechnologieën. Tegelijkertijd zou er een onafhankelijke Europese instantie moeten worden opgericht, om de coördinatie van de planning van het Europese netwerk en de ontwikkeling hiervan te overzien. Deze instantie zou ook verantwoordelijk moeten zijn voor het ontwikkelen en analyseren van lange-termijn scenario's en netwerkontwikkeling opties (Greenpeace 2011, blz. 28). Om hernieuwbare elektriciteit vanuit de Noordzee en de Middellandse Zee te kunnen benutten zijn er additionele lijnen, met name onderzeese kabels, nodig. ENTSO-E heeft al netwerkstudies gedaan voor Noord-West-Europa met een 2030 horizon in het kader van het "*North Seas Countries' Offshore Grid Initiative*". Deze zouden inbreng moeten leveren aan het werk van ENTSO-E voor een ontwikkelingsplan van een *Pan-European Electricity Highways System* voor 2050 (EC 2011f, blz. 15);
- Overheden moeten beleid voeren dat zowel aan projectontwikkelaars van productie-eenheden als aan betrokken transmissie- en distributienetbeheerders duidelijkheid verschaft over de zones die geselecteerd zijn voor de verdere ontwikkeling van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen. De geselecteerde zones zouden moeten worden bepaald op basis van samenwerking met de netbeheerder, die de meest geschikte zones kan identificeren voor decentrale productie-eenheden (Elia 2011a, blz. 69).

---

<sup>42</sup> Richtlijn 2009/28/EG

### 4.3.3 Gebrek aan coördinatie tussen landen

Er is een gecoördineerd Europees beleid nodig op gebied van productiecapaciteit. Voor een Lidstaat is immers niet alleen de capaciteit van de interconnectoren maar ook de ontwikkeling van de productiecapaciteit van de buurlanden van belang (Elia 2011a, blz. 127). Zo vallen er bijvoorbeeld gevolgen te verwachten voor de import- en export stromen van en naar Duitsland, van de beslissing van de Duitse regering om de kerncentrales tegen 2022 te sluiten. De verandering in productiecapaciteit in België en zijn buurlanden, zal waarschijnlijk leiden tot een toename van fysieke energiestromen aan de Belgische grenzen: interconnecties zullen in (en na) 2020 nog sterker belast worden (Elia 2011a, blz.152). Elia bekijkt daarom de verschillende interconnecties met de buurlanden en maakt de nodige plannen.

#### Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- De Europese Commissie geeft aan dat zgn. “Energie-eilanden” binnen de EU moeten verdwijnen. De implementatie van reeds bestaande beleidsinstrumenten met betrekking tot de interne energiemarkt en nieuw beleid zoals de “*Energy Infrastructure Regulation*”<sup>43</sup> kan de EU hierbij helpen. Het 10-jarige infrastructuurplan voor Europa opgezet door ENTSO en ACER geeft al een lange-termijn visie voor investeerders en moet leiden tot sterkere regionale samenwerking (EC 2011f, blz. 15). De Europese Commissie, ACER en ENTSO-E moeten zorgen voor een effectieve coördinatie tussen regionale actoren (CEPS 2012, blz. 29);
- De autorisatie van ACER/ENTSO-E moet volgens ECF worden uitgebreid, zodat zij in staat zijn een strategisch lange-termijn plan<sup>44</sup> te ontwikkelen voor het uitbreiden van de interconnecties. Dit plan zal bijdragen aan het optimaal gebruiken van de beschikbare middelen van alle Lidstaten (ECF 2010e, blz. 8);
- De interne congestie van transmissienetwerken vormen een substantieel deel van het probleem van de elektriciteitshandel in Europa. De behandeling van deze problematiek moet worden versterkt in het voorstel van de Europese Commissie en niet worden verwijderd vanwege bezorgdheid met betrekking tot subsidiariteit (CEPS 2012, blz. 5);
- Met betrekking tot de ontwikkeling van het *offshore* netwerk zijn er, volgens CEPS, nieuwe samenwerkingsmodellen nodig tussen overheden, TSOs en toezichthouders. Het *North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative* is volgens de CEPS een belangrijk element voor het boeken van vooruitgang op dit gebied (CEPS 2012, blz. 30);
- Het beleid rondom congestiemanagement moet investeringen stimuleren die nodig zijn voor integratie van HEB-elektriciteit en voor het voltooiën van de interne markt voor elektriciteit. Om optimaal gebruikt te maken van de nieuwe transmissie-infrastructuur is er een EU-brede marktkoppeling van *day-ahead* en *intraday* markten van belang. Meer coördinatie is daarom noodzakelijk, om ervoor te zorgen

<sup>43</sup> Voorstel met betrekking tot richtlijnen voor een trans-Europese energie infrastructuur (COM(2011) 658) en een voorstel voor het bereiken van een “*Connecting Europe Facility*” (COM(2011) 665) (EC 2011f, blz.15).

<sup>44</sup> Tot 2020 wordt door ENTSO-E een ontwikkeling van het netwerk voorzien van 64 GW. Dit is een uitbreiding van de capaciteit van het bestaande netwerk met 30%. Voor 2030 wordt een totale uitbreiding van 109 GW additionele transmissiecapaciteit voorzien, wat een verdubbeling is van de huidige capaciteit. De uitbreiding van transmissiecapaciteit betreft zowel transmissielijnen tussen landen als binnenlandse transmissielijnen (ECF 2011, blz. 9);

dat het nationale ondersteunende beleid voor HEB van de verschillende Lidstaten compatibel zou zijn om een eerlijke en efficiënte competitie in de Europese elektriciteitsmarkt te garanderen. Een andere uitdaging met betrekking tot de elektriciteitsmarkt is het integreren van de balanceermarkten. Dit wordt hopelijk bereikt door het ontwikkelen van een Europese code voor balanceren (CEPS 2012, blz. 30, Greenpeace 2011, blz. 28).

### 4.3.4 Vertragingen vergunningstraject

Netbeheerders leggen de schuld van problemen met transmissieprojecten vooral bij langdurige processen van goedkeuren van plannen en verkrijgen van vergunningen (SRU 2011, blz. 483 en 484, ECF 2011, blz. 9). Een vertraging in het vergunningstraject van transmissieprojecten (tot 10 jaar), kan bijkomende kosten veroorzaken die moeilijk te voorzien zijn. Deze vertragingen zouden volgens de netbeheerders te wijten zijn aan gebrek aan voldoende competenties bij de overheden (CEPS 2012, blz. 25). Andere problemen met betrekking tot het vergunningstraject die worden aangekaart zijn een gebrek aan een uniek instituut dat "verantwoordelijk" zou zijn voor het gehele vergunningsproces, gebrek aan transparantie van het vergunningsproces, een gebrek aan effectieve monitoring en een effectief rapporteringssysteem, en een gebrek aan duidelijk gedefinieerde maatregelen om vertraagde processen te versnellen (CEPS 2012, blz. 24, 25).

Overheidsinstanties voor ruimtelijke planning zijn het echter oneens met het verwijt van netbeheerders dat de overheidsinstanties onvoldoende capaciteit hebben om de planningsprocedures en vergunningsprocedures van de aanvragen te verwerken. De vertragingen bij projecten worden volgens hen veroorzaakt doordat netbeheerders niet vanaf het begin de formulieren voor de aanvraagprocedure volledig invullen, of te laat met de aanvraag beginnen (SRU 2011, blz. 483 en 484).

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- De Europese Commissie heeft onlangs (19 oktober 2011) een voorstel<sup>45</sup> gedaan dat zich richt op het oplossen van verschillende vraagstukken met betrekking tot investeringen in transmissiecapaciteit, waaronder de lange duur van het vergunningstraject. Het voorstel betreft richtlijnen voor een trans-Europese energie-infrastructuur en bevat maatregelen om risico's te verlagen en de uitbreiding van het netwerk te versnellen. De kern van het voorstel bestaat uit de "*projects of common interest*" (PCIs) die steun zouden krijgen door onder andere gestroomlijnde en snellere vergunningsprocedures. Een versnelde procedure van het vergunningstraject zou betekenen dat het project een zogenaamde "prioriteitsstatus" zou verkrijgen op nationaal niveau (CEPS 2012, blz. 26,27);
- Het introduceren van een "*one-stop shop*" aanpak voor het vergunningstraject op nationaal niveau en het invoeren van een ambitieus 3-jaar tijdlimiet zou het vergunningstraject aanzienlijk moeten versnellen (CEPS 2012, blz. 26, 27).

<sup>45</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

De administratieve kant van het vergunningstraject is niet de enige oorzaak van vertragingen bij het verlenen van vergunningen. Een andere belangrijke oorzaak is gebrek aan publiek draagvlak. Steeds meer burgers protesteren tegen nieuwe projecten voor lijnen/kabels omdat zij bang zijn voor gevolgen voor hun gezondheid en vanwege de negatieve effecten op het landschap (het zogenaamde NIMBY fenomeen). Burgers klagen dat er te weinig rekening wordt gehouden met de impact van uitbreidingen van het elektriciteitsnetwerk op hun gemeenten. Ook klagen zij over het gebrek aan transparantie vanuit de netbeheerders met betrekking tot het uitkiezen van de te leggen lijnen en de noodzaak van het uitbreiden van het net. De burgers verlangen vaak dat de kabels ondergronds worden aangelegd. Hier zijn de netbeheerders over het algemeen wel toe bereid, maar enkel op voorwaarde dat de netwerktoezichthouder toelaat dat de kosten via het nettarif kunnen worden teruggevorderd (SRU 2011, blz. 483 en 484, CEPS 2012, blz. 25). Er kan tenslotte tevens protest ontstaan door producenten of consumenten die door de interconnector qua elektriciteitsprijs gezien de “verliezende zijde” vormen (CEPS 2012, blz. 25, 26).

### Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Vele studies onderschrijven het belang van het probleem van publiek draagvlak. ECF geeft aan dat het proces van aanleggen van lijnen meer transparant moet worden gemaakt (ECF 2010, blz. 14). Om dit te bereiken, wordt het vroeg betrekken van *stakeholders* gezien als een belangrijk element, om zodoende de juiste informatie te kunnen leveren en daarmee de kans op maatschappelijke acceptatie van de projecten te verhogen (SRU 2011, blz. 563, CEPS 2012, blz. 25). Hierbij moet toepassing van ondergrondse/onderzeese kabels meer overwogen worden, omdat deze kabels eerder kunnen rekenen op maatschappelijke acceptatie. Dit zou de vergunningsprocedure aanzienlijk kunnen versnellen (SRU 2011, blz. 566; ECF 2011, blz. 48). Hiervoor zou mogelijk een gestandaardiseerd beoordelingschema kunnen worden gebruikt om per project te beoordelen of ondergrondse kabels een optie zijn op basis van criteria, zoals ook wordt overwogen in Zwitserland (SRU 2011, blz. 566);
- Verder zouden volgens Greenpeace nettoezichthouders prioriteit moeten geven aan optimalisatie van het bestaande netwerkinfrastructuur over het aanleggen van nieuwe kabels (Greenpeace 2011, blz. 28);
- De toezichthouders moeten tevens een breder mandaat hebben om, naast economische criteria, ook milieuaspecten en publieke acceptatie mee te nemen om over de vergunning tot het aanleggen van nieuwe lijnen te beslissen (Greenpeace 2011, blz. 28).

### 4.3.5 Gebrek aan financiële middelen

Volgens de netbeheerders in Duitsland is er, onder de huidige Duitse regelgeving, onvoldoende stimulans om investeringen te doen in het elektriciteitsnetwerk (SRU 2011, blz. 483).

Verder merken CEPS en SRU op dat er een gebrek aan competentie is bij (vooral de kleinere) transmissienetbeheerders om toegang tot kapitaal te krijgen voor transmissieprojecten, doordat zij slechts recent onafhankelijke bedrijven zijn geworden (CEPS 2012, blz. 24, 25, SRU 2011, blz. 562).

**Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem**

- Om gebrek aan rendabiliteit van investeringsprojecten door te hoge rentes op leningen bij banken te compenseren kan er een kredietprogramma worden opgezet. Een debat over de *rate of return* van investeringen door netwerkbeheerders en projectontwikkelaars is verder nodig (SRU 2011, blz. 562).
- Volgens Greenpeace moet het verbond van Europese netwerktoezichthouders (ACER) transparante criteria ontwikkelen voor een acceptabel rendement op infrastructuurinvesteringen (Greenpeace 2011, blz.28). CEPS (2012) merkt echter op dat het belangrijk is dat het verbeteren van stimulansen voor investeringen in transmissie niet wordt herleidt tot enkel de discussie met betrekking tot *de rate of return* (CEPS 2012, blz. 25).
- Andere projectontwikkelaars buiten transmissienetbeheerders (TSOs) zouden moeten worden toegestaan *merchant* projecten aan te bieden (CEPS 2012, blz. 29). Er moet echter nader worden geïnterviewd wat de voor- en nadelen van deze *merchant* projecten zijn. Zo wijst Pansini op het mogelijk gevaar dat enkel de “super” projecten gekozen zouden worden, die veel economische voordelen bieden, terwijl de transmissienetbeheerders vervolgens de economisch minder gunstige, maar wel nodige, transmissieprojecten zouden moeten uitvoeren (Pansini 2004, blz. 150, 151). Ook een studie van 3E et al. duidt aan dat, hoewel het concept van *merchant* interconnectoren een stimulans kan zijn voor investeringen met hoge risico's, de investeerders van dergelijke interconnectoren nieuwe interconnectoren zouden kunnen proberen te blokkeren uit angst dat deze de opbrengst van hun eigen interconnectoren zouden verminderen. Het is dus van belang dat er geen belangenverstremgeling plaatsvindt tussen investeerders die tegelijk een sleutelrol spelen in netwerkplanning, netwerkbeheer of politieke beslissingen met betrekking tot dit thema (3E et al. 2011, blz. 15);
- Voor nieuwe “punt-tot-punt” verbindingen zouden overheden zelf projecten kunnen opstellen door middel van tenders. Deze verbindingen zouden gebaseerd kunnen zijn op een nationaal plan om daarmee een minimale benodigde uitbreiding aan transmissiecapaciteit te garanderen. De competitie tussen bedrijven die reageren op de tenders verzekerd een verlaging van de kosten (SRU 2011, blz. 562);
- De Europese Commissie heeft op 19 oktober 2011 een voorstel<sup>46</sup> gedaan waarin zogenaamde “Projects of common interest” (PCIs) steun zouden krijgen door, onder andere, toegang te verkrijgen tot EU fondsen via de “Connecting Europe” faciliteit (CEPS 2012, blz. 27).

#### 4.3.6 Onduidelijkheden allocatie van kosten van interconnectoren

Het gebrek aan duidelijkheid met betrekking tot een methode om de kosten van projectoren van interconnectoren te verdelen tussen de deelnemende landen en

---

<sup>46</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

transmissienetbeheerders (TSOs) vormt een barrière voor de uitbreiden van het transmissienetwerk. Het huidige systeem rekent volgens een ECF studie op het aanleggen van interconnectoren op *merchant*<sup>47</sup> basis of op *ad hoc* bilaterale afspraken tussen Lidstaten. Het is echter volgens ECF onwaarschijnlijk dat dit zal leiden tot de benodigde hoeveelheid toename in transmissiecapaciteit (ECF 2011, blz. 9). Planning en evaluatie van transmissienet investeringen en operationele beslissingen zouden bredere regionale winsten moeten meenemen dan nu het geval is (ECF 2010, blz. 11).

### Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Op 19 oktober 2011 stelde de Europese Commissie een voorstel<sup>48</sup> voor met betrekking tot richtlijnen voor een trans-Europese energie-infrastructuur. Het voorstel bevat maatregelen om de investeringsrisico's te verlagen zodat de uitbreiding van het netwerk kan worden versneld. Het probleem omtrent toewijzing van kosten van interconnectoren wordt eveneens, in de vorm van verbeterde en gestandaardiseerde kosten-allocatie procedures die meer een lange-termijn stimulans zouden geven. Het standaardiseren van kosten-baten analyses zou het verdelen van de kosten bij interregionale projecten en de investeringsbeslissingen van toezichthouders met betrekking tot dit soort projecten vergemakkelijken (CEPS 2012, blz. 26, 27);
- Volgens CEPS is er een open discussie nodig over de uitdagingen met betrekking tot het opstellen van een kosten-batenanalyse methode die het volledige elektriciteitssysteem omvat. Een dergelijke analyse op Europees niveau is nog niet eerder gedaan, en de hierbij te hanteren methodologie heeft nog geen vorm gekregen. Een bijkomende complicatie is dat deze kosten-batenanalyse twee doelen zou hebben. Ten eerste moet het de basis vormen voor het kiezen van PCIs. Ten tweede moet het de kosten verdelen tussen de TSOs of andere projectontwikkelaars (CEPS 2012, blz. 28,29).

Andere aspecten die van belang zijn met betrekking tot het opstellen van de kosten-batenanalyse methode volgens CEPS (2012, blz. 28, 29) zijn:

- De resultaten van de kosten-batenanalyse hangen erg af van de waarde die gehecht wordt aan bepaalde energiebeleidsdoelstellingen. Hoewel er andere opties bestaan om de integratie van hernieuwbare energiebronnen te verbeteren (opslag, DSM) hebben zij niet noodzakelijk dezelfde invloed op doelstellingen met betrekking tot de interne markt, zoals bij het bouwen van interconnectoren. Deze politieke keuzes moeten worden besproken en kunnen niet als onderdeel van een technisch proces door experts worden opgelost;
- Voor de kosten-batenanalyse is een coherent lange-termijn EU energiebeleid cruciaal, om zodoende de kosten en baten van projecten op lange termijn mee te kunnen nemen. De discussie met betrekking tot de energiemix van Lidstaten kan op de lange-termijn niet worden vermeden. Een effectief EU energiebeleid betekent

---

<sup>47</sup> Volgens de ECF studie "Power Perspectives 2030" wordt met "*merchant*" de transmissie investeringen aangeduid waarbij de investeerders hun investering moeten terugverdienen via het exploiteren van marktopportunities in plaats van een toegestane doorberekening van kosten en risico's aan consumenten.

<sup>48</sup> *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC*, COM(2011) 658

coördinatie van de energiekeuzes van de Lidstaten;

- Voor het kostendistributie-aspect zijn analyses met een kortere tijdsspanne meer geschikt, aangezien nationale toezichthouders de allocatie van de kosten op basis van dit type analyses eerder zullen accepteren dan wanneer lange-termijn analyses worden gedaan met meer onzekerheden.

### 4.3.7 Technische barrières

Het integreren van *offshore* windparken met het elektriciteitsnetwerk vormt een technische uitdaging. Een geïntegreerde oplossing, zoals een vermaasd *offshore* netwerk dat *offshore* wind kosteneffectiever kan integreren, vereist verdere technologische ontwikkelingen. In het algemeen wordt de vooruitgang vertraagd door een gebrek aan standaardisatie van HVDC technologie (CEPS 2012, blz. 26).

Gebruik maken van nieuwe, innovatieve technologieën gaat gepaard met meer risico's. Dit heeft in de praktijk soms tot gevolg dat om risico's te vermijden, suboptimale standaard oplossingen worden gebruikt in plaats van innovatieve technische oplossingen (CEPS 2012, blz. 26).

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Het bepalen van de juiste mate van standaardisatie met betrekking tot HVDC technologie en *offshore* netwerk gerelateerde technologie zou de uitbreiding van het transmissienetwerk ondersteunen (CEPS 2012, blz. 3);
- Met betrekking tot *offshore* windparken, 3E et al. (2011) geeft aan dat “tee-in<sup>49</sup>”, “hub-to-hub<sup>50</sup>” en “split wind farm<sup>51</sup>” connecties volgens hun berekeningen vaak kosteneffectief kunnen zijn. Bovendien kunnen deze netwerkontwerpen bijdragen aan de veiligheid van het systeem en kan het de milieu-impact verlagen (3E et al. 2011, blz. 15). Het investeren in een *offshore* netwerk kan de sociale en milieu-impact van het netwerk verlagen. Aansluiting van dit netwerk met de opslagcapaciteit van waterkrachtcentrales in Noord-Europa kan de nood voor *back-up* productiecapaciteit verlagen (3E et al. 2011, blz. 10). Beleidsmaker en netwerktoezichthouders zouden beleidsinstrumenten moeten ontwikkelen die dergelijke innovaties bevorderen. Deze instrumenten zijn op dit moment nog niet opgenomen in de meeste juridische en politieke raamwerken. Vooral de compatibiliteit van de ondersteunende beleidsmaatregelen en de allocatie van de voordelen moet zo snel mogelijk worden behandeld. Dit kan tussen de betrokken landen in kwestie gebeuren (bilateraal) of meer algemeen internationaal (3E et al.

<sup>49</sup> *Tee-in* refereert naar het aansluiten van een windpark of windpark hub met een reeds bestaande of geplande transmissielijn of interconnector tussen landen, in plaats van het direct aansluiten met het vaste land (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>50</sup> *Hub-to-hub* refereert naar het creëren van transmissieverbindingen tussen verschillende landen door het verbinden van de windpark hubs die verschillende landen toebehoren (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>51</sup> *Split wind farm* is een concept dat gezien kan worden als een variant van het *tee-in* concept. Hierbij wordt een windpark hub geconnecteerd met twee verschillende landen. Zodoende wordt de windpark hub verbonden met het vaste land, en vormt tegelijk een interconnector met een relatief kleine additionele investering (3E et al. 2011, blz. 10).

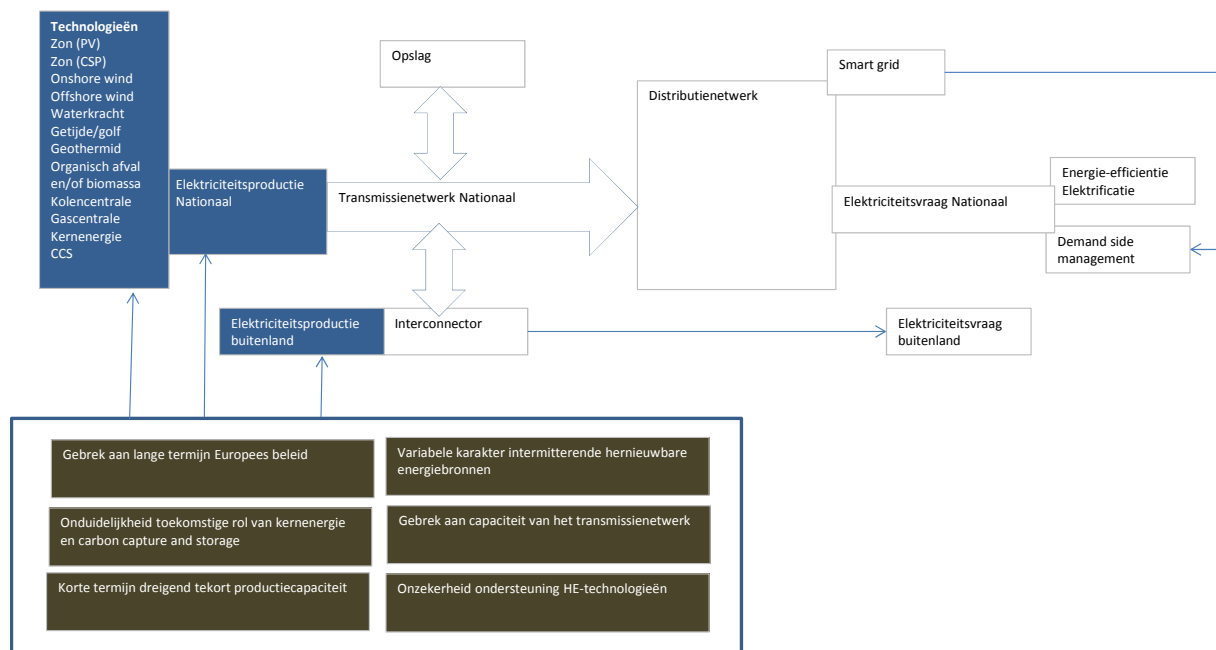


2011, blz. 15)

#### 4.4 Elektriciteitsproductie

Implementatie van lage koolstof technologieën in de elektriciteitssector is nodig om elektriciteit duurzaam te produceren.

De transitiebarrières (zie donkergroene vakken Figuur 5) en beleidsadviezen gerelateerd aan het uitbreiden productiepark (zie blauwe vakken Figuur 5) worden hieronder besproken.



**Figuur 5: Versimpelde weergave elektriciteitssector met het relevante deel voor de elektriciteitsproductie in donkerblauw en barrières in donkergroen**

##### 4.4.1 Gebrek aan een Europees beleid voor de lange-termijn

De EU heeft geen duidelijke middellange- of lange-termijn visie voor HEB voor 2030 en ook geen bindende doelstelling voor de uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk (ECF 2011, blz. 42). Dit gebrek aan duidelijkheid over de ontwikkeling van HE-technologieën, het transmissienetwerk en de marktdesign creëert onzekerheid bij investeerders (EC 2011g, blz. 8).

##### Geinventariseerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- ECF is van mening dat de EU aan de Lidstaten moet opleggen om een lange-termijn planning op te stellen met betrekking tot elektriciteitsproductie en –vraag technologie-mix tot 2050. ACER/ENTSO-E moet op basis van deze plannen een strategisch plan uitwerken voor uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale

kosten en hierover *feedback* geven aan de Lidstaten (ECF 2010e, blz. 9)

#### 4.4.2 Onduidelijkheid toekomstige rol van kernenergie en koolstofafvang en -opslag technologie

De meningen over het verder ontwikkelen van CCS technologie en het verlengen van de levensduur van kerncentrales of bouwen van nieuwe kerncentrales verschillen sterk tussen de studies.

##### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Wanneer een hoog aandeel van HEB in de elektriciteitsproductie bereikt wil worden, moeten volgens de studie van Greenpeace (2011) en SRU (2011), kernenergie en kolencentrales worden uitgefaseerd. Dit vanwege hun inflexibele karakter waardoor zij geen goede combinatie vormen met HEB (Greenpeace 2011, blz.5). De studie van ECF is het hier echter niet mee eens, en is van mening dat een systeem met zowel een bepaalde hoeveelheid kerncentrales/fossiele centrales met CCS en intermitterende HEB mogelijk is, wanneer het transmissienet en de hoeveelheid *back-up* centrales worden uitgebreid (ECF 2010, blz. 20);
- De CREG geeft aan dat er, met betrekking tot de *phase out* van de nucleaire eenheden in België, snel een “definitieve” beslissing moet worden genomen om de onzekerheden voor investeerders die nog een beslissing moeten nemen in verband met investeringen in eenheden die voor de periode 2016-2020 in dienst moeten treden weg te nemen (CREG 2011a, blz. 48).

Een onderdeel van de discussie met betrekking tot de rol van kernenergie en kolencentrales met CCS, is de vraag of het technisch en economisch mogelijk is om een volledig op hernieuwbare energie gebaseerde elektriciteitssector te bewerkstelligen. De studies van ECF (2010), Greenpeace (2011) en SRU (2011) tonen aan dat kernenergie en CCS technologie niet noodzakelijk zijn, en dat een *Europese* elektriciteitssector op (bijna) 100 procent hernieuwbare energie technisch mogelijk is.

Wat de mogelijkheden zijn met betrekking tot HEB in elektriciteitsproductie *per land* wordt evenwel niet aangegeven, behalve voor de SRU studie. Deze toont dat België niet zijn volledige nationale belasting kan voldoen op basis van HEB, maar afhankelijk zal zijn van structurele import van elektriciteit<sup>52</sup> (Hohmeyer 2011, blz. 17).

#### 4.4.3 Korte termijn dreigend tekort productiecapaciteit

Volgens Elia is er, vanuit betrouwbaarheidsperspectief, in België nood aan bijkomende nationale productiecapaciteit tussen nu en 2020, indien men er van uitgaat dat de

---

<sup>52</sup> Hierbij moet worden opgemerkt dat de SRU studie met betrekking tot biomassa enkel uitgaat van het gebruik van reststromen. Inschattingen van ODE met betrekking tot het potentieel van biomassa tonen een groter potentieel (Neyens en Jacquet 2007). Dit verschil in verwacht potentieel geldt ook voor het potentieel van de andere HEB in vergelijking met andere bronnen. Voorbeeld is het maximale potentieel van PV zoals berekend in de SRU studie: GWp is 20.51 voor België. Een berekening uitgevoerd door ODE op basis van een methodiek opgesteld door het IEA (IEA 2002) leidt tot een totale potentiële GWp voor PV van 42.67. Hierbij is uitgegaan van verbeterde modulerendementen van 200 Wp/m<sup>2</sup>.

nationale belasting op elk moment moet kunnen worden gedekt door eigen nationale productiecapaciteit en men niet afhankelijk wil zijn van de elektriciteitsproductie in de buurlanden (Elia 2011a, blz. 120).

De studie CREG (2011a) toont aan dat er een dreigend tekort aan productiecapaciteit is voor de periode 2012-2020. Er blijkt een gebrek aan investeringen in nieuwe productiecapaciteit te zijn. Dit is te wijten aan een gebrek aan maatregelen om toegang van nieuwkomers te bevorderen en uitstel van investeringen ten gevolge van de economische crisis (CREG 2011a, blz. 44).

**Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem**

- Om, ondanks het gebrek aan investeringen in nieuwe capaciteit tussen 2012-2020, de elektriciteitsvraag te dekken in België, stelt CREG (2011a) voor om de bestaande productiecapaciteit te behouden. Dit zou moeten gebeuren door de stopzetting van de oudste kerncentrales uit te stellen met een of twee jaar en de levensduur van klassieke thermische eenheden die het einde van hun levensduur hebben bereikt te verlengen tot eind 2016 en ze als reserve te houden. Verder dienen maatregelen te worden geconcretiseerd die nieuwe investeringen financieel kunnen steunen, wat hun rendabiliteit zou verbeteren (CREG 2011a, blz. 47).

**4.4.4 Variabele karakter intermitterende hernieuwbare energiebronnen**

Het samengaan van een groot aantal vaak minder flexibele centrale productie-eenheden met een groot aantal decentrale eenheden en/of eenheden op basis van hernieuwbare energie met een sterk variabel karakter, leidt tot een reeks vragen. Ten eerste, zal het centrale productiepark de nodige technische flexibiliteit hebben om zijn productiepeil te verlagen in het geval van een sterke stijging van het vermogen geproduceerd door de variabele eenheden, in het bijzonder tijdens periodes van laag elektriciteitsverbruik<sup>53</sup>? Ten tweede, hoe kan een eventuele overproductie tegenover het verbruik worden geabsorbeerd wanneer het productievolume van variabele eenheden sterk toeneemt (Elia 2011a, blz.58)?

**Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem**

- Gasgestookte elektriciteitscentrales zouden een belangrijke rol kunnen spelen bij de ontwikkeling van de elektriciteitssector. Volgens ECF zullen zij zowel als flexibele *baseload* als als *back-up* capaciteit dienen bij een toenemend aandeel van HEB. Er wordt echter voorzien dat gasgestookte centrales na 2030 alleen grootschalig kunnen worden ingezet wanneer commercieel inzetbare technologieën worden ontwikkeld om de CO<sub>2</sub>-emissies van deze centrales te elimineren. Ook is het mogelijk dat na 2020 het gasnetwerk zal moeten worden uitgebreid om de toenemende hoeveelheid gas te kunnen distribueren (ECF 2011, blz. 10);
- De ECF (2010) studie geeft aan dat het uitbreiden van interconnectiviteiten in Europa een kosteneffectieve oplossing kan zijn voor het omgaan met het variabele karakter van intermitterende HEB. De connecties zorgen ervoor dat fluctuaties in

<sup>53</sup> Productiecapaciteit gebaseerd op hernieuwbare energie (met name windenergie) moet nu al soms in landen zoals Spanje en Duitsland uitgeschakeld worden (Greenpeace 2011, blz. 10).

vraag en aanbod voor een groot deel kunnen worden uitgevlakt en dat *back-up* capaciteit op een grotere schaal beschikbaar is (ECF 2010, blz. 19). De studies van SRU en Greenpeace tonen aan dat het economische en technisch mogelijk is om (bijna) 100% hernieuwbare elektriciteit in Europa te gebruiken, mits er voldoende uitbreiding van inteconnectiviteiten plaats vindt (SRU 2011, blz. 561; Greenpeace 2011, blz. 5). De benodigde uitbreiding van het transmissienetwerk is echter een grote uitdaging met verscheidene economische/financiële, politieke/administratieve en technische problemen. Voor meer informatie met betrekking tot de uitdagingen van het uitbreiden van het transmissienetwerk zie hoofdstuk 4.3;

- Als suggestie voor België stelt de CREG voor: het bestuderen van de economische rendabiliteit van investeringen in bestaande nucleaire eenheden om moduleren toe te laten tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 41);
- De CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit van bijkomende hydraulische pompcentrales te bestuderen (CREG 2011a, blz. 42);
- Tenslotte geeft de CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit te bestuderen van nieuwe alternatieve technologieën voor ondersteunende diensten met betrekking tot de primaire regeling van de frequentie en de secundaire regeling van het evenwicht van de zone, wat zou toelaten bepaalde thermische eenheden die bijdragen tot deze diensten niet te laten draaien tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 43).

Zelfs bij sterke uitbreiding van de transmissiecapaciteit van het netwerk, is een aanzienlijke hoeveelheid centrales nodig voor *contingency reserves* en *back-up* capaciteit voor de momenten dat er dat de intermitterende HEB onvoldoende elektriciteit leveren. Met een deel hiervan zal men in staat moeten zijn flexibele diensten te leveren. Verder zal 70-80% van de *back-up* centrales dienen als veiligheidsreserve; deze kunnen daarom ook gebaseerd zijn op minder flexibele technologieën. Zij zullen echter met een lage *load factor* draaien, waardoor productie-eenheden met hoge investeringen minder aantrekkelijk zijn (ECF 2011, blz. 50). Verder kunnen bij hogere aandelen van HEB aan de elektriciteitsproductie de spotprijzen langere tijd laag zijn. Dit kan de rendabiliteit van de huidige productie-eenheden aantasten (EC 2011f, blz. 14; CREG 2011a, blz. 46), en kan leiden tot onzekerheid bij mogelijke nieuwe investeerders (ECF 2010e, blz. 24). De vraag is of er voldoende *back-up* capaciteit zal worden bijgebouwd om het intermitterende karakter van de groeiende hoeveelheid HE-bronnen op te vangen<sup>54</sup>.

### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Verschillende studies geven aan dat er eventueel een aparte markt nodig zal zijn die ervoor zorgt dat voldoende investeringen in productiecapaciteit wordt verzekerd. In bepaalde buitenlandse markten worden dergelijke initiatieven al genomen (capaciteitsmarkten) (Elia 2011a, blz. 123, Greenpeace 2011, blz. 28, CREG 2011a,

---

<sup>54</sup> Elia heeft onder verschillende scenario's onderzocht hoeveel additionele productiecapaciteit moet worden bijgebouwd gepaard met hoeveel import (Elia 2011a, blz. 122).

blz. 49);

- Het verlengen van de levensduur van huidige bestaande en afgeschakelde centrales om als *back-up* centrale te dienen moet worden onderzocht (ECF 2011, blz. 50).

#### 4.4.5 Gebrek aan capaciteit van het transmissienetwerk

Er is dringend aandacht nodig voor het verzekeren van tijdige investeringen in moderniseren en uitbreiden van transmissie- en distributienetwerken, vanwege de verwachte uitbreiding van productiecapaciteit van hernieuwbare energiebronnen (Eurelectric 2009, blz. 85). In België zal *offshore* wind, *onshore* wind en decentrale warmtekrachtkoppelingseenheden aan de basis liggen van de noodzaak om het transmissienet te versterken (Elia 2011a, blz. 168).

#### Geïnterpreteerde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Er bestaat aanzienlijke aansluitingscapaciteit<sup>55</sup> voor decentrale productie-eenheden in het bestaande transmissienet. Het verdient daarom de voorkeur om de productie-eenheden aan te sluiten in geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Omdat de termijnen voor vergunningen en toelatingen voor werken in hoogspanningsstations korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, is de timing voor dergelijke projecten beter verenigbaar met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden (Elia 2011a, blz. 169);
- Voor België geeft Elia aan productie-eenheden te kunnen aansluiten in zones met flexibele toegang<sup>56</sup>, die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat deze eenheden kunnen worden gemoduleerd wanneer nodig. Later kunnen netversterkingen worden gepland om op termijn de vereiste flexibiliteit van deze aansluitingen op te heffen (Elia 2011a, blz. 69);
- Omdat uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk en invoering van HEB sterk met elkaar verbonden zijn, is een coördinatiemechanisme op EU-niveau een logische stap voorwaarts (ECF 2011, blz. 42);
- Voor meer informatie met betrekking tot de barrières en beleidsadviezen gerelateerd aan de uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk, zie hoofdstuk 4.3.

---

<sup>55</sup> Met aansluitingscapaciteit wordt bedoeld: de som van vermogens die op afzonderlijke onderstations kunnen worden aangesloten zonder dat dit structurele investeringen vereist in bovengrondse of ondergrondse verbindingen, maar eventueel door de vernieuwing of de versterking van bestaande onderstations van het transmissienet.

<sup>56</sup> De uitdrukking 'aansluiting met flexibele toegang' wordt gebruikt voor aansluitingen die wegens het congestierisico voor het net niet in overeenstemming zijn met de planningscriteria om de geproduceerde energie af te voeren, maar waarvoor niettemin in overeenstemming met de producent een aanvaardbare waarschijnlijkheid bestaat dat de geproduceerde energie het hele jaar door geïnjecteerd kan worden (Elia 2011a, blz. 19).

#### 4.4.6 Onzekerheid beleidsondersteuning hernieuwbare energietechnologieën

Het verschil in kosten tussen de decarbonisatiescenario's en het *business-as-usual* scenario is niet groot, volgens onderzoek van het ECF. Er vindt echter een technologiewisseling plaats in de decarbonisatiescenario's naar lage koolstof technologieën. Bij deze wisseling zijn er hogere investeringskosten nodig, die later pas profijt zullen opleveren in de vorm van lagere operationele kosten (lagere kosten voor fossiele brandstoffen en CO<sub>2</sub>-prijzen). Voor deze *upfront* investeringen moet er veel kapitaal worden vrijgemaakt. Hiervoor zullen aanpassingen aan de elektriciteitsmarkt en andere stimulansen voor investeringen nodig zijn (ECF 2011, blz. 10).

Op dit moment is de voornaamste drijfveer van HE-technologieën de Europese Hernieuwbare Energierichtlijn<sup>57</sup> en de daarmee verbonden nationale ondersteunende beleidsinstrumenten. Na 2020 is er echter nog geen doelstelling voor hernieuwbare energie vastgesteld, en de toekomstige ontwikkeling van HEB in de elektriciteitssector is daarom onzeker, zeker aangezien verscheidene hernieuwbare energietechnologieën na 2020 nog niet kostencompetitief<sup>58</sup> zullen zijn. De vraag is, of hernieuwbare energietechnologieën na 2020 wederom via een bindende doelstelling zouden moeten worden ondersteund, of dat zij hun waarde zelf via marktwerking (plus ETS) zouden moeten bewijzen (ECF 2011, blz. 58).

##### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- Steun voor de ontwikkeling en marktpenetratie van nieuwe technologieën door ondersteunende beleidsinstrumenten moet een duidelijke doelstelling hebben en van tijdelijke aard zijn. Hoewel de steun misschien nodig zal zijn tot na 2020, moet zij worden uitgefaseerd zodra technologieën en hun *aanbodzijde* volledig ontwikkeld zijn en alle marktfaalingen zijn opgelost (EC 2011f, blz. 17). Er is discussie over welk instrument het meest geschikt is voor deze ondersteuning en tevens over de vraag hoelang de HE-technologieën financiële ondersteuning zouden moeten krijgen.
- Sociaal corrigerend beleid moet worden overwogen ter aanvulling van HEB ondersteunend beleid. Een voorbeeld is het verlenen van steun aan huishoudens die kwetsbaar zijn voor hogere energieprijzen. Een ander voorbeeld betreft het opleiden van arbeiders die zich moeten aanpassen aan de verschuiving naar een gedecarboniseerde economie (EC 2011g, blz. 43). Voor kwetsbare huishoudens zou steun kunnen worden verleend zodat ook deze huishoudens innovatieve energie-efficiëntie technologieën kunnen gebruiken om hun energieverbruik te verlagen (EC 2011f, blz. 17).
- Koolstofprijzen kunnen een stimulans geven voor investeringen in lage koolstof technologieën. Er is echter meer samenhang tussen het Europese beleid en het nationaal beleid van de Lidstaten is nodig, om het prijssignaal goed te laten werken (EC 2011f, blz. 16).
- "Early action" door de EU met betrekking tot investeringen in hernieuwbare energie

<sup>57</sup> Richtlijn 2009/28/EG

<sup>58</sup> Hierbij moet wel worden opgemerkt dat volgens de Europese Commissie de energieprijzen niet de volledige kosten weergeven van vervuiling, BKG-emissies, opmaken van grondstoffen, landgebruik, luchtkwaliteit, afval en geografische afhankelijkheid. De gebruikers en producenten baseren hun keuzes dus op basis van energieprijzen die niet de werkelijke kosten voor de samenleving weergeven (EC 2011g, blz. 7).

technologieën leidt tot het risico van een hoge koolstof-, brandstof- en elektriciteitsprijs voor de industrie in vergelijking met de rest van de wereld. Dit kan de marktpositie van de Europese industrie benadelen (EC 2011g, blz. 7).

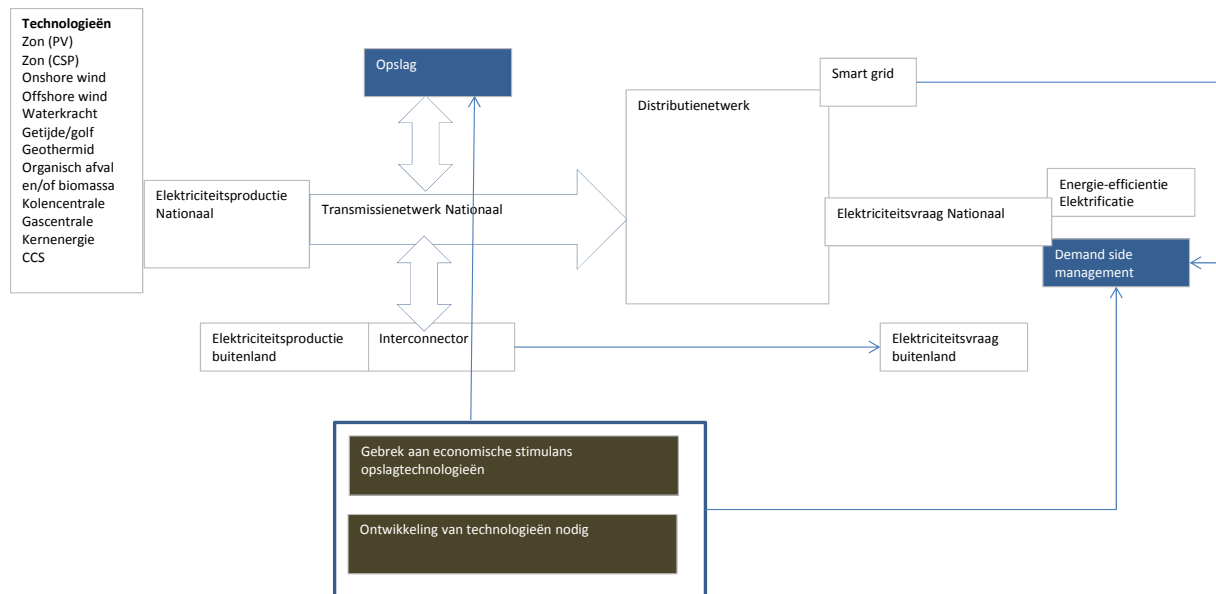
- Veel van de economische voordelen van lage koolstof technologieën berusten op het functioneren van een internationale koolstofmarkt. De EU moet zich daarom richten op het bereiken van een internationaal akkoord met betrekking tot klimaatverandering (Eurelectric 2009, blz. 85).
- De kosten en baten van de energietransitie zullen niet evenredig verdeeld zijn over de Lidstaten. Beleidsmakers dienen dit probleem te erkennen en moeten de nodige stappen ondernemen om dit probleem aan te pakken (Eurelectric 2009, blz. 86).
- Greenpeace is voorstander van het uitfaseren van alle subsidies en andere steun voor inefficiënte centrales, inefficiënte apparaten/transport/gebouwen en ook voor fossiele brandstoffen en kernenergie (Greenpeace 2010, blz. 56 en 57).
- Een optie om de benodigde investeringen in productiecapaciteit te verlagen is om zich te concentreren op de invoering van HEB-technologieën op die locaties waar zij het meest productief zijn. Dit zou kunnen plaatsvinden door interregionale samenwerking, met name voor grootschalige HEB-projecten. Wanneer dergelijke coördinatie niet plaatsvindt, zal er aanzienlijk meer capaciteit geïnstalleerd moeten worden, doordat bijvoorbeeld PV-panelen op locaties worden geïnstalleerd met lage *load* factoren zoals in Duitsland het geval is (ECF 2011, blz. 49).
- Steun voor onderzoek en ontwikkeling is nodig om de kosten van hernieuwbare energie te verlagen (EC 2011f, blz. 10).

### 4.5 Opslag en *Demand side management*

Bij toenemende bijdrage van elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen stijgt de nood voor uitbreiding van het transmissienetwerk (zie hoofdstuk 4.3), opslagcapaciteit en balancerende activiteiten (DSM).

De transitiebarrières (zie donkergroene vakken Figuur 6) en beleidsadviezen gerelateerd aan opslagcapaciteit en DSM (zie blauwe vakken Figuur 6) worden hieronder besproken.

## Transitiebarrières en beleidsadviezen



**Figuur 6: Versimpelde weergave elektriciteitssector met het relevante deel voor de opslag en Demand side management in donkerblauw en barrières in donkergroen**

### 4.5.1 Gebrek economische stimulans opslagtechnologieën

Opslagtechnologie (pompcentrale, persluchtopslag, waterstof-, methaanopslag) is belangrijk voor de ontwikkeling van de elektriciteitssector. De opslagtechnologieën zijn echter op dit moment vaak duurder dan het bouwen van additionele transmissiecapaciteit of gas *back-up* capaciteit, terwijl de mogelijkheden tot conventionele opslag, gebaseerd op waterkracht, gelimiteerd zijn (EC 2011f, blz. 16). Risico's met betrekking tot het investeren in opslagtechnologie zijn gelegen in de lange afschrijftijden, in de moeilijk in te schatten concurrentie en in de huidige vraag naar opslagdiensten (SRU 2011, blz. 462). Het is onzeker of de stimulans die spontaan voortkomt uit de elektriciteitsmarkt voldoende zal zijn om de hoeveelheid opslagcapaciteit te doen ontwikkelen die nodig zijn voor een groot aandeel van HEB in de productiemix (SRU 2011, blz. 463).

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- DSM en opslagdiensten moeten toegang krijgen tot de elektriciteitsmarkt en beloond worden door deze markt (EC 2011f, blz. 14). Met betrekking tot toegang tot de markt van opslagdiensten en DSM, zal de Commissie, met hulp van ACER in het kader van de 3<sup>de</sup> "internal energy market package", de effectiviteit onderzoeken van verschillende marktmodellen voor compensatie van capaciteit en flexibiliteit en de interactie hiervan met een in toenemende mate geïntegreerde *wholesale* en *balancing* markt (EC 2011f, blz. 14, 15);
- Volgens de Duitse SRU (2011) studie is, voor Duitsland, het uitbreiden van de transmissiecapaciteit van de verbinding tussen Duitsland naar Noorwegen een interessante optie met betrekking tot opslagcapaciteit. De investeringen voor persluchtopslag zijn onder de huidige marktwerking wellicht niet rendabel. Het



omvormen van de Noorweegse spaarbekken centrales in pompcentrales vereist evenwel minder hoge investeringen en is, bij koppeling met de Duitse markt, waarschijnlijk wel rendabel (SRU 2011, blz. 467 en 468).

- Ook een studie van 3E en partners geeft aan dat voor de integratie van hernieuwbare energie, aansluiting van grote pompopslagcapaciteiten in Scandinavië met het Europese transmissienetwerk van groot belang is om het intermitterende karakter van wind energie en andere HEB te compenseren (3E et al. 2011, blz. 8)

### 4.5.2 Verdere ontwikkeling van opslag- en DSMtechnologieën nodig

Hoewel er al reeds enige ervaring is met *smart grids* (zoals Elia), zal er voor het gebruik van DSM nog eerst verder onderzoek op gebied van DSM en *smart grids* moeten worden uitgevoerd (Elia 2011a, blz. 81), gevolgd door de concrete implementatie ervan, als de economische analyse positief blijkt.

#### Geïnterviewde beleidsadviezen i.v.m. het gestelde probleem

- De ontwikkeling van opslag- en DSM-technologieën moet verder worden ondersteund. Met name in het geval van een gebrek aan voldoende uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk zullen deze technologieën een belangrijke rol spelen (ECF 2011, blz. 48). Ook Greenpeace onderstreept het belang van DSM en raadt aan het hedendaagse gebruik van DSM in industrie verder uit te breiden naar huishoudens via grid management technologies (Greenpeace 2011, blz. 22).
- Het operationele beheer van het electriciteitssysteem zal sterk in complexiteit toenemen, wanneer er een controlesysteem aan toegevoegd zou worden die correcties kan uitvoeren. Dit is een barrière voor de implementatie van DSM. De ontwikkeling van proefprojecten kan helpen het vertrouwen in de DSM aanpak te verhogen (Strbac 2008).
- *Smart grids* maken het mogelijk om DSM toe te passen en het tweerichtingskarakter van de energiestromen te meten (Elia 2011a, blz. 81). Hoewel er al enige ervaring is met deze netten moeten er nog enkele aspecten nader worden onderzocht, via pilootprojecten. De te onderzoeken aspecten betreffende vormgeving van systemen voor beheer en uitwisseling van informatie, de vraag welke wettelijke, verordenende, regulerende en economische modellen in aanmerking komen voor dit type dynamische beheer van congesties, het economische belang, de concrete implementatie etc. (Elia 2011a, blz. 81).
- DSM vereist een communicatie- en informatie-infrastructuur en een doorgedreven implementatie van geavanceerde meetinstrumenten en controle-instrumenten. Hoewel de technologieën hiervoor al bestaan is meer ervaring nodig met behulp van testprojecten om de exacte werking van DSM in een electriciteitssysteem te onderzoeken. Er moet een analyse worden gemaakt van de kosten en baten van het installeren van een dergelijke infrastructuur. Daarna moeten deze resultaten vergeleken worden met de kosten en baten van traditionele oplossingen (Strbac 2008).
- Volgens Greenpeace zou de EU zich moeten richten op het ontwikkelen van *smart grid* en DSM technologieën door middel van steun voor onderzoek en ontwikkeling

(Greenpeace 2011, blz. 28). ECF meent dat het SET Plan fondsen moet leveren om een aantal *smart grid* projecten verspreid over Europa uit te voeren (ECF 2010e, blz.10).

#### 4.6 Overzicht barrières en beleidsadviezen uit scenariostudies en additionele studies

Tabel 9: Overzicht barrières en beleidsadviezen uit scenariostudies en additionele studies

Elektriciteitsvraag	
<p>Gebrek aan bindende energie-efficiëntiedoelstellingen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volgens Eurelectric zouden <b>publieke instanties</b> een leidende rol moeten nemen door efficiëntiestandaarden in te voeren en beleidsinstrumenten te ontwikkelen die energie-efficiëntie technologieën bevorderen (Eurelectric 2009, blz. 11);</li> <li>• ECF en Greenpeace zijn van mening dat Europese <b>efficiëntie doelstelling bindend</b> zouden moeten zijn op Europees niveau. Lidstaten kunnen zelf bepalen hoe zij hun nationale doelstelling willen bereiken (ECF 2010e, blz.9 en Greenpeace 2010, blz. 56);</li> <li>• SRU stelt voor op nationaal niveau een <b>absolute bovengrens</b> voor elektriciteitsverbruik te stellen in plaats van de relatieve doelstellingen gebaseerd op prognoses zoals momenteel wordt gedaan (SRU 2011, blz. 360-362). ECF (2010a, blz. 7) geeft net als SRU aan dat een absolute grens voor het energieverbruik meer transparant is, beter te monitoren en makkelijker te communiceren, dan een energiebesparingsdoelstelling. Het is eenvoudiger en duidelijker de totale gebruikte energie per jaar te meten, dan in te schatten hoeveel energie is bespaard per jaar. Verder geeft ECF aan dat bindende energie-efficiëntiedoelstellingen het beste kunnen worden toegepast op Lidstaat niveau (ECF 2010a, blz. 100);</li> <li>• De oplossing van een absolute bovengrens zoals voorgesteld door SRU zou echter waarschijnlijk eerst moeten worden voorgelegd aan de Europese Commissie. Deze stelt in zijn voorstel<sup>59</sup> voor de nieuwe <b>Energie-efficiëntie Richtlijn</b> voor dat Lidstaten een verplichtingsregeling opstellen waarbij alle energiedistributeurs of detailhandelaars jaarlijks een hoeveelheid energie moeten besparen die gelijk is aan 1.5% van hun energieverkoop per volume in het vorige jaar (EC 2011c, blz. 22). De Europese Commissie zou ook mogelijk een systeem kunnen opstellen waarbij energiebesparingen gecertificeerd worden zodat partijen die aan verplichtingen gebonden zijn ook aan certificaten uit andere lidstaten kunnen gebruiken (EC 2011c, blz. 24).</li> </ul>

<sup>59</sup> COM(2011) 370

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

<p>Energy Services Directive, Ecodesign Richtlijn, Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen en Energie-etiketteringsrichtlijn nog niet optimaal</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De <b>Energy Services Directive</b><sup>60</sup> moet worden herzien om de nodige verdriedubbeling van het energie-efficiëntiebeleid te ondersteunen (ECF 2010e, blz. 22 );</li> <li>• De <b>Eco-Design of Energy Using Products Directive</b><sup>61</sup> moet zijn minimum energiestandaards baseren op huidige beschikbare best beschikbare technologie (ECF 2010e, blz. 9).</li> </ul>
<p>Structurele barrières</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecofys stelt als mogelijke optie om energiebesparingen in de residentiële sector te bereiken om <b>afspraken</b> te maken tussen de <b>regering en woningcorporaties</b>. Een voorbeeld van een dergelijk convenant bestaat in Nederland al. Voor de bestaande bouw is het in dit convenant de bedoeling de komende 10 jaar ten minste 20 procent te besparen op het gasverbruik bovenop bestaand beleid. Centraal in de aanpak staat dat het draagvlak onder huurders voor energiebesparing wordt vergroot. Om dat te bereiken krijgen de huurders de garantie dat op complexniveau de verlaging van de maandelijkse energiekosten als gevolg van de energiebesparende maatregelen, groter is dan de huurverhoging (Ecofys 2009, blz. 18, 19);</li> <li>• Een mogelijk instrument ter bevordering van energie-efficiëntie in verschillende sectoren is het gebruik van <b>witte certificaten</b>. Het doel van dit marktinstrument is het bereiken van een vastgestelde doelstelling tegen minimale kosten door handel in energiebesparingseenheden. De witte certificaten vertegenwoordigen een bepaalde mate van energiebesparing (Ecofys 2009, blz. 12, 13). Zie ook 4.2.1.</li> </ul>
<p>Financiële barrières</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>CO<sub>2</sub>-prijzen of energiebelastingen</b> vormen een algemene financiële stimulans voor investeringen in energie-efficiëntietechnologieën (ECF 2010a, blz. 73; Ecofys 2009 blz. 26). De belasting van energieproducten is in Europa al tot zekere hoogte geharmoniseerd. Er zijn minimumtarieven vastgesteld voor de belasting van energieproducten die als motor- of verwarmingsbrandstof worden gebruikt, en er zijn ook minimumtarieven voor elektriciteit. De Europese Commissie heeft in 2011 een voorstel<sup>62</sup> gedaan om de regels met betrekking tot de belasting van energieproducten in Europa te herzien, waarbij het minimumtarief zou worden opgesplitst in een CO<sub>2</sub>-gebaseerde component en een energie-inhoud gebaseerde component. De nieuwe minimumtarieven moeten energiebronnen die minder CO<sub>2</sub> uitstoten stimuleren. Lidstaten krijgen de keuze om energie die gezinnen voor verwarming gebruiken, vrij te stellen. Het bedrijfsleven zal de kans krijgen zich aan de nieuwe structuur aan te passen dankzij de lange overgangperiode (tot 2023) (EU 2011).</li> <li>• Een combinatie van <b>lage rente leningen en advies (energiebesparingsplan)</b> is volgens Ecofys een mogelijke beleids optie om energiebesparingen te bereiken in de residentiële sector. Na het geven van advies over mogelijke besparingsmogelijkheden in het</li> </ul>

<sup>60</sup> Richtlijn 2006/32/EG

<sup>61</sup> Richtlijn 2009/125/EG

<sup>62</sup> *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658*

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>huishouden geeft de lage rente lening huiseigenaren de mogelijkheid om deze energiebesparende mogelijkheden te realiseren. Van de kostenbesparing moet een percentage worden afgedragen om de schuld af te betalen (na afbetaling is de volledige winst door kostenbesparing voor de huiseigenaar). In Nederland zijn er "one-stop-shops" die de volledige combinatie van advies en lage rente lening aanbieden (bijvoorbeeld NUON, wonen++, etc.) (Ecofys 2009, blz. 32);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Om de vervanging van oude inefficiënte apparaten door nieuwe efficiëntere apparaten bij witgoed en/of verwarmingsapparatuur te versnellen, zou een <b>slooppremie</b> ingevoerd kunnen worden. Dit houdt in dat consumenten bij het inwisselen van hun oude apparaten een voucher krijgen met een bepaalde waarde, die zij kunnen gebruiken bij het kopen van een nieuwer apparaat (Ecofys 2009, blz. 22);</li> <li>• Om de aankoop van efficiëntere apparaten in huishoudens te stimuleren kan gebruik worden gemaakt van <b>subsidies</b> voor efficiënte apparaten, aankoopheffingen op niet-efficiënte apparaten, of een bonus-malus systeem (combinatie van subsidies en heffingen). Het financiële verschil in subsidies/heffing tussen het zuinigste apparaat en het standaardapparaat zou naar schatting van Ecofys ongeveer tussen de 20 tot 50 euro moeten zijn (Ecofys 2009, blz. 19 t/m 25).</li> </ul>
<p>Sociaalpsychologische barrières</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om de "mentale instelling" van mensen te veranderen met betrekking tot bijvoorbeeld de manier waarop zijn hun woning verwarmen of isoleren, is er niet alleen tijd, maar zijn er ook andere stimulansen en regelgeving nodig volgens de Europese Commissie (EC 2011g, blz. 8).</li> <li>• Innovatieve programma's zijn nodig om de <b>informatiebarrières en transactiekosten</b> te verlagen met betrekking tot energie-efficiëntie maatregelen en om investeringskapitaal voor deze technologieën vrij te maken (ECF 2010, blz. 16 en 17);</li> <li>• <b>Smart meters</b><sup>63</sup> en andere smart applicaties zijn wellicht nodig zodat consumenten beter in staat zijn hun consumptiegedrag te sturen<sup>64</sup> (EC 2011f, blz.9);</li> <li>• Een voorbeeld van een stimulans voor investeren in energie-efficiëntie die bepleit wordt door de Europese Commissie is <b>on-site advies van experts</b> (EC 2011f, blz.9);</li> <li>• Ecofys stelt dat <b>bewustwordingscampagnes</b> een ondersteunend effect kunnen hebben ter aanvulling van regulerend beleid. Op Europees niveau zijn er al initiatieven om de bevolking meer informatie te geven over klimaatverandering in het algemeen en specifieke "hot topics". Een ander Europees voorbeeld is het topten project. Hierin worden per land de top tien meest efficiënte apparaten of technologieën die op de markt beschikbaar zijn gepresenteerd door gebruik te maken van</li> </ul>

<sup>63</sup> Met betrekking tot de invoer van slimme meters schrijft de derde Europese Elektriciteitsrichtlijn voor dat de lidstaten een kosten-batenanalyse moeten uitvoeren voor 3 september 2012. Deze analyse is niet verplicht, maar wanneer zij niet plaatsvindt moet 80% van alle afnemers een slimme meter hebben in 2020 (SERV en Minaraad 2012).

<sup>64</sup> Hierbij moet worden opgemerkt dat een recente studie van CREG aantoont dat sinds de liberalisatie van de Vlaamse, Brusselse en Waalse elektriciteitsmarkt, en structurele prijsverschillen tussen de aangeboden energieprijzen, er maar weinig residentiële klanten van energieleverancier wisselen (CREG 2012, blz. 13).

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p><i>websites</i> (Ecofys 2009, blz. 27, 28). Een campagne zou zich ook specifiek kunnen richten op de versnelde vervanging van oude apparatuur, de aanschaf van efficiëntere apparaten, of het versneld ontwikkelen van energiezuinige apparaten door producenten. De communicatie van de campagnes moet plaatsvinden via bestaande communicatiekanalen (Ecofys 2009, blz. 27, 28). Er zijn verscheidene voorbeelden van bewustwordingscampagnes binnen de Lidstaten van de EU. Zo is er in Finland een informatiecentrum voor consumenten over het energiegebruik van huishoudelijke apparaten. In Duitsland is er een project die het consumenten mogelijk maakt om <i>online</i> de energie en financiële besparing uit te rekenen van de vervanging van een oude koelkast voor een nieuwe. Vergelijkbare schattingen worden gedaan voor warmtepompen en CV-ketels (Ecofys 2009, blz. 27, 28).</p>
Gebrek aan een breder overzicht voor kostenoptimale planning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er dient een analyse te worden gemaakt van de mogelijkheden om <b>stedelijke planning en ruimtelijke ordening</b> te gebruiken voor energiebesparing op de midden en lange termijn (EC 2011f, blz. 10);</li> <li>• Er dient onderzocht te worden wat de optimale balans zou zijn tussen isolatie van gebouwen en gebruik van restwarmte van WKK-centrales (EC 2011f, blz. 10);</li> <li>• De Minaraad acht het belangrijk niet enkel het verhogen van de efficiëntie van apparatuur te stimuleren maar ook het <b>verlagen</b> van de energievraag (<b>energiediensten</b>) te stimuleren, hetzij door bevorderen van gedragsverandering of door procesverandering.</li> </ul>
Elektrificatie van residentiële en transportsector	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen advies</li> </ul>
<b>Elektriciteitsnetwerk</b>	
Europese lange-termijn visie ontbreekt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF raadt aan dat de Europese Unie zijn <b>Lidstaten</b> oplegt een <b>lange-termijn planning</b> te maken met betrekking tot de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie en -vraag die consistent is met de decarbonisatiedoelstellingen voor 2050 en die de strategische ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk ondersteunen. ACER/ENTSO-E moet op basis van deze plannen een strategisch plan bedenken voor de uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale kosten. ACER/ENTSO-E kan vervolgens <i>feedback</i> geven aan de Lidstaten met betrekking tot mogelijke interregionale verbindingen die de kosten van de energietransitie kunnen verlagen (ECF2010e, blz. 9);</li> <li>• Greenpeace geeft aan dat volgens hun een <b>onafhankelijke Europese instantie</b> zou moeten worden opgericht om de planning van het netwerk te overzien en om lange-termijn scenario's te ontwikkelen (Greenpeace 2011, blz. 28).</li> </ul>
Onzekerheid ontwikkeling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Het "Ten Year Network Development Plans" van ENTSO-E moet</li> </ul>

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

productie-eenheden	<p>rekening houden met de voorspellingen van de Hernieuwbare Energierichtlijn<sup>65</sup> met betrekking tot de groei van hernieuwbare energietechnologieën (Greenpeace 2011, blz. 28)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Overheden moeten beleid voeren dat zowel aan projectontwikkelaars van productie-eenheden als betrokken transmissie- en distributienetbeheerders duidelijkheid verschaft over de <b>zones</b> die zijn geselecteerd voor de verdere ontwikkeling van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen. De geselecteerde zones zouden op basis van samenwerking met de netbeheerder, die de meest geschikte zones kan identificeren voor decentrale productie-eenheden, worden bepaald (Elia 2011a, blz. 69).</li> </ul>
Gebrek aan coördinatie tussen landen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De Europese Commissie geeft aan dat "Energie-eilanden" binnen de EU moeten verdwijnen. De implementatie van al bestaande beleidsinstrumenten met betrekking tot de interne energiemarkt en nieuw beleid zoals de "<i>Energy Infrastructure Regulation</i>" kan de EU hierbij helpen. Het 10-jarige infrastructuurplan voor Europa opgezet door ENTSO en ACER geeft al een lange-termijn visie voor investeerders en moet leiden tot sterkere regionale samenwerking (EC 2011f, blz. 15). De Europese Commissie, ACER en ENTSO-E moeten zorgen voor een effectieve coördinatie tussen regionale actoren (CEPS 2012, blz. 29);</li> <li>• De <b>autorisatie van ACER/ENTSO-E</b> moet volgens ECF worden uitgebreid, zodat zij in staat zijn een strategisch lange termijn plan te ontwikkelen voor het uitbreiden van de interconnecties. Dit plan zal bijdragen aan het optimaal gebruiken van de beschikbare middelen van alle Lidstaten (ECF 2010e, blz. 8);</li> <li>• De <b>interne congestie</b> van transmissienetwerken vormen een substantieel deel van het probleem van de elektriciteitshandel in Europa. De behandeling van deze problematiek moet worden versterkt in het voorstel van de Europese Commissie en niet worden verwijderd vanwege bezorgdheid met betrekking tot subsidiariteit (CEPS 2012, blz. 5);</li> <li>• Met betrekking tot de ontwikkeling van het <i>offshore</i> netwerk zijn volgens CEPS nieuwe samenwerkingsmodellen nodig tussen overheden, TSOs en toezichthouders. Het North Seas Countries' <i>Offshore</i> Grid Initiative is volgens CEPS een belangrijk element voor het boeken van vooruitgang op dit gebied (CEPS 2012, blz. 30).</li> <li>• Om optimaal gebruikt te maken van de nieuwe transmissie infrastructuur is EU-brede marktkoppeling van day-ahead en intraday markten van belang. Meer coördinatie is daarom noodzakelijk, om ervoor te zorgen dat het nationale ondersteunende beleid voor HEB van de verschillende Lidstaten compatibel zijn om een eerlijke en efficiënte competitie in de Europese elektriciteitsmarkt te garanderen. Een andere uitdaging met betrekking tot de elektriciteitsmarkt is het integreren van de balanceermarkten. Dit wordt hopelijk bereikt door het ontwikkelen van een Europese code voor balanceren (CEPS 2012, blz. 30, Greenpeace 2011, blz. 28);</li> </ul>

<sup>65</sup> Richtlijn 2009/28/EG

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

<p>Vertragingen vergunningstraject</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De Europese Commissie heeft een voorstel <sup>66</sup> gedaan voor richtlijnen voor een trans-Europees energie-infrastructuur. De kern van het voorstel bestaat uit “<b>projects of common interest</b>”. Deze zouden steun krijgen door onder andere een gestroomlijnde en snellere vergunningsprocedure. Een versnelde procedure zou betekenen dat het project een zogenaamde “prioriteitsstatus” zou verkrijgen op nationaal niveau (CEPS 2012, blz. 26, 27);</li> <li>• Een “<b>one-stop-shop</b>” aanpak voor het vergunningstraject te introduceren samen met een ambitieus 3-jaar tijdlimiet zou het vergunningstraject aanzienlijk moeten versnellen (CEPS 2012, blz. 26,27);</li> <li>• Verschillende studies onderschrijven het belang om <b>stakeholders in een vroeg stadium</b> bij een nieuw project te betrekken om kans op acceptatie te verhogen (SRU 2011, blz. 563, CEPS 2012, blz. 25);</li> <li>• <b>Ondergrondse kabels</b> moeten worden overwogen omdat deze kunnen reken op meer op publieke acceptatie. Dit zou de vergunningsprocedure aanzienlijk kunnen versnellen (SRU 2011, blz. 566; ECF 2011, blz. 48). Hiervoor zou mogelijk een gestandaardiseerd beoordelingschema kunnen worden gebruikt op per project te beoordelen of ondergrondse kabels een optie zijn, zoals ook wordt overwogen in Zwitserland (SRU 2011, blz. 566);</li> <li>• Volgens Greenpeace zouden nettoezichhouders prioriteit moeten geven aan optimalisatie van de <b>bestaande netwerkinfrastructuur</b> (Greenpeace 2011, blz. 28);</li> <li>• Toezichhouders moeten tevens een <b>breder mandaat</b> hebben om naast economische aspecten, milieuaspecten en publieke acceptatie mee te nemen om de vergunning tot het aanleggen van nieuwe lijnen te bepalen, (Greenpeace 2011, blz. 28).</li> </ul>
<p>Gebrek aan financiële middelen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Een <b>kredietprogramma</b> kan worden opgezet om slechte rendabiliteit van investeringen door hoge rentes op leningen bij banken te verhelpen (SRU 2011, blz. 562);</li> <li>• Een debat over de <b>rate of return</b> van investeringen door netwerkbeheerders en projectontwikkelaars is nodig (SRU 2011, blz. 562);</li> <li>• Andere projectontwikkelaars buiten transmissienetbeheerders zouden moeten worden toegestaan <b>merchant</b><sup>67</sup> <b>projecten</b> aan te bieden (CEPS 2012, blz. 29); Er moet echter nader worden geïnventariseerd wat de voor- en nadelen van deze <b>merchant</b> projecten zijn. Zo wijst Pansini op het mogelijk gevaar dat <b>merchant</b> transmissieproject enkel de “super” projecten kiezen die veel economische voordelen bieden, terwijl de transmissienetbeheerders vervolgens de economisch minder gunstige, maar wel nodige, transmissieprojecten moeten uitvoeren (Pansini</li> </ul>

<sup>66</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658

<sup>67</sup> Volgens de ECF studie “Power Perspectives 2030” wordt met “**merchant**” de transmissie investeringen aangeduid waarbij de investeerders hun investering moeten terugverdienen via het exploiteren van marktkansen in plaats van een toegestane doorberekening van kosten en risico’s aan consumenten.

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>2004, blz. 150, 151). Ook een studie van 3E et al. duidt aan dat hoewel het concept van <i>merchant</i> interconnectoren een stimulans kan zijn voor investeringen met hoge risico's, de investeerders van dergelijke interconnectoren zouden nieuwe interconnectoren kunnen proberen te blokkeren uit angst dat deze de opbrengst van hun eigen interconnectoren zouden verminderen. Het is dus van belang dat er geen belangenverstregeling plaatsvindt tussen investeerders die tegelijk een sleutelrol spelen in netwerkplanning, netwerkbeheer of politieke beslissingen met betrekking tot dit thema (3E et al. 2011, blz. 15);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Voor nieuwe "punt-tot-punt" verbindingen zouden regeringen zelf projecten kunnen opstellen door middel van <b>tenders</b> (SRU 2011, blz. 562);</li> <li>• De "<i>projects of common interests</i>", zoals voorgesteld door de Europese Commissie<sup>68</sup> zullen toegang krijgen tot EU fondsen via de "<i>Connecting Europe</i>" faciliteit (CEPS 2012, blz. 27).</li> </ul>
<p>Onduidelijkheden allocatie kosten van interconnectoren</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De verbeterde <b>kosten-allocatie procedures</b> die door ENTSO-E zou moeten worden ontwikkeld zou het verdelen van kosten en de investeringsbeslissingen van netbeheerders voor projecten met interregionale impact makkelijker maken. Verder zou zij meer stimulans geven voor netwerkuitbreidingen die lange-termijn doelstellingen dienen (CEPS 2012, blz. 27). Met betrekking tot de methodologie om tot deze kosten-allocatie te komen moet een open discussie worden gehouden (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>• De resultaten van de kosten-batenanalyse hangt erg af van de waarde die gehecht wordt aan bepaalde energiebeleidsdoelstellingen. Hoewel andere opties bestaan om de integratie van hernieuwbare energiebronnen te verbeteren (opslag, DSM) hebben zij niet noodzakelijk dezelfde invloed op doelstellingen met betrekking tot de interne markt zoals bij het bouwen van interconnectoren. Deze politieke keuzes moeten worden besproken en kunnen niet als onderdeel van een technisch proces door experts worden opgelost (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>• Voor de kosten-batenanalyse is een coherent <b>lange-termijn EU energiebeleid</b> cruciaal, om zodoende de kosten en baten van projecten op lange termijn mee te kunnen nemen (CEPS 2012, blz. 28, 29);</li> <li>• Voor het <b>kostendistributie-aspect</b> zijn analyses met een kortere tijdsspan meer geschikt, aangezien nationale toezichthouders allocatie van de kosten op basis van dit type analyses eerder zullen accepteren dan wanneer lange-termijn analyses worden gedaan met meer onzekerheden (CEPS 2012, blz. 28, 29).</li> </ul>
<p>Technische barrières</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Het identificeren van de juiste hoeveelheid <b>standaardisatie</b> met betrekking tot HVDC technologie en <i>offshore</i> netwerk gerelateerde technologie zou de uitbreiding van het transmissienetwerk ondersteunen (CEPS 2012, blz. 3);</li> </ul>

<sup>68</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, COM(2011) 658



## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Met betrekking tot <i>offshore</i> windparken, 3E et al. (2011) geeft aan dat "<b>tee-in</b><sup>69</sup>", "<b>hub-to-hub</b><sup>70</sup>" en "<b>split wind farm</b><sup>71</sup>" connecties volgens hun berekeningen vaak kosteneffectief kunnen zijn. Bovendien kunnen deze netwerkontwerpen bijdragen aan de veiligheid van het systeem en kan het de milieu-impact verlagen (3E et al. 2011, blz. 15). Aansluiting van dit netwerk met de opslagcapaciteit van waterkrachtcentrales in Noord-Europa kan de nood voor <i>back-up</i> productiecapaciteit verlagen (3E et al. 2011, blz. 10). Beleidsmaker en netwerktoezichthouders zouden beleidsinstrumenten moeten ontwikkelen die dergelijke innovatieve grid ontwerpen bevorderen. Deze zijn op dit moment nog niet opgenomen in de meeste juridische en politieke raamwerken. Vooral de compatibiliteit van de ondersteunende beleidsmaatregelen en de allocatie van de voordelen moet zo snel mogelijk worden behandeld. Dit kan tussen de betrokken landen in kwestie gebeuren (bilateraal) of meer algemeen internationaal (3E et al. 2011, blz. 15)</li> </ul>
<b>Elektriciteitsproductie</b>	
Gebrek aan lange-termijn Europees beleid	<ul style="list-style-type: none"> <li>ECF is van mening dat de Europese Unie de Lidstaten moet opleggen <b>lange-termijn planning</b> met betrekking tot elektriciteitsproductie en -vraag technologie-mix tot 2050 op te stellen. ACER/ENTSO-E moet op basis van deze plannen een strategisch plan bedenken voor uitbreiding van interconnectiviteiten tegen minimale kosten en <i>feedback</i> hierover geven aan de Lidstaten (ECF 2010e, blz. 9).</li> </ul>
Onduidelijkheid toekomstige rol van kernenergie en koolstofafvang en -opslag technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wanneer men een hoog aandeel van hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de elektriciteitsproductie wil bereiken, moeten volgens de studie van Greenpeace (2011) en SRU (2011), kernenergie en kolencentrales worden uitgefaseerd. Dit vanwege hun inflexibele karakter waardoor zij geen goede combinatie vormen met HEB (Greenpeace 2011, blz. 5), en doordat de potentiële negatieve gevolgen van kern- en kolencentrales te zwaar zijn in vergelijking met die van hernieuwbare energiebronnen (SRU 2011, blz. 51). De studie van ECF is het hier echter niet mee eens, en is van mening dat een systeem met zowel een bepaalde hoeveelheid kerncentrales/fossiele centrales met CCS en intermitterende HEB mogelijk is, wanneer het transmissienet en de hoeveelheid <i>back-up</i> centrales worden uitgebreid (ECF 2010, blz. 20);</li> <li>De CREG geeft aan dat met betrekking tot de phase out van de nucleaire eenheden in België snel een "definitieve" beslissing moet worden genomen om onzekerheden voor investeerders die nog een beslissing moeten nemen in verband met investeringen in eenheden</li> </ul>

<sup>69</sup> *Tee-in* refereert naar het aansluiten van een windpark of windpark hub met een reeds bestaande of geplande transmissielijn of interconnector tussen landen, in plaats van het direct aansluiten met het vaste land (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>70</sup> *Hub-to-hub* refereert naar het creëren van transmissieverbindingen tussen verschillende landen door het verbinden van de windpark hubs die verschillende landen toebehoren (3E et al. 2011, blz. 10).

<sup>71</sup> *Split wind farm* is een concept dat gezien kan worden als een variant van het *tee-in* concept. Hierbij wordt een windpark hub geconnecteerd met twee verschillende landen. Zodoende wordt de windpark hub verbonden met het vaste land, en vormt tegelijk een interconnector met een relatief kleine additionele investering (3E et al. 2011, blz. 10).

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>die voor de periode 2016-2020 in dienst moeten treden weg te nemen (CREG 2011a, blz. 48).</p>
<p>Korte termijn dreigend tekort productiecapaciteit</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om ondanks het gebrek aan investeringen in nieuwe capaciteit tussen 2012-2020 de elektriciteitsvraag te dekken in België, stelt CREG (2011a) voor om de <b>bestaande productiecapaciteit te behouden</b> door de stopzetting van de oudste kerncentrales uit te stellen met een of twee jaar en de levensduur van klassieke thermische eenheden die het einde van hun levensduur hebben bereikt te verlengen tot eind 2016 en ze als reserve te houden. Verder dienen maatregelen te worden geconcretiseerd die nieuwe investeringen financieel kunnen steunen (CREG 2011a, blz. 47);</li> <li>• Zoals hierboven reed aangegeven, de CREG geeft aan dat met betrekking tot de <b>phase out van de nucleaire eenheden</b> snel een "definitieve" beslissing moet worden genomen om onzekerheden voor investeerders die nog een beslissing moeten nemen in verband met investeringen in eenheden die voor de periode 2016-2020 in dienst moeten treden weg te nemen (CREG 2011a, blz. 48).</li> </ul>
<p>Variabele karakter intermitterende hernieuwbare energiebronnen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Gasgestookte elektriciteitscentrales</b> zullen een belangrijke rol spelen bij de ontwikkeling van de elektriciteitssector. Volgens ECF zullen zij zowel als flexibele <i>baseload</i> als <i>back-up</i> capaciteit dienen bij een toenemend aandeel van HEB. Na 2030 wordt voorzien dat gasgestookte centrales echter alleen grootschalig kunnen worden ingezet wanneer commercieel inzetbare technologieën worden ontwikkeld om de CO<sub>2</sub>-emissies van deze centrales te elimineren. Ook is het mogelijk dat na 2020 het gasnetwerk zal moeten worden uitgebreid om de toenemende hoeveelheid gas te kunnen distribueren (ECF 2011, blz. 10);</li> <li>• De ECF (2010) studie geeft aan dat het <b>uitbreiden van interconnectiviteiten</b> in Europa een kosteneffectieve oplossing kan zijn voor het omgaan met het variabele karakter van intermitterende HEB. De connectie zorgt ervoor dat fluctuaties in vraag en aanbod voor een groot deel kunnen worden uitgevlakt en dat <i>back-up</i> capaciteit op een grotere schaal beschikbaar is (ECF 2010, blz. 19). De studies van SRU en Greenpeace tonen aan dat het economische en technisch mogelijk is om (bijna) 100% hernieuwbare elektriciteit in Europa te gebruiken, mits er voldoende uitbreiding van interconnectiviteiten plaats vindt (SRU 2011, blz. 561; Greenpeace 2011, blz. 5);</li> <li>• De benodigde uitbreiding van het transmissienetwerk is een grote uitdaging met verscheidene economische/financiële, politieke/administratieve en technische problemen. Voor meer informatie met betrekking tot de uitdagingen van het uitbreiden van het transmissienetwerk zie hoofdstuk 4.3;</li> <li>• Als suggestie voor België stelt de CREG voor: het bestuderen van de economische rendabiliteit van investeringen in bestaande <b>nucleaire eenheden</b> om <b>moduleren</b> toe te laten tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 41);</li> <li>• De CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit van <b>bijkomende hydraulische pompcentrale</b> te bestuderen (CREG 2011a,</li> </ul>

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>blz. 42);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tenslotte geeft de CREG geeft als suggestie voor België om de rendabiliteit bestuderen van nieuwe alternatieve technologieën voor ondersteunende diensten met betrekking tot de primaire regeling van de frequentie en de secundaire regeling van het evenwicht van de zone, wat zou toelaten bepaalde thermische eenheden die bijdragen tot deze diensten niet te laten draaien tijdens de uren met veel niet-reduceerbare productie (CREG 2011a, blz. 43).</li> <li>• Verschillende studies geven aan dat er eventueel een aparte markt nodig zal zijn die ervoor zorgt dat voldoende investeringen in productiecapaciteit wordt verzekerd. In bepaalde buitenlandse markten worden zulke initiatieven al genomen (capaciteitmarkten) (Elia 2011a, blz.123; Greenpeace 2011, blz. 28; CREG 2011a, blz. 49);</li> <li>• Het <b>verlengen van de levensduur van huidige bestaande en afgeschakelde centrales</b> om als <i>back-up</i> centrale te dienen moet worden onderzocht (ECF 2011, blz. 50, CREG 2011a).</li> </ul>
<p>Gebrek aan capaciteit van het transmissienetwerk</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er bestaat aanzienlijke <b>aansluitingscapaciteit</b> in België voor decentrale productie-eenheden in het <b>bestaande transmissienet</b>. Met aansluitingscapaciteit wordt bedoeld de som van vermogens die op afzonderlijke onderstations kunnen worden aangesloten zonder structurele investering in bovengrondse of ondergrondse verbindingen, maar eventueel door de vernieuwing of de versterking van bestaande onderstations van het transmissienet. Het verdient daarom voorkeur om de productie-eenheden aan te sluiten in geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Omdat de termijnen voor vergunningen en toelatingen voor werken in hoogspanningsstations korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, is de timing voor dergelijke projecten beter verenigbaar met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden (Elia 2011a, blz. 169);</li> <li>• Voor België geeft Elia aan productie-eenheden te kunnen aansluiten in zones met <b>flexibele toegang</b>, die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat deze eenheden kunnen worden gemoduleerd wanneer nodig. Later kunnen netversterkingen worden gepland om op termijn de vereiste flexibiliteit van deze aansluitingen op te heffen (Elia 2011a, blz. 69);</li> <li>• Omdat uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk en invoering van hernieuwbare energiebronnen sterk met elkaar verbonden zijn is een mechanisme en <b>coördinatie op Europees niveau</b> een logische stap voorwaarts (ECF 2011, blz. 42);</li> </ul>
<p>Onzekerheid beleidsondersteuning hernieuwbare energietechnologieën</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Steun voor de ontwikkeling en marktpenetratie</b> van nieuwe technologieën door ondersteunende beleidsinstrumenten moet een duidelijke doelstelling hebben en van tijdelijke aard. Hoewel de steun misschien nodig zal zijn tot na 2020, moet zij worden uitgefaseerd zodra technologieën en hun aanbodzijde volledig ontwikkeld zijn en marktfaal zijn opgelost (EC 2011f, blz. 17). Er is discussie over welk instrument het meest geschikt is voor dergelijke ondersteuning (SERV 2011b) en tevens over wat voor tijdsspan de HE-technologieën</li> </ul>

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>financiële ondersteuning zouden moeten krijgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sociaal <b>corrigerend beleid</b> moet worden overwogen om ondersteunend beleid voor hernieuwbare energiebronnen aan te vullen. Een voorbeeld is steun verlenen aan kwetsbare huishoudens die moeilijkheden hebben met de hogere energieprijzen. Of om arbeiders te helpen die zich moeten aanpassen door de <i>shift</i> in een gedecarboniseerde economie met meer hoger opgeleide banen (EC 2011g, blz. 43). Voor kwetsbare huishoudens zou steun kunnen worden gegeven zodat deze huishoudens innovatieve energie-efficiëntie technologieën kunnen gebruiken om hun energieverbruik te verlagen (EC 2011f, blz. 17).</li> <li>• <b>Koolstofprijzen</b> kunnen een stimulans geven voor investeringen in lage koolstof technologieën. Meer coherentie en stabiliteit tussen EU en nationaal beleid van de Lidstaten is echter nodig om het prijssignaal goed te laten werken (EC 2011f, blz. 16).</li> <li>• "<b>Early action</b>" door de EU met betrekking tot investeringen in hernieuwbare energie technologieën leidt tot het risico van een hoge koolstof-, brandstof- en elektriciteitsprijs voor de industrie in vergelijking met de rest van de wereld. Dit kan de marktpositie van de Europese industrie benadelen (EC 2011g, blz. 7).</li> <li>• Veel van de economische voordelen van lage koolstof technologieën komt van het hebben van een internationale koolstofmarkt. De EU moet zich daarom richten op het bereiken van een <b>internationaal akkoord</b> met betrekking tot klimaatverandering (Eurelectric 2009, blz. 85).</li> <li>• De kosten en baten van de energietransitie zullen niet evenredig verdeeld zijn over de Lidstaten. Beleidsmakers dienen dit probleem te erkennen en moeten de nodige stappen ondernemen om dit probleem aan te pakken (Eurelectric 2009, blz. 86).</li> <li>• Greenpeace is voorstander van het uitfaseren van alle subsidies en andere steun voor inefficiënte centrales, inefficiënte apparaten/transport/gebouwen en ook voor fossiele brandstoffen en kernenergie (Greenpeace 2010, blz. 56 en 57).</li> <li>• Een optie om de benodigde investeringen in productiecapaciteit te verlagen is te concentreren op het invoeren van hernieuwbare energietechnologieën op de locaties waar zij het <b>meest productief</b> zijn. Dit zou kunnen plaatsvinden door interregionale samenwerking, met name voor grootschalige HEB-projecten. Wanneer dergelijke coördinatie niet plaatsvindt, zal aanzienlijk meer capaciteit geïnstalleerd moeten worden, doordat bijvoorbeeld PV-panelen op locaties worden geïnstalleerd met lage load factoren zoals Duitsland (ECF 2011, blz. 49).</li> <li>• <b>Support voor onderzoek en ontwikkeling</b> is nodig om de kosten van hernieuwbare energie te verlagen (EC 2011f, blz. 10).</li> </ul>
<p><b>Opslag en Demand side management</b></p>	
<p>Gebrek economische stimulans opslagtechnologieën</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DSM en opslagdiensten moeten <b>toegang krijgen tot de elektriciteitsmarkt</b> en beloofd worden door deze markt (EC 2011f, blz. 14). Met betrekking tot toegang tot de markt van opslagdiensten en</li> </ul>

## Transitiebarrières en beleidsadviezen

	<p>DSM, zal de Commissie met hulp van ACER in het kader van de 3e "<i>internal energy market package</i>" de effectiviteit van verschillende marktmodellen onderzoeken voor compensatie van capaciteit en flexibiliteit en de interactie hiervan met een in toenemende mate geïntegreerde wholesale en balancing markt (EC 2011f, blz. 14, 15);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volgens de Duitse SRU (2011) studie is voor Duitsland het uitbreiden van de transmissiecapaciteit van de verbinding tussen Duitsland naar <b>Noorwegen</b> een interessante optie met betrekking tot opslagcapaciteit. De investeringen voor perslucht opslag zijn onder de huidige marktwerking misschien niet rendabel. Echter het omvormen van de Noorse spaarbekencentrales in pompcentrales vereist minder hoge investeringen en is bij koppeling met de Duitse markt waarschijnlijk wel rendabel (SRU 2011, blz. 467 en 468). Ook een studie van 3E en partners geeft aan dat voor de integratie van hernieuwbare energie, aansluiting van grote pompopslagcapaciteiten in Scandinavië met het Europese transmissienetwerk van groot belang is om het intermitterende karakter van wind energie en andere HEB te compenseren (3E et al. 2011, blz. 8)</li> </ul>
<p>Verdere ontwikkeling van opslag- en <i>Demand side management</i> technologieën nodig</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Het elektriciteitssysteem beheersen met behulp van controle die correcties kan uitvoeren zal het operationele beheer sterk in complexiteit doen toenemen. Dit is een barrière voor de implementatie van <i>Demand side management</i>. De ontwikkeling van proefprojecten kan helpen het vertrouwen in DSM aanpak te verhogen (Strbac 2008);</li> <li>• <i>Smart grids</i> maken het mogelijk <i>Demand side management</i> toe te passen en het tweerichtingskarakter van de energiestromen te meten (Elia 2011a, blz. 81). <i>Demand side management</i> vereist een communicatie en informatie infrastructuur en implementatie van geavanceerde meetinstrumenten en controle-instrumenten. Hoewel de technologieën hiervoor al bestaan is <b>meer ervaring nodig</b> met behulp van testprojecten om de exacte werking van DSM in een elektriciteitssysteem te onderzoeken. Aspecten die nader moeten worden onderzocht zijn o.a.: de vormgeving van systemen voor beheer en uitwisseling van informatie, welke wettelijke/verordenende/regulerende/economische modellen in aanmerking komen voor dit type dynamische beheer van congesties, de concrete implementatie etc. (Elia 2011a, blz. 81, Strbac 2008);</li> <li>• Volgens Greenpeace zou de EU zich moeten richten op het ontwikkelen van smart grid en DSM technologieën door middel van steun voor onderzoek en ontwikkeling (Greenpeace 2011, blz. 28). ECF meent dat het SET Plan fondsen moet leveren om een aantal smart grid projecten verspreid over Europa uit te voeren (ECF 2010e, blz.10). Met name in het geval van een gebrek aan voldoende uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk zullen deze technologieën een belangrijke rol spelen (ECF 2011, blz. 48).</li> </ul>

### Literatuurlijst

- CADS (2011), Transition towards a sustainable energy system for Catalonia
- Capros (2011), Primes Energy System Model
- CEPS (2012), Benefits of Investing in Electricity Transmission
- Climact (2012), Electrical energy savings scenarios for Belgium
- CREG (2011a), De nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020
- CREG (2012), Ontwerpvoorstel exhaustieve lijst van toegelaten criteria met het oog op de uitwerking door elkeen van de leveranciers van de indexeringsparameters voor elektriciteit en diverse maatregelen om de vergelijkbaarheid, objectiviteit, representativiteit en transparantie van de energieprijzen die aan de residentiële klanten en kmo's in België worden aangeboden te verzekeren
- DLR (2006), TRANS-CSP Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power
- DLR (2010), Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050
- DLR, Wuppertal, Ecofys (2009), Role and potential of renewable energy and energy efficiency for global energy supply
- E3Mlab (2007), Primes Model - Version used for the 2007 scenarios for the EC including new sub-models recently added
- EC (2006), Scenario's on energy efficiency and renewables
- EC (2011), A resource-efficient Europe - Flagship initiative under the Europe 2020 Strategy, Brussels, 26.1.2011 COM(2011) 21
- EC (2011a), A roadmap for moving to competitive low carbon economy in 2050
- EC (2011c), Energy Efficiency Action Plan 2011, Brussels, 8.3.2011 COM(2011)
- EC (2011f), *Energy Roadmap 2050* - draft
- EC (2011g), *Energy Roadmap 2050* - impact assessment 1
- EC (2011h), *Energy Roadmap 2050* - impact assessment 2
- EC (2011i), *Energy Roadmap 2050* - executive summary
- EC (2011j), A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 - impact assessment
- ECF (2010), Roadmap 2050

## Literatuurlijst

- ECF (2010b), Roadmap 2050 - *Appendix A* Generation
- ECF (2010c), Roadmap 2050 - *Appendix B* Detailed grid methodology
- ECF (2010d), Roadmap 2050 - *Appendix F* Detailed macro-modeling assumptions
- ECF (2010e), Roadmap 2050 - Policy recommendations
- ECF (2011), Power perspectives 2030
- Ecofys (2008), Global low energy demand scenarios - [R]evolution 2008
- Ecofys (2009), De mogelijkheden voor nationaal beleid voor energiebesparing bij huishoudelijke apparaten - long list
- Ecofys en Fraunhofer (2010), How to triple the impact of energy savings policies in Europe
- Eichhammer et al. (2009), Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries Final Report, Fraunhofer ISI and ENERDATA and ISIS and Technical University Vienna and WI, March 2009
- Elia (2011a), Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020, definitieve versie
- EU (2011), Energiebelasting - Commissie stimuleert energie-efficiency en milieuvriendelijkere producten, Brussel 13 april 2011
- Eurelectric (2009), Power choices: Pathways to a carbon-neutral electricity in Europe by 2050, full report, Brussels
- EWEA (2009), TradeWind - Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power
- Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030
- FOD (2009), Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017
- Greenpeace (2010), EU Energy [R]evolution Scenario 2050
- Greenpeace (2011), Battle of the grids
- Hertin, J., Hey, C. en F. Ecker (2010), The future of the European electricity supply - Moving from energy-mix projections to renewables-based scenarios, The future of the European electricity supply
- Hohmeyer, O., (2011), 100% renewable electricity supply for Germany, Europe and North Africa by 2050, Brussel Workshop Energy van EEAC
- IEA (2002), Potential for buildings integrated photovoltaics
- IEA (2009a), World Energy Outlook 2009

## Literatuurlijst

- IPCC (2007a), Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg2/ar4-wg2-spm.pdf>
- McKinsey (2009a), Pathways to a low-carbon economy - version 2
- Neyens, J. en A. Jacquet (2007), Commentaar op studie "Energie 2030"
- Nitsch, J. (2008), Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Pansini (2004), Line reliability and security
- Parformak, P.W. (2012), Energy storage for power grid and electric transportation: a technology assessment
- REKK (2011), Hungarian energy strategy 2030, not original title
- SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten
- Strbac, G. (2008), *Demand side management: Benefits and challenges*, Energy policy 36 (2008) 4419-4426
- Synergrid (2012), Synergrid newsletter nr. 27 januari 2012
- Thies (2012), The battle of the grids
- Trieb, F. (2005), Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Bundesministerium für Umwelt
- Tröster E., Kuwahata R. en Ackermann T. (2011), European grid study 2030 2050
- Worrell, E., Harmelink, M., Graus, W., Saygin, D., en M. Marsidi (2010), Potentieel voor besparing en efficiency van energiegebruik in Nederland, in opdracht van de Energietransitie



## Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet

*Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Samenvatting studieresultaten*

<b>Doel</b>
Deze studie van de <i>Sachsverständigenrat für die Umweltfragen</i> (SRU) heeft als doel het geven van een wetenschappelijk onderbouwde bijdrage aan de politieke besluitvorming op gebied van de ontwikkeling van hernieuwbare energie in de Duitse en de Europese elektriciteitssector. De hoofdvraag is hierbij of, en onder welke voorwaarden, de elektriciteitsproductie in Duitsland en Europa tegen 2050 volledig op hernieuwbare energiebronnen kan worden gebaseerd.
<b>Resultaten</b>
<p>Volgens de studie is het potentieel voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen in Duitsland en Europa voldoende om, bij een adequate uitbreiding aan capaciteit van het elektriciteitsnetwerk en opslagcapaciteit, elk uur van het jaar aan de elektriciteitsvraag te voldoen. De toevoer van voldoende elektriciteit kan volledig op basis van hernieuwbare energie worden verzekerd, ondanks het intermitterende karakter van sommige hernieuwbare energie (HE) bronnen. De reeds beschikbare HE-technologieën zijn hiervoor toereikend.</p> <p>Uit de op kostenoptimalisatie gebaseerde analyse van de SRU blijkt dat in de gehanteerde scenario's windenergie, en dan met name <i>offshore</i>-windenergie, een leidende rol zal spelen. De inzet van zonne-energie verschilt per scenario, afhankelijk van de hoogte van de elektriciteitsvraag en de hoeveelheid import van elektriciteit. Het aandeel van biomassa aan de elektriciteitsproductie blijft onder de 7% van de totale elektriciteitsproductie wegens zijn "mogelijke conflicten met landgebruik en de relatief hoge kosten" (SRU 2011, blz.3).</p> <p>Een verlenging van de levensduur van de kerncentrales dan wel de bouw van nieuwe kerncentrales of kolencentrales met koolstofafvang en -opslag (CCS), is, volgens SRU, niet noodzakelijk voor de overgangsfase naar een HE-gebaseerde elektriciteitssector. Bij een groot aandeel van HE-bronnen aan de elektriciteitsproductie is er, door het intermitterende karakter van sommige HE-bronnen, een grotere behoefte aan flexibele eenheden om als <i>back-up</i> te dienen. Tegelijkertijd daalt de behoefte aan <i>baseload</i>, zoals voorzien door kern- en kolencentrales. Hierdoor leidt het verlengen van de levensduur of het bouwen van nieuwe kern- of kolencentrales tot het risico dat er gedurende een langere periode overcapaciteiten in het systeem kunnen ontstaan (SRU 2011, blz. 5).</p> <p>Uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk- en opslagcapaciteit is van cruciaal belang voor de grootschalige invoering van HE in de elektriciteitssector. Met betrekking tot de opslagcapaciteit spelen vooral pompcentrales een grote rol, in de studie van SRU. In de gehanteerde scenario's heeft Noorwegen dan ook een centrale rol vanwege zijn potentieel op gebied van uitbreiden van de capaciteit van pompcentrales (Hohmeyer 2011, blz. 23).</p> <p>De gemiddelde productiekosten van elektriciteit in 2050 varieert per land (de studie omvat 36 landen in de regio Europa en Noord-Afrika). De elektriciteitskosten (inclusief productie, opslag en</p>

## Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet

import) liggen tussen de 4 tot 8 eurocent<sub>2008</sub>/kWh voor 32 van de 36 landen. In het duurste geval (Slowakije) lopen de kosten op tot 12 eurocent<sub>2008</sub>/kWh (Hohmeyer 2011, blz. 23). De kosten zullen des te lager uitvallen naarmate het beleid rondom energiebesparing succesvoller is en naarmate er meer gebruikt wordt gemaakt van kostengunstige opslagtechnologie, zoals pompopslag in Scandinavië of in de Alpen (SRU 2011, blz. 4).

### Informatie over de resultaten op Belgisch niveau

Het rapport geeft geen resultaten vrij voor België op landniveau. Het is echter bekend dat het model deze resultaten genereert (bron: persoonlijk contact tussen de Minaraad en de SRU). Het betreft de Belgische resultaten voor 2050 met betrekking tot geïnstalleerde capaciteit per technologie, de jaarlijkse elektriciteitsproductie per technologie, de kosten voor uitbreiding van productiecapaciteit (geannualiseerd), het profiel van de elektriciteitsvraag en de kosten voor uitbreiding van het transmissienet voor België. Deze gegevens leiden volgens een presentatie van de SRU (Hohmeyer 2011, blz. 17) tot de conclusie dat België ongeveer 66% van zijn jaarlijkse elektriciteitsvraag zelf kan voorzien door middel van hernieuwbare energiebronnen.

### Beleid

SRU geeft de volgende aanbevelingen met betrekking tot beleid inzake de elektriciteitssector in **Duitsland** en **Europa**:

Leg het doel voor een volledig CO<sub>2</sub>-neutrale elektriciteitssector, gebaseerd op hernieuwbare energiebronnen, op nationaal en Europees niveau vast;

Zorg voor intensieve stimuli voor de invoering van energie-efficiëntiemaatregelen en stel een bovengrens voor de hoeveelheid elektriciteitsverbruik op nationaal niveau;

Zet het *feed-in* tarieven systeem voort (het "*Erneuerbare-Energien-Gesetz*"), waarbij gelet moet worden dat de groei van sommige HE-technologieën niet teveel uitloopt (zoals bij PV);

Stel een plan op dat zich richt op de benodigde uitbreidingen van het transmissienet in Duitsland met als doeljaar 2030, rekening houdende met interregionale aansluitingen en de uitbreiding van HE-bronnen in de elektriciteitsproductie;

Geef geen verlenging aan de levensduur van kerncentrales;

Stem de geleidelijke uittreding van conventionele productiecapaciteiten af met het bijbouwen van nieuwe capaciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen;

Stel een Europese *roadmap* op voor hernieuwbare energie met als doeljaar 2030;

Maak een actieplan dat moet leiden tot de bouw van de windparken in het Noordzeegebied, het uitbouwen van het elektriciteitsnetwerk in de Noordzee en aansluiting hiervan met het vaste land, en de verbinding met de (potentiele) pompcentrales in Scandinavië.

(SRU 2011, blz. 6 t/m10)

## Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet

*Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden*

Algemene uitgangspunten van de studies																	
BKG-emissiedoelstelling	<p>Er is geen doelstelling of randvoorwaarde met betrekking tot BKG-emissies beschreven in SRU (2011).</p> <p>In de SRU studie wordt wel het verloop van BKG-emissies tot 2050 in de <b>elektriciteitssector</b> van <b>Duitsland</b> (niet van Europa) beschreven (SRU 2011, blz.186). Voor de beschrijving van het verloop hiervan gaat SRU uit van een uitfasering van opwekkingscentrales die fossiele brandstoffen gebruiken. Voor het verloop van de uitfasering worden de aannames gebruikt zoals weergegeven in Tabel 10.</p> <p><b>Tabel 10: Aannames voor de berekening van BKG-emissies van elektriciteitscentrales (SRU 2011, blz. 185)</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Energiedrager</th> <th>Levensduur (Jaar)</th> <th>Vollasturen (Uur/jaar)</th> <th>Emissie-coëfficiënt (gCO<sub>2</sub>eq/kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: left;">Steenkool</td> <td>40-45</td> <td>4,810</td> <td>886</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Bruinkool</td> <td>40-45</td> <td>7,030</td> <td>963</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Aardgas</td> <td>20</td> <td>3,450</td> <td>424</td> </tr> </tbody> </table>	Energiedrager	Levensduur (Jaar)	Vollasturen (Uur/jaar)	Emissie-coëfficiënt (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)	Steenkool	40-45	4,810	886	Bruinkool	40-45	7,030	963	Aardgas	20	3,450	424
Energiedrager	Levensduur (Jaar)	Vollasturen (Uur/jaar)	Emissie-coëfficiënt (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)														
Steenkool	40-45	4,810	886														
Bruinkool	40-45	7,030	963														
Aardgas	20	3,450	424														
Regio	36 landen (verspreid over Europa en Noord-Afrika)																
Periode	<p>2005-2050</p> <p>De analyse richt zich op 2050 maar de SRU studie bespreekt ook het verloop van de technologiemix voor elektriciteitsproductie <b>per jaar</b> voor het <b>Duitse</b> scenario, als een illustratief scenario met betrekking tot de benodigde ontwikkelingen om de passende technologiemix in 2050 te bereiken. Het is onduidelijk of er een soortgelijke analyse ook gemaakt is voor het Europese scenario (enkel resultaten voor 2050): in elk geval worden de resultaten van een dergelijke oefening niet vermeld in het rapport.</p>																
Rentevoet	Een rentevoet van 6% is genomen voor de specifieke productiekosten van de elektriciteitsproductietechnologieën (SRU 2010, blz. 86).																
Sectoren en energie-systeem	De <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> studie van SRU richt zich uitsluitend op de transformatie van de elektriciteitssector en richt zich niet of nauwelijks op het gebruik van warmte of transportbrandstoffen. De residentiële en transportsector worden enkel vermeldt met betrekking wat betreft de te verwachten invloed van een <i>fuel-switch</i> in deze sectoren (van fossiele brandstoffen naar elektriciteit) op het totale elektriciteitsgebruik.																

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

Klimaatbeleid gekozen regio	Het REMix-model gebruikt als <i>input</i> voor zijn elektriciteitsvraag gegevens van PRIMES zoals gebruikt in het <i>Efficiency</i> scenario (DLR 2010, blz. 8). Dit scenario gaat expliciet ervan uit dat de Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen <sup>72</sup> en <i>Directive on end-use energy efficiency and energy services</i> <sup>73</sup> volledig worden uitgevoerd (EC 2006, blz. 6).
Klimaatbeleid rest van de wereld	Het is onduidelijk wat de aannames in de studie <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> zijn met betrekking tot het klimaatbeleid van de landen buiten Europa.  De <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> studie baseert zich op Nitsch (2008) voor de ontwikkeling van CO <sub>2</sub> -prijzen van (SRU 2011, blz. 251). In Nitsch (2008) staat aangegeven dat zij rekening houdt met de resultaten en aanbevelingen van de G8 bijeenkomst in Heiligendamm, en de Klimaatconferentie in Bali met betrekking tot consequente voortgang en intensivering van wereldwijde klimaatbescherming door onder andere de uitbreiding en verbetering van de handel van emissierechten (Nitsch 2008, blz. 43).
Betrokkenheid van <i>stakeholders</i>	In de studie staat niet beschreven wat de eventuele rol van <i>stakeholders</i> was bij het uitvoeren van de studie.

**Opzet van de scenario's**

Aantal scenario's: 8 (+1 referentiescenario voor Duitsland)

Er worden in totaal acht decarbonisatiescenario's ontwikkeld in de SRU studie. Hiervan richten twee zich uitsluitend op Duitsland, vier op de regio Duitsland-Denemarken-Noorwegen, en twee op de regio Europa (EU) - Noord-Afrika (N-A). De scenario's verschillen, in dezelfde regio, verder in elektriciteitsvraag (een "hoge elektriciteitsvraag" en "lage elektriciteitsvraag" variant) en in de mate van toelaten van uitwisseling van elektriciteit. Zie hieronder voor een overzicht (SRU 2011, blz. 2)

**Tabel 11: SRU scenario's**

<b>Uitwisseling elektriciteit</b>	<b>Lage elektriciteitsvraag variant</b>	<b>Hoge elektriciteitsvraag variant</b>
Geen (zelfverzorgend)	Scenario 1.a <i>Duitsland</i>	Scenario 1.b <i>Duitsland</i>
Uitwisseling elektriciteit met DK/NO mogelijk maar jaarlijks netto zelfverzorgend	Scenario 2.1.a <i>Duitsland-Denemarken-Noorwegen</i>	Scenario 2.1.b <i>Duitsland-Denemarken-Noorwegen</i>
Maximaal jaarlijks 15% netto-import elektriciteit uit DK/NO	Scenario 2.2.a <i>Duitsland-Denemarken-Noorwegen</i>	Scenario 2.2.b <i>Duitsland-Denemarken-Noorwegen</i>
Maximaal jaarlijks 15% Netto-import uit Europa en Noord-Afrika	Scenario 3.a <i>Europa-Noord-Afrika</i>	Scenario 3.b <i>Europa-Noord-Afrika</i>

DK = Denemarken, NO = Noorwegen

<sup>72</sup> Richtlijn 2010/31/EU

<sup>73</sup> Richtlijn 2006/32/EG

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

<b>Modellering van de elektriciteitsvraag</b>	
Modellering elektriciteitsvraag en profiel	<p>In de SRU (2011) studie wordt de jaarlijkse elektriciteitsvraag per land voor 2050 bepaald op basis van de gegevens van het <i>Efficiency</i> scenario van het PRIMES model. Daarbij wordt voor de periode 2030-2050 de elektriciteitsvraag bepaald door extrapolatie op basis van de trend uit de Greenpeace <i>Energy [R]evolution</i> studie (DLR 2010, blz. 8).</p> <p>Het profiel (per uur) van de elektriciteitsvraag is gebaseerd op de gegevens van de Europese transmissienetwerkbeheerders van het jaar 2006. Voor de regio Noord-Afrika worden gegevens met betrekking tot de elektriciteitsvraag uit de studie MED-CSP (Trieb 2005) gebruikt (DLR 2010, blz. 8).</p> <p>Er is een hoog en laag scenario met betrekking tot de elektriciteitsvraag. Voor Duitsland refereert het "hoge" scenario naar een elektriciteitsvraag van 700 TWh/jr en het "lage" scenario naar 500 TWh/jr, gebaseerd op de resultaten van andere scenariostudies voor Duitsland. Het is onduidelijk hoe de "hoge" en "lage" variant van de elektriciteitsvraag voor de andere landen is bepaald. Er wordt enkel genoteerd dat het "realistisch" lijkt dat er, voor het gebied Europa en Noord-Afrika, in 2050 een elektriciteitsvraag van 5,400 TWh zou zijn in het "lage" scenario en 7,450 TWh in het "hoge" scenario (SRU 2011, blz. 81).</p> <p>Er wordt in de studie niet in detail ingegaan op de onderlinge verschillen tussen het "hoge" en "lage" scenario, die het verschil in elektriciteitsvraag veroorzaken. Er wordt wel gesuggereerd dat het "hoge" scenario kan worden gezien als een gebrek aan implementatie van energie-efficiëntie maatregelen en sterke stijging van elektrische voertuigen maar geen <i>fuel-switch</i> in de residentiële sector, of als een succesvolle implementatie van efficiëntiemaatregelen maar met tegelijk een stijging van zowel elektrische voertuigen als elektrificatie van warmteverbruik in huishoudens en in industrie (SRU 2011, blz. 95).</p>
Aannames economische groei	<p>De SRU studie <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> beschrijft niet welke aannames voor de economische groei van Duitsland of van Europa zijn gebruikt.</p> <p>De impact van de decarbonisatie (bijvoorbeeld door verandering van de elektriciteitsprijs) op de economische ontwikkeling is niet onderzocht in SRU (2011).</p>
Gebruik van energie-efficiëntie	<p>De elektriciteitsvraag in het "hoge" en "lage" scenario voor Duitsland die in SRU (2011) is genomen, is gebaseerd op het jaarlijkse elektriciteitsverbruik uit verschillende studies. Verder is er gebruik gemaakt van gegevens van het <i>Efficiency</i> scenario van het PRIMES model. Er wordt niet beschreven welke energie-efficiëntiemaatregelen hier een rol in speelden (DLR 2010, blz. 8).</p>
Kosten energie-efficiëntie	<p>De kosten van efficiëntiemaatregelen zijn niet gegeven.</p>
Rol elektrische voertuigen	<p>SRU geeft geen gedetailleerde informatie van gebruikte aannames met betrekking tot de marktpenetratie of technologische en economische karakteristieken van EV in hun scenario's. Zij geven echter als grove schatting aan dat ongeveer de helft van het wagenpark uit EV bestaat in hun "lage" scenario. Het hogere jaarlijkse elektriciteitsverbruik in hun "hoge" scenario kan volgens SRU worden geïnterpreteerd worden als een wagenpark die volledig uit EV bestaat (SRU 2011, blz. 95).</p>
Rol warmtepompen	<p>De SRU studie beschrijft dat de elektriciteitsvraag in het "hoge" scenario kan worden geïnterpreteerd als de uitvoering van een matig energie-efficiëntiebeleid, of een</p>

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

	sterk efficiëntiebeleid in combinatie met een vergaande (ten opzichte van het "lage" scenario) invoering van warmtepompen in gebouwen en industriële processen (SRU 2011, blz. 95).						
Rol <i>demand side management</i> (DSM)	Er wordt met betrekking tot het potentieel van DSM om de elektriciteitsvraag bij grote hoeveelheden uit te vlakken verwacht dat het potentieel gering is. Hierbij wordt verwezen naar andere studies (SRU 2011, blz. 462). Het staat niet duidelijk beschreven, maar de tekst doet vermoeden dat DSM niet is meegenomen in de modellering.						
<b>Modellering van het elektriciteitsaanbod</b>							
Technologieën	De technologieën die zijn meegenomen zijn: CSP, PV zonnepanelen, windturbines ( <i>onshore</i> en <i>offshore</i> ), biomassacentrale (met en zonder WKK), geothermische installatie (met en zonder WKK) en waterkrachtcentrale.  De SRU studie neemt kernenergie en CCS expliciet niet mee.						
Modellering	De keuze in investeringen van technologieën is bepaald met behulp van het REMix-model.  De elektriciteitsproductie en -vraag is op uurbasis bepaald. Voor de productie wordt daarbij gebruik gemaakt van data waarmee voor elke cel in het raster van het REMix-model per uur de potentiële elektriciteitsproductie per HE-technologie kan worden berekend <sup>74</sup> (DLR 2010, blz. 7). Met behulp van kostencurves bepaalt men op elk tijdstip wat de meest kostengunstige technologie is om aan de elektriciteitsvraag te voldoen (DLR 2010, blz. 8).  Om het intermitterende karakter van HE-technologieën zoals windturbines en PV-panelen te compenseren worden waterkracht-, biomassa- en geothermiecentrales gebruikt (DLR 2010, blz. 25).						
Maximale potentieel elektriciteitsproductie en capaciteit	De SRU studie maakt gebruik van het REMix-model van DLR. Het REMix-model geeft op basis van technische parameters een maximaal installeerbare capaciteit voor elke HE-technologie in elke cel in het raster van het REMix-model (DLR 2010, blz. 7). Deze maximale capaciteit hangt af van het energieaanbod per cel dat gerelateerd is aan de technologie (bijvoorbeeld zonnestraling voor PV-panelen of windsnelheid voor windturbines) en hoeveel van de oppervlakte beschikbaar is voor installatie van capaciteit van die technologie.  Zie voor een overzicht van de parameters die van invloed zijn op de maximale capaciteit van de hernieuwbare energiebronnen bijlage 10.						
Leercurves	<p><b>Tabel 12: Leerratio's <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> (SRU 2011, blz. 89 en 90)</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Technologie</th> <th style="text-align: left;">Leerratio (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wind <i>Onshore</i></td> <td>11.5</td> </tr> <tr> <td>Wind <i>Offshore</i></td> <td>18.6</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	Leerratio (%)	Wind <i>Onshore</i>	11.5	Wind <i>Offshore</i>	18.6
Technologie	Leerratio (%)						
Wind <i>Onshore</i>	11.5						
Wind <i>Offshore</i>	18.6						

<sup>74</sup> Hierbij moet wel worden opgemerkt dat om het model te kunnen laten lopen de potentialen in regio's is geaggregeerd. Het detailniveau voor de potentiële elektriciteitsproductie per technologie is dus lager dan in het oorspronkelijke "raster" (DLR 2010, blz. 8).

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

	<p>Solar PV 26</p> <p>Biomassa 2.2<sup>75</sup></p> <p>Geothermie Onbekend, maar SRU (2011) geeft aan dat nieuwe ontwikkelingen, die niet meer konden worden meegenomen in de studie, aantonen dat het potentieel voor kostenreductie hoger is dan verwacht</p>																																																																																																																							
<i>Back-up capaciteit</i>	Er wordt geen extra fossiele capaciteit als reserve gemodelleerd (DLR 2010, blz. 26).																																																																																																																							
Kapitaalkosten productietechnologieën	<p><b>Tabel 13: Investeringskosten (DLR 2010, blz. 51 t/m56)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>Eenheid</th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PV (dak)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>3,120</td> <td>1,430</td> <td>1,100</td> <td>1,030</td> <td>985</td> </tr> <tr> <td>PV (open ruimte)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>2,470</td> <td>1,000</td> <td>770</td> <td>725</td> <td>695</td> </tr> <tr> <td>CSP solar field</td> <td>euro<sub>2010</sub>/m<sup>2</sup></td> <td>300</td> <td>190</td> <td>144</td> <td>128</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>CSP solar field</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW<sub>th</sub></td> <td>630</td> <td>399</td> <td>302</td> <td>269</td> <td>252</td> </tr> <tr> <td>CSP solar field</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW<sub>el</sub></td> <td>1,703</td> <td>1,078</td> <td>817</td> <td>726</td> <td>681</td> </tr> <tr> <td>CSP power block</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>1,150</td> <td>1,060</td> <td>1,006</td> <td>985</td> <td>971</td> </tr> <tr> <td>CSP storage</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kWh</td> <td>52</td> <td>38</td> <td>29</td> <td>26</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td><i>Onshore</i> wind</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>1,150</td> <td>950</td> <td>900</td> <td>870</td> <td>850</td> </tr> <tr> <td><i>Offshore</i> wind</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>3,300</td> <td>2,100</td> <td>1,800</td> <td>1,500</td> <td>1,300</td> </tr> <tr> <td>Biomassa (enkel elektriciteit)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>2,500</td> <td>2,320</td> <td>2,150</td> <td>2,050</td> <td>1,950</td> </tr> <tr> <td>Biomassa (WKK)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>3,930</td> <td>3,700</td> <td>3,600</td> <td>3,550</td> <td>3,530</td> </tr> <tr> <td>Biomassa (gas_WKK)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>3,420</td> <td>3,210</td> <td>3,110</td> <td>3,020</td> <td>2,980</td> </tr> <tr> <td>Geothermie-EGS (2000 m diepte)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>8,785</td> <td>7,178</td> <td>6,261</td> <td>5,986</td> <td>5,723</td> </tr> <tr> <td>Geothermie-EGS (3000 m diepte)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>12,031</td> <td>9,830</td> <td>8,574</td> <td>8,198</td> <td>7,838</td> </tr> <tr> <td>Geothermie-EGS (4000 m diepte)</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>15,461</td> <td>12,632</td> <td>11,019</td> <td>10,535</td> <td>10,072</td> </tr> <tr> <td>Geothermie-EGS</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>20,637</td> <td>16,860</td> <td>14,707</td> <td>14,061</td> <td>13,443</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	Eenheid	2010	2020	2030	2040	2050	PV (dak)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,120	1,430	1,100	1,030	985	PV (open ruimte)	euro <sub>2010</sub> /kW	2,470	1,000	770	725	695	CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /m <sup>2</sup>	300	190	144	128	120	CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /kW <sub>th</sub>	630	399	302	269	252	CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /kW <sub>el</sub>	1,703	1,078	817	726	681	CSP power block	euro <sub>2010</sub> /kW	1,150	1,060	1,006	985	971	CSP storage	euro <sub>2010</sub> /kWh	52	38	29	26	25	<i>Onshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	1,150	950	900	870	850	<i>Offshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	3,300	2,100	1,800	1,500	1,300	Biomassa (enkel elektriciteit)	euro <sub>2010</sub> /kW	2,500	2,320	2,150	2,050	1,950	Biomassa (WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,930	3,700	3,600	3,550	3,530	Biomassa (gas_WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,420	3,210	3,110	3,020	2,980	Geothermie-EGS (2000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	8,785	7,178	6,261	5,986	5,723	Geothermie-EGS (3000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	12,031	9,830	8,574	8,198	7,838	Geothermie-EGS (4000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	15,461	12,632	11,019	10,535	10,072	Geothermie-EGS	euro <sub>2010</sub> /kW	20,637	16,860	14,707	14,061	13,443
Technologie	Eenheid	2010	2020	2030	2040	2050																																																																																																																		
PV (dak)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,120	1,430	1,100	1,030	985																																																																																																																		
PV (open ruimte)	euro <sub>2010</sub> /kW	2,470	1,000	770	725	695																																																																																																																		
CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /m <sup>2</sup>	300	190	144	128	120																																																																																																																		
CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /kW <sub>th</sub>	630	399	302	269	252																																																																																																																		
CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /kW <sub>el</sub>	1,703	1,078	817	726	681																																																																																																																		
CSP power block	euro <sub>2010</sub> /kW	1,150	1,060	1,006	985	971																																																																																																																		
CSP storage	euro <sub>2010</sub> /kWh	52	38	29	26	25																																																																																																																		
<i>Onshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	1,150	950	900	870	850																																																																																																																		
<i>Offshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	3,300	2,100	1,800	1,500	1,300																																																																																																																		
Biomassa (enkel elektriciteit)	euro <sub>2010</sub> /kW	2,500	2,320	2,150	2,050	1,950																																																																																																																		
Biomassa (WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,930	3,700	3,600	3,550	3,530																																																																																																																		
Biomassa (gas_WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	3,420	3,210	3,110	3,020	2,980																																																																																																																		
Geothermie-EGS (2000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	8,785	7,178	6,261	5,986	5,723																																																																																																																		
Geothermie-EGS (3000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	12,031	9,830	8,574	8,198	7,838																																																																																																																		
Geothermie-EGS (4000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	15,461	12,632	11,019	10,535	10,072																																																																																																																		
Geothermie-EGS	euro <sub>2010</sub> /kW	20,637	16,860	14,707	14,061	13,443																																																																																																																		

<sup>75</sup> Betreffende biomassa wordt opgemerkt door SRU (2011) dat de aangenomen "leerratio" van 2.2% eerder als conservatief moet worden beschouwd

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

(5000 m diepte)						
Geothermie-EGS KWK (2000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	10,228	8,356	7,289	6,969	6,663
Geothermie-EGS KWK (3000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	13,474	11,008	9,603	9,181	8,777
Geothermie-EGS KWK (4000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	16,904	13,811	12,047	11,518	11,012
Geothermie-EGS KWK (5000 m diepte)	euro <sub>2010</sub> /kW	22,079	18,039	15,736	15,044	14,383
Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
Drukluftopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	310	300	300	290	280
Drukluftopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	50	50	50	50	50

EGS = Enhanced Geothermal System

**Tabel 14: Beheer en onderhoudskosten (DLR 2010, blz. 51 t/m56)**

Technologie	Eenheid	2010	2020	2030	2040	2050
PV (dak)	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	7	6	5
PV (open ruimte)	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	25	10	8	7
CSP solar field	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	10	8	7
CSP power block	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	29	27	25	25
CSP storage	euro <sub>2010</sub> /kWh	O&M	1.3	1.0	0.7	0.7
<i>Onshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	46	38	36	35
<i>Offshore</i> wind	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	182	116	99	83
Biomassa (enkel elektriciteit)	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	125	116	108	103
Biomassa (WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	267	252	245	241
Biomassa (gas_WKK)	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	222	209	202	196
Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	16	16	16
Drukluftopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	6.2	3.0	3.0	2.9
Drukluftopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	O&M	1.0	0.5	0.5	0.5



**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

<p>Brandstofkosten</p>	<p>De studie van de SRU <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> geeft de verwachte ontwikkeling in energieprijzen inclusief de verwachte toeslag op CO<sub>2</sub>-emissies (zie Tabel 15). Deze waarden zijn gebaseerd op het <i>Preisfad A scenario</i> van de Nitsch en Wenzel (2009).</p> <p><b>Tabel 15: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen incl toeslag CO<sub>2</sub>-emissies <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> (SRU 2011, blz. 251)</b></p> <table border="1" data-bbox="438 571 1465 869"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Eenheid</th> <th>2005</th> <th>2010</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas</td> <td>euro/GJ (incl toeslag CO<sub>2</sub>)</td> <td>5</td> <td>9.7</td> <td>11.5</td> <td>13.4</td> <td>15.3</td> <td>17.1</td> <td>20.4</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>euro/GJ (incl toeslag CO<sub>2</sub>)</td> <td>2.26</td> <td>6.27</td> <td>7.68</td> <td>9.07</td> <td>10.4</td> <td>11.6</td> <td>14.2</td> <td>16.4</td> </tr> <tr> <td>Bruinkolen</td> <td>euro/GJ (incl toeslag CO<sub>2</sub>)</td> <td>1.06</td> <td>3.78</td> <td>4.75</td> <td>5.59</td> <td>6.31</td> <td>6.92</td> <td>8.17</td> <td>9.45</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Eenheid	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	Gas	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	5	9.7	11.5	13.4	15.3	17.1	20.4	23	Kolen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	2.26	6.27	7.68	9.07	10.4	11.6	14.2	16.4	Bruinkolen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	1.06	3.78	4.75	5.59	6.31	6.92	8.17	9.45
Brandstof	Eenheid	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050																																
Gas	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	5	9.7	11.5	13.4	15.3	17.1	20.4	23																																
Kolen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	2.26	6.27	7.68	9.07	10.4	11.6	14.2	16.4																																
Bruinkolen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	1.06	3.78	4.75	5.59	6.31	6.92	8.17	9.45																																
<p>CO<sub>2</sub>-prijzen</p>	<p>Gebaseerd op de aannames van de Leitstudie 2008 (Nitsch 2008).</p> <p><b>Tabel 16: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> (SRU 2011, blz. 251)</b></p> <table border="1" data-bbox="438 1214 1465 1344"> <thead> <tr> <th colspan="2">Eenheid</th> <th>Regio</th> <th>2010</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>euro/tonC O<sub>2</sub>eq</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>24</td> <td>32</td> <td>38</td> <td>50</td> <td>60</td> <td>70</td> </tr> </tbody> </table>	Eenheid		Regio	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Emissierechten	euro/tonC O <sub>2</sub> eq	Niet gespecificeerd	24	32	38	50	60	70																						
Eenheid		Regio	2010	2015	2020	2030	2040	2050																																	
Emissierechten	euro/tonC O <sub>2</sub> eq	Niet gespecificeerd	24	32	38	50	60	70																																	
<p>Import en export elektriciteit</p>	<p>De SRU studie legt, voor de 36 in beschouwing genomen landen in Europa en Afrika, een restrictie op van een maximale netto-import van elektriciteit van 15% in de gehanteerde scenario's<sup>76</sup> (SRU 2011, blz. 126). Uitzonderingen hierop zijn de landen België en Luxemburg, omdat deze landen volgens het model niet in staat zijn aan deze criteria te voldoen. België heeft in de modellering een jaarlijkse netto-import van 33% en Luxemburg 67% (Hohmeyer 2011, blz. 17).</p> <p>De andere scenario's, die zich op Duitsland richten, variëren in hun aannames met betrekking tot uitwisseling van elektriciteit. In de scenario's 1.a en 1.b wordt Duitsland als een "energie-eiland" gezien, waarbij geen uitwisseling van elektriciteit mogelijk is met andere landen. De scenario's 2.1.a en 2.1.b laten uitwisseling van elektriciteit toe tussen Duitsland, Denemarken en Noorwegen, op voorwaarde dat Duitsland over het hele jaar gezien in totaal voldoende elektriciteit opwekt om aan zijn eigen vraag te voldoen (netto-import moet nul zijn). Ten slotte laat SRU in scenario's 2.2.a en 2.2.b uitwisseling van elektriciteit tussen Duitsland, Denemarken en Noorwegen toe met een maximale jaarlijkse netto-import van Duitsland van 15% (SRU 2011, blz. 2).</p>																																								

<sup>76</sup> Scenario 3.1 en scenario 3.b

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

Koolstofafvang en -opslag (CCS)	<p>Kolen en/of gascentrales met gebruik van CCS worden niet meegenomen. Deze studie concentreert zich op het gebruik van hernieuwbare energiebronnen voor elektriciteitsproductie (SRU 2011, blz. 50). De SRU brengt hiervoor volgende argumenten aan (SRU, 2011, blz. 37 en 38).</p> <p>De risico's van langdurige opslag van CO<sub>2</sub> zijn nog niet voldoende onderzocht.</p> <p>De bouw van infrastructuur voor vervoer en opslag van CO<sub>2</sub> heeft ingrijpende gevolgen voor natuur en landschap.</p> <p>De hoeveelheid beschikbare opslagcapaciteit is onzeker.</p> <p>Er bestaat ook mogelijke concurrentie van gebruik van potentiële opslagplekken met geothermie en opslag van CO<sub>2</sub> door Bio-CCS.</p>
Kernenergie	Er wordt ervan uit gegaan dat kernenergie tegen 2050 volledig uitgefaseerd is in Europa.
Biomassa	<p>Voor biomassa baseert de SRU studie zich op nationale data voor biomassapotentiaalen op basis van:</p> <p>-IE, <i>Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern</i>, BMU 2005;</p> <p>-Eurostat, <a href="http://epp.eurostat.ec.europa.eu">epp.eurostat.ec.europa.eu</a> ;</p> <p>-FAOSTAT, <a href="http://faostat.fao.org">faostat.fao.org</a>.</p> <p>Beschermingsgebieden (geïdentificeerd op basis van <i>World Database on Protected Areas</i>) krijgen in het model een potentieel voor biomassacapaciteit van nul toegewezen. Door deze strikte aanname voor biomassa bestaat het grootste deel van het potentieel ervan, in de SRU-studie, uit gebruik van reststromen uit landbouw en bosbouw (SRU 2011, blz. 104).</p> <p>SRU (2011) beschrijft niet of de mogelijkheid van import/export van biomassa werd meegenomen in de modellering.</p>
<b>Modellering van het elektriciteitsnetwerk</b>	
Bevoorradingszekerheid	De resultaten in SRU (2011) geven de geïnstalleerde productiecapaciteit die nodig is om, bij hogere lasten en lagere elektriciteitsproductie dan gemiddeld, de bevoorradingszekerheid te garanderen (DLR 2010, blz. 27).
Transmissienetwerk tussen landen	De <i>inputdata</i> van het REMixmodel wordt per regio verzameld en toegekend aan " <i>nodes</i> " (DLR 2010, blz. 67). In het model wordt voor elk paar <i>nodes</i> gekeken of er een mogelijke uitbreiding is van de transmissiecapaciteit tussen deze twee <i>nodes</i> . Voor de transmissiemodellering is er een randvoorwaarde dat de transmissie van elektriciteit tussen twee <i>nodes</i> op geen enkel tijdstip de geïnstalleerde transmissiecapaciteit tussen deze <i>nodes</i> mag overschrijden (DLR 2010, blz. 79).
Transmissienetwerk intern	In de studie <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> van SRU worden nationale interne transmissielijnen niet meegenomen (DLR 2010, blz.9).
Distributie-	In de studie <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> van SRU worden

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

netwerk	distributielijnen niet meegenomen (DLR 2010, blz. 9).																																																															
Opslag-technologie	<p>In de SRU studie <i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i> worden de volgende opslagtechnologieën meegenomen: drukluchtopslag, pompcentrales en waterstof (DLR 2010, blz. 8).</p> <p>Investerings in installaties voor drukluchtopslag en waterstof voor opslag van elektriciteit worden door het model bepaald als deel van de kostenoptimalisatie. Voor de pompcentrales wordt aangenomen dat er geen nieuwe installaties worden gebouwd, behalve de ombouw van de spaarbekencentrales in Noorwegen met een opslagcapaciteit van 70 TWh (DLR 2010, blz. 8).</p>																																																															
Verliezen van het net	<p>Volgens DLR (2010) blz. 56 wordt de onderstaande aanname gebruikt voor transportverliezen.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Unit</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transportverliezen</td> <td>1/km</td> <td>0.00004</td> </tr> </tbody> </table>							Unit		Transportverliezen	1/km	0.00004																																																				
	Unit																																																															
Transportverliezen	1/km	0.00004																																																														
Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën	<p><b>Tabel 17: Opslagtechnologieën (DLR 2010, blz. 55 en 56)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>Unit</th> <th></th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pompcentrale</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>Investeringskosten</td> <td>1,600</td> <td>1,600</td> <td>1,600</td> <td>1,600</td> </tr> <tr> <td>Pompcentrale</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>O&amp;M</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>16</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Drukluchoptopslag - converter</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>Investeringskosten</td> <td>310</td> <td>300</td> <td>300</td> <td>280</td> </tr> <tr> <td>Drukluchoptopslag - converter</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kW</td> <td>O&amp;M</td> <td>6.2</td> <td>3.0</td> <td>3.0</td> <td>2.8</td> </tr> <tr> <td>Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kWh</td> <td>Investeringskosten</td> <td>50</td> <td>50</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats</td> <td>euro<sub>2010</sub>/kWh</td> <td>O&amp;M</td> <td>1.0</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Tabel 18: Transmissienetwerk (DLR 2010, blz. 56)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Unit</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Investeringskosten <i>inverter</i> en <i>rectifier</i></td> <td>euro/kW</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Investeringskosten lijn (luchtlijn)</td> <td>Euro/(kW*km)</td> <td>0.08</td> </tr> </tbody> </table>						Technologie	Unit		2010	2020	2030	2050	Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,600	1,600	1,600	1,600	Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	16	16	16	Drukluchoptopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	310	300	300	280	Drukluchoptopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	6.2	3.0	3.0	2.8	Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	Investeringskosten	50	50	50	50	Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	O&M	1.0	0.5	0.5	0.5		Unit		Investeringskosten <i>inverter</i> en <i>rectifier</i>	euro/kW	120	Investeringskosten lijn (luchtlijn)	Euro/(kW*km)	0.08
Technologie	Unit		2010	2020	2030	2050																																																										
Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,600	1,600	1,600	1,600																																																										
Pompcentrale	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	16	16	16																																																										
Drukluchoptopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	310	300	300	280																																																										
Drukluchoptopslag - converter	euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	6.2	3.0	3.0	2.8																																																										
Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	Investeringskosten	50	50	50	50																																																										
Drukluchoptopslag - ondergrondse opslagplaats	euro <sub>2010</sub> /kWh	O&M	1.0	0.5	0.5	0.5																																																										
	Unit																																																															
Investeringskosten <i>inverter</i> en <i>rectifier</i>	euro/kW	120																																																														
Investeringskosten lijn (luchtlijn)	Euro/(kW*km)	0.08																																																														

**Bijlage 1. SRU (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung – fact sheet**

<b>Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten</b>	
Banen	Er is geen analyse gemaakt van de invloed op de banenmarkt van veranderingen in energieprijzen of van de beschreven investeringen in hernieuwbare energietechnologieën en energie-efficiëntiemaatregelen.
Milieu	<p>De studie bespreekt de huidige emissies van broeikasgasemissies en schadelijke stoffen door de energiesector van Duitsland. In de periode 1990-2008 is de uitstoot van stof, SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> door de energiesector sterk afgenomen (SRU 2011, blz. 183). Echter, de studie beschrijft dat de energiesector een van de grootste veroorzakers blijft van uitstoot van stof, SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> door conversie van fossiele brandstoffen (SRU 2011, blz. 36). Verder wordt beschreven wat de nadelige gevolgen zijn van het mijnen van uranium voor het milieu (SRU 2011 blz. 41). De uitstoot van emissies en de nadelige gevolgen van uranium mijnen worden <b>niet</b> gekwantificeerd.</p> <p>Met betrekking tot de ontwikkeling van broeikasgasemissies wordt voor het toekomstscenario enkel de ontwikkeling van deze emissies in <b>Duitsland</b> meegenomen (SRU 2011, blz.186).</p>
Afhankelijkheid import energie	Niet meegenomen in de SRU studie.

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), *Battle of the grids*– fact sheet

### *Battle of the grids*- Samenvatting studieresultaten

<b>Doel</b>
<p>De <i>Battle of the grids</i> studie van Greenpeace en <i>Energynautics</i> heeft als doel het onderzoeken van de optimalisatie van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitssector van Europa in het jaar 2030 en 2050 waarbij met name aandacht wordt besteed aan de benodigde uitbreiding in transmissiecapaciteit om <i>curtailing</i> te minimaliseren.</p> <p>Het onderzoek baseert zich op het <i>Advanced Scenario</i> van de eerdere <i>Energy [R]evolution (E[R])</i> studie (Greenpeace 2010). In dit scenario van Greenpeace wordt een elektriciteitssector beschreven waarin 97% van de Europese elektriciteitsproductie in 2050 bestaat uit HE-bronnen.</p>
<b>Resultaten</b>
<p>De studie toont dat voor een optimalisatie van het elektriciteitsnetwerk in Europa voor 2030 er een significante hoeveelheid extra transmissiecapaciteit moet worden geïnstalleerd. De zes prioriteiten voor capaciteitsuitbreiding zijn:</p> <p>Spanje-Frankrijk-Centraal-Europa: Om de verwachte grote hoeveelheden PV, CSP en windenergie uit Zuid-Spanje en Portugal te kunnen transporteren, moet het transmissienetwerk in Spanje worden uitgebreid. Verder moet de verbinding met Frankrijk en het transmissienetwerk binnen Frankrijk worden versterkt om de elektriciteit naar Frankrijk en de andere belastingcentra in Europa te transporteren;</p> <p>Noordzee <i>offshore</i> netwerk en omgeving: Het realiseren van het HVDC Noordzee netwerk is van cruciaal belang voor het scenario. Zowel versterkingen van het <i>offshore</i> netwerk als van de verbinding met het <i>onshore</i> netwerk zijn nodig om de elektriciteit van <i>offshore</i> windenergie in de Noordzee te transporteren naar belastingcentra in Groot-Brittannië, Noorwegen en Centraal-Europa. In totaal is ongeveer 30 GW aan uitbreiding nodig;</p> <p>Italië-Centraal-Europa: Uitbreiding van ongeveer 40 GW is nodig om elektriciteit uit wind en PV vanuit Italië naar Centraal-Europa te transporteren;</p> <p>Sterkere verbindingen met Groot-Brittannië: Uitbreiden van de capaciteit tussen Groot-Brittannië met Centraal-Europa en Noorwegen;</p> <p>Transmissiecapaciteit binnen Oost-Europa: De capaciteit binnen Oost-Europa moet met ongeveer 40 GW worden uitgebreid zodat meer interregionale uitwisseling van elektriciteit hier kan plaatsvinden en HE-bronnen kunnen worden geïntegreerd;</p> <p>Noord-Europa: Uitbreiding van transmissiecapaciteit is nodig om elektriciteit uit windenergie en waterkracht te transporteren naar belastingcentra in Oslo en Stockholm.</p> <p>Uit de studie blijkt dat voor het behalen van een 97% aandeel van HE-bronnen in 2050 in de Europese elektriciteitsproductie, bij gelijkblijvende zekerheid van elektriciteitsvoorziening, extra zon, wind- en biomassacapaciteit nodig is in vergelijking met het <i>Advanced E[R]</i> scenario. Hiervoor werden twee scenario's uitgewerkt, namelijk een scenario waarin 60 GW mogelijk</p>

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

geïmporteerd kan worden uit Noord-Afrika (het *High Grid scenario*), en een scenario waarin alle additionele HE-capaciteit in Europa wordt geplaatst (het *Low Grid scenario*).

In het *High Grid scenario*, waarin import van elektriciteit uit Noord-Afrika is meegenomen, is behalve de uitbreidingen aan het netwerk tevens 260 GW extra PV capaciteit in Zuid-Europa en 112 GW extra biomassa/biogas capaciteit verspreid over Europa nodig, in vergelijking met het *Advanced Scenario* van E[R]. In het *Low Grid scenario*, waarbij uit wordt gegaan van geen import van elektriciteit van buiten Europa, is een extra 470 GW PV, 170 GW wind en tot op 236 GW biomassa/biogas capaciteit nodig in vergelijking met het geavanceerde scenario van de E[R] studie.

Het gebruik van gasturbines als *back-up* capaciteit is volgens de analyse van *Energynautics* niet nodig zolang de capaciteit van het netwerk voldoende wordt uitgebreid.

De nodige uitbreidingen aan het transmissienetwerk in 2030 in het "basis" scenario vergeleken met het netwerk in 2010 zijn samen goed voor 258 GW. Dit is een toename in transmissiecapaciteit van 37% over heel Europa. De kosten worden geschat op 70 miljard euro<sub>2010</sub>, als alle HVDC verbindingen uit ondergrondse kabels zouden bestaan, en op 51 miljard euro<sub>2010</sub>, als luchtlijnen zouden worden gebruikt met betrekking tot de *onshore* installaties<sup>77</sup>.

Als het netwerk verder zou worden geoptimaliseerd, om *curtailment* van HE-bronnen te verminderen, dan zou er een capaciteitsuitbreiding van 344 GW nodig zijn (een additionele 82 GW in vergelijking met het basisscenario). In dit geval is een extra 28 miljard euro<sub>2010</sub> nodig voor de uitbreidingen ten opzichte van het basisscenario als alle HVDC verbindingen uit ondergrondse kabels bestaan, en 19 miljard euro<sub>2010</sub> als luchtlijnen worden gebruikt voor *onshore* installaties.

Voor het 2050 scenario verschillen de kosten voor de uitbreiding van het netwerk tussen het *High Grid scenario* en *Low Grid scenario*. Voor het *High Grid scenario* is een additionele capaciteit vergeleken met het netwerk in 2030 nodig van 1,905 GW. Dit zou tussen de 458 tot 581 miljard euro kosten, afhankelijk van het type HVDC technologie dat gebruikt wordt. In het *Low Grid scenario* (zonder import van elektriciteit buiten Europa) zijn de kosten voor extra productiecapaciteit van HE-technologie hoger, maar de kosten voor uitbreidingen aan het netwerk zijn lager aangezien de benodigde transmissiecapaciteit voor elektriciteit van Zuid- naar Centraal-Europa lager is. De benodigde capaciteitsuitbreiding aan het net in het *Low Grid scenario* is ongeveer 375 GW. De kosten hiervan worden geschat op 74 tot 79 miljard euro (Tröster et al. 2011).

De kosten voor de uitbreiding van capaciteit van elektriciteitsproductie in vergelijking met het *Advanced Scenario* van de E[R] studie is niet gegeven.

### Informatie over de resultaten op Belgisch niveau

De totale geïnstalleerde capaciteit per technologie is gegeven op Belgisch niveau voor de verschillende scenario's (Greenpeace 2011, blz. 59-62).

### Beleid

Greenpeace geeft de volgende aandachtspunten waarop beleidsmakers zich zouden moeten

<sup>77</sup> Tröster et al. (2011) pleit voor het gebruiken van HVDC transmissielijnen die de elektriciteit uit HE-bronnen van Zuid-Europa direct naar Centraal-Europa transporteren in plaats van het huidige transmissienetwerk te volgen en te versterken. De lokale versterking zal de gemeenschappen in Spanje en Zuid-Europa niet veel leveren, en de kosten van converter stations op elk segment vormen een onnodige kostenpost. Het bouwen van een HVDC supergrid kan verdere voordelen leveren als projecten zoals het Desertec project in Noord-Afrika elektriciteit vanuit het zuiden zullen leveren naar Europa.

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

richten (Greenpeace 2011, blz.28):

**Stimuleren van HE en flexibele elektriciteitsproductie** – Geven van lange-termijn steun aan gebruik van hernieuwbare energie en aan technologieën die bijdragen aan flexibele elektriciteitsproductie (aardgas, opslagtechnologieën, regelbare HE-bronnen);

**Een meer Europees gebaseerd netwerk** - De planning van het Europese elektriciteitsnetwerk moet rekening houden met de integratie van een toenemende hoeveelheid van HE-bronnen. Een Europees afgestemd juridisch raamwerk is hiervoor nodig om interregionale uitwisseling van capaciteit en samenwerking te bevorderen, en ook om financiële steun voor de uitbreiding van interconnectiviteiten te bevorderen;

**Smart grids en efficiënte infrastructuur** – Meer steun is nodig vanuit de EU voor *smart grids* en DSM-technologie. Er moet voorrang worden gegeven aan het vervangen of optimaliseren van bestaande lijnen over het bouwen van nieuwe lijnen;

**Transparantie en publieke steun** – De milieuaspecten en publieke opinie moeten meer aandacht krijgen in het proces van het uitbreiden van transmissiecapaciteit. Optimalisatie van bestaande lijnen moeten prioriteit krijgen en ondergrondse kabels moeten voorrang krijgen boven luchtlijnen. Nieuwe lijnen moeten wanneer mogelijk aangelegd worden langs de reeds bestaand infrastructuur. Verder moet data over de markt van de elektriciteitssector transparanter worden. Mogelijk misbruik van marktpositie door verschillende spelers moet streng gemonitord worden.

### *Battle of the grids - Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden*

Algemene uitgangspunten van de studies	
BKG-emissiedoelstelling	De <i>Battle of the grids</i> studie baseert zich op de resultaten van het <i>Advanced [R]evolution</i> scenario van Greenpeace (2010). Hierin wordt een vermindering van de broeikasgasemissies in Europa in 2050 aangenomen van 95% ten opzichte van het niveau in 1990 (Greenpeace 2010, blz. 7) <sup>78</sup> .  Het is onduidelijk of de doelstelling bereikt moet worden door vermindering van BKG-emissies binnen Europa of dat er ook, ter compensatie, vermindering van BKG-emissies buiten Europa ( <i>offset</i> ) is toegestaan.
Regio	EU27, Noorwegen, Zwitserland en non-EU Balkan (Greenpeace 2011, blz. 4).  Verder neemt de <i>Battle of the grids</i> studie in hun <i>High Grid scenario</i> ook import van elektriciteit uit Noord-Afrika mee.
Periode	2007-2050  De <i>Battle of the grids</i> studie baseert zich voor de ontwikkeling van HE gebaseerde elektriciteitsproductie in Europa op de <i>Energy [R]evolution</i> studie van Greenpeace. Deze geeft voor de periode 2010 tot 2050 om de vijf jaar een overzicht van de verwachte elektriciteitsproductie per technologie. De <i>Battle of the grids</i> studie zelf geeft echter enkel voor de jaren 2030 en 2050 de

<sup>78</sup> Het [R]evolution scenario gebruikt een reductie van 80% van de BKG-emissies in Europa ten opzichte van het niveau in 1990.

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

	resultaten voor het optimaliseren van het elektriciteitsnetwerk en voor 2050 de benodigde geïnstalleerde capaciteit per HE-technologie om een volledig op hernieuwbare energie gebaseerde elektriciteitsvoorziening te bereiken.
Rentevoet	Er staat geen rentevoet genoteerd in de studies Greenpeace (2011), Greenpeace (2010) of Tröster et al. (2011).
Sectoren en energie-systeem	De <i>Battle of the Grid</i> studie (Greenpeace 2011) richt zich volledig op de elektriciteitssector.  De <i>E[R]</i> studie (Greenpeace 2010), waarop de <i>Battle of the grids</i> studie zich baseert met betrekking tot geïnstalleerde capaciteit, neemt ook de industrie, tertiaire, residentiële en transportsector mee.
Klimaatbeleid gekozen regio	Voor het referentiescenario van de <i>Energy [R]evolution</i> studie neemt Greenpeace (2010) het bestaande internationale energie- en milieubeleid mee, gebaseerd op het referentiescenario van IEA's <i>World Energy Outlook 2009</i> . Dit houdt onder andere in het verder hervormen van de elektriciteits- en gasmarkt, de liberalisering van de internationale energiehandel, en recent beleid ter bestrijding van milieuvervuiling. Er zijn geen verdere additionele beleidsinstrumenten meegenomen die zich richten op het verminderen van broeikasgasemissies (Greenpeace 2010, blz. 28).  In het <i>Energy [R]evolution</i> en <i>Advanced [R]evolution</i> scenario worden verder enkele "key targets" gesteld met betrekking tot de vermindering van broeikasgasemissies (doelstelling van -80% emissies voor het <i>E[R]</i> scenario en -95% voor het <i>Advanced E[R]</i> scenario in 2050 ten opzichte van niveau van 1990) en de uitfasering van de kernenergie (Greenpeace 2010, blz. 28).  De <i>Battle of the grids</i> studie baseert zich op het <i>Advanced [R]evolution</i> scenario.
Klimaatbeleid rest van de wereld	In de <i>E[R]</i> studie van Greenpeace wordt ervan uitgegaan, dat er op de lange termijn een handelssysteem voor CO <sub>2</sub> emissies wordt opgezet tussen de verschillende regio's in de wereld (Greenpeace 2010, blz. 32).
Betrokkenheid van stakeholders	Er wordt niet beschreven wat de rol was van <i>stakeholders</i> tijdens het maken van de studie
<b>Opzet van de scenario's</b>	
<p>Aantal scenario's: 1 scenario voor de periode 2010-2030 (+1 referentie), 2 scenario's voor 2030-2050</p> <p>In de Greenpeace studie <i>Battle of the grids</i> zijn er twee scenario's uitgewerkt (beide met dezelfde elektriciteitsvraag) voor de periode 2030-2050. Voor de periode tot 2030 is er een referentiescenario ontwikkeld en een optimalisatiescenario van het elektriciteitsnetwerk.</p> <p>Om de doelstelling van een (bijna) 100% HE-gebaseerde elektriciteitssector in Europa in 2050 te bereiken, blijkt uit de analyse van de <i>Battle of the grids</i> studie dat de voorziene productiecapaciteit van HE-bronnen, zoals gegeven in de <i>E[R]</i> studie, niet voldoende is. De twee scenario's voor 2030-2050 worden het <i>High Grid</i> en het <i>Low Grid scenario</i> genoemd in de <i>Battle of the Grids</i> studie (Greenpeace 2011)<sup>79</sup>. In het <i>High Grid scenario</i> wordt import van elektriciteit uit Noord-Afrika</p>	

<sup>79</sup> In het document Tröster et al. (2011) die de achterliggende methode van de *Battle of the Grids* studie in detail beschrijft, worden de *High Grid* en *Low Grid scenario's* respectievelijk het *Import Scenario* en *Regional Scenario* genoemd.



## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

<p>meegenomen, terwijl in het <i>Low Grid scenario</i> geen import van elektriciteit buiten Europa wordt meegenomen, wat leidt tot een hogere benodigde hoeveelheid extra HE-capaciteit in Europa.</p>	
<p><b>Modellering van de elektriciteitsvraag</b></p>	
<p>Modellering elektriciteitsvraag en profiel</p>	<p>De elektriciteitsvraag in Europa in de studie <i>Battle of the grids</i> is gebaseerd op het werk van Greenpeace en Erec in hun <i>EnergyEnergy [R]evolution</i> studie. In deze E[R] studie wordt de totale verwachte elektriciteitsvraag gegeven voor de EU27 in 2050. Deze totale elektriciteitsvraag is door <i>Energynautics</i> in de <i>Battle of the grids</i> studie vervolgens verdeeld over de verschillende <i>nodes</i> van hun transmissienetwerkmodel op uurbasis, met behulp van landgebaseerde belastingprofielen van ETSOVIS-TA. Verder is er, bij toekenning van de elektriciteitsvraag aan de <i>nodes</i>, rekening gehouden met de geografische locatie van de <i>nodes</i> en hun correlatie met populatiedichtheid en energie-intensieve activiteiten, zoals industrie (Tröster et al. 2011, blz. 20-21).</p> <p>Het vraagprofiel moest worden aangepast om technische veranderingen te simuleren die in het <i>Advanced E[R]</i> scenario zijn beschreven, zoals gebruik van <i>smart grids</i>, <i>Demand side management</i> (DSM) en gebruik van de opslagcapaciteit van elektrische auto's en pompcentrales (Greenpeace 2011). Om deze verschillende aspecten te simuleren gaat het model uit van 15% DSM in 2050 voor het <i>Low Grid scenario</i> (Tröster et al. 2011, blz. 48) en 30% DSM voor het <i>High Grid scenario</i> (Tröster et al. 2011, blz. 49). Voor de modellering tot 2030 wordt 10% DSM toegepast (Tröster et al. 2011, blz. 26).</p>
<p>Aannames economische groei</p>	<p>De <i>Battle of the grids</i> studie baseert zich op het <i>Advanced Scenario</i> van de E[R] studie. In de <i>EnergyEnergy [R]evolution</i> studie worden de vooruitzichten in verband met de economische groei in de wereld tot en met 2030 gebaseerd op IEA's WEO 2009. De studie maakt daarbij aanpassingen aan de data van IEA om het begrip "<i>purchasing power parity</i>" (koopkrachtpariteit – PPP) mee te nemen (Greenpeace 2010, blz. 31). Voor de economische groei in de periode van 2030-2050 maakt Greenpeace (2010) gebruik van eigen schattingen.</p> <p>Er wordt niet beschreven of (en hoe) de decarbonisatie invloed heeft op de economische ontwikkeling (bijvoorbeeld door verandering van de elektriciteitsprijs).</p>
<p>Gebruik van energie-efficiëntie</p>	<p>In de <i>EnergyEnergy [R]evolution</i> studie is de energievraag deels ontwikkeld door Ecofys Nederland, en baseert zich op een analyse van het potentieel voor de toekomst van energie-efficiëntie maatregelen.</p> <p>Voor transport is het Institute of Vehicle Concepts ingezet uit Stuttgart om een globaal scenario te ontwikkelen.</p>
<p>Kosten energie-efficiëntie</p>	<p>Er wordt geen beschrijving gegeven van de kosten van efficiëntiemaatregelen, in Greenpeace (2010) of in Ecofys (2008)<sup>80</sup>.</p>
<p>Rol elektrische voertuigen</p>	<p>In het <i>Advanced Scenario</i> van de E[R] wordt er uitgegaan van een groei van elektrische voertuigen naar 14% van het wagenpark in 2030 en 62% in 2050 (Greenpeace 2010, blz. 7).</p>

<sup>80</sup> De studie doet vermoeden dat de kosten voor efficiëntiemaatregelen wel in detail zijn onderzocht aangezien er wel een schatting wordt gemaakt van 3 cent per kWh voor implementeren van efficiëntiemaatregelen (Greenpeace 2010, blz. 7).

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

	De studie beschrijft niet waar deze aanname op gebaseerd is.
Rol warmtepompen	De studie beschrijft niet wat de aannames voor gebruik van warmtepompen zijn.
Rol DSM	In de scenario's van de Greenpeace studie <i>Battle of the grids</i> wordt verwacht dat het gebruik van opslagtechnologie en <i>Demand side management</i> (DSM) toe zal nemen. Daarom is het vraagprofiel in deze scenario's aangepast voor 10% tot 2030 (Tröster et al. 2011, blz. 26). Voor de modellering tot 2050 is het vraagprofiel aangepast voor gebruik van 15% DSM en 30% DSM voor respectievelijk het <i>Low Grid</i> en het <i>High Grid scenario</i> (Tröster et al. 2011, blz.48 en 49); de elektriciteitsvraag kan op elk moment met 15% worden aangepast door middel van DSM, dat mogelijk wordt gemaakt door het invoeren van <i>smart grids</i> en <i>micro grids</i> .
<b>Modellering van het elektriciteitsaanbod</b>	
Technologieën	De technologieën die zijn meegenomen zijn: Waterkracht, wind, PV, CSP, biomassa, geothermie en getijde/golf.
Modellering	<p>In het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>E[R]</i> studie, waarop de <i>Battle of the grids</i> studie zich baseert, zijn projecties ontwikkeld voor de groei in capaciteit van hernieuwbare energietechnologieën, op basis van groeiratio's. De groeiratio's zijn gebaseerd op de recentste projecties inzake de marktontwikkeling (Greenpeace 2010, blz. 28). Verder wordt er uitgegaan van een levensduur van kolencentrales van 20 jaar (in plaats van de meer gebruikelijke 40 jaar) om het uittreden van oude centrales en de invoer van hernieuwbare energiebronnen te versnellen. Het aandeel van kernenergie en koolstofafvang en -opslag (CCS) in 2050 wordt op 0 % gezet.</p> <p>In de <i>Battle of the grids</i> studie wordt op basis van de geïnstalleerde capaciteit per hernieuwbare energietechnologie van de <i>E[R]</i> studie de potentiële elektriciteitsproductie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen per uur berekend. Hierbij wordt gebruik gemaakt van weerdata voor wind en zon. De winddata komt van het National Centre for Environmental Prediction (NCEP). Voor de simulatie is winddata gebruikt van een typisch jaar. Voor de potentiële elektriciteitsproductie van PV is de per-uur radiatie data van S@tel-Light gebruikt (Tröster et al. 2011, blz. 19-20).</p> <p>Wanneer de genoemde capaciteiten van HE-bronnen in de <i>E[R]</i> studie onvoldoende blijken om, volgens het model van <i>Energynautics</i>, aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen in 2050, wordt installatie van additionele capaciteit van zonnepanelen en wind gesimuleerd samen met additionele capaciteit van biomassa om als <i>back-up</i> capaciteit te functioneren. Het is niet duidelijk hoe deze additionele capaciteit van zonnepanelen en wind gekozen/gemodelleerd is. De benodigde extra capaciteit hangt af van het scenario. Het <i>High Grid scenario</i> laat namelijk import van elektriciteit uit Noord-Afrika toe, waardoor minder extra opwekkingscapaciteit in Europa nodig is. Daar staat tegenover dat er in het <i>High Grid scenario</i> meer uitbreidingen nodig zijn aan het transmissienetwerk.</p>
Maximale potentieel elektriciteitsproductie en capaciteit	De <i>Battle of the grids</i> studie baseert zich op de analyses die gemaakt zijn in het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>E[R]</i> studie. Hoe het (wereldwijde) potentieel voor de HE-bronnen precies is bepaald in de <i>E[R]</i> studie, is niet duidelijk. Er wordt wel aangegeven dat er een meta-studie is uitgevoerd door een consortium van DLR, Wuppertal en Ecofys (Greenpeace 2010, blz. 23).

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

	<p>Het is tevens onduidelijk hoe de wereldwijde potentiëlen zijn vertaald naar de potentiëlen voor Europa. Er wordt wel in Greenpeace (2010) vermeld dat de <i>Energy [R]evolution</i> studie een “voorzichtige aanpak” kiest met betrekking tot het gebruik van biobrandstoffen in de toekomst. Dit is zo gekozen vanwege de mogelijke risico's voor biodiversiteit en voedselvoorziening die gepaard gaan met het uitbreiden van energiegewassen voor productie biobrandstof<sup>B1</sup>.</p> <p>Het potentieel van de HE-bronnen is niet verdeeld over het netwerk in de verschillende regio's in Europa in de <i>E[R]</i> studie. <i>Energynautics</i> heeft daarom zelf de verdeling gemaakt van de maximale installatiecapaciteit van de verschillende HE-bronnen per <i>node</i>, waarbij zij ervoor zorgden dat de totale capaciteit per technologie voldeed aan de capaciteitswaarden zoals gegeven door de <i>E[R]</i> studie. De verdeling werd gemaakt op basis van de TRANS-CP studie (DLR 2006), de resultaten van de <i>TradeWind studie</i> (EWEA 2009) en de nationale <i>Energy [R]evolution</i> scenario's.</p> <p>Wanneer de capaciteiten van HE-bronnen zoals voorzien in de <i>E[R]</i> studie onvoldoende bleken om aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen, werd additionele installatie van capaciteit van PV, wind en biomassa gesimuleerd. Er is niet beschreven hoe bepaald werd of het potentieel van PV, wind en biomassa wel voldoende is bij deze <i>nodes</i> om de additionele capaciteit te installeren.</p>								
Leercurves	<p><b>Tabel 19: Leerratio's <i>Battle of the grids</i> (Greenpeace 2010, blz. 34-37)</b></p> <table border="1" data-bbox="429 1003 1299 1205"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>Leerratio (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Solar PV</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Golf</td> <td>10-15%</td> </tr> <tr> <td>Getijde</td> <td>5-10%</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	Leerratio (%)	Solar PV	20%	Golf	10-15%	Getijde	5-10%
Technologie	Leerratio (%)								
Solar PV	20%								
Golf	10-15%								
Getijde	5-10%								
<i>Back-up</i> capaciteit	<p>De Greenpeace studie gaat ervan uit dat biomassa als <i>back-up</i> capaciteit wordt gebruikt. Hierbij wordt de jaarlijkse totale geproduceerde elektriciteit uit biomassa gelimiteerd als randvoorwaarde. De maximale jaarlijkse productie van bio-elektriciteit is gesteld op 420 TWh/jr in 2030 en 554 TWh/jr in 2050</p> <p>In de <i>Battle of the Grid</i> studie is er volgens het model onvoldoende <i>back-up</i> capaciteit beschikbaar om op elk tijdstip aan de elektriciteitsvraag te voldoen in de 2050 scenario's, uitgaande van de productiecapaciteit en elektriciteitsvraag uit het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>Energy [R]evolution</i>. Daarom wordt in deze scenario's de installatie van extra capaciteit gesimuleerd, waaronder dat van biomassacentrales. Vanwege de randvoorwaarde voor jaarlijkse elektriciteitsproductie uit biomassa, leidt de verhoogde geïnstalleerde capaciteit van biomassacentrales tot een lagere belasting factor (Tröster et al. blz. 20).</p>								
Kapitaalkosten	<i>Energy [R]evolution</i> studie van Greenpeace geeft de verwachte ontwikkelingen								

<sup>B1</sup> Het wereldwijde biomassapotentieel werd ontwikkeld (onder voorwaarden van de Greenpeace duurzaamheidscriteria) door het Duitse “Biomass Research Centre”.

**Bijlage 2.** Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

productietechnologieën

met betrekking tot de investeringskosten en de beheer en onderhoudskosten van technologieën voor elektriciteitsproductie (zie Tabel 20).

**Tabel 20: Investeringskosten *Energy [R]evolution* (euro<sub>2005</sub>/kW) (Greenpeace 2010, blz. 33)**

Technologie	Type	2015	2020	2030	2050
Biomassa (enkel elektriciteit)	Investeringskosten	2,029	2,015	1,967	1,925
Biomassa (WKK)	Investeringskosten	3,521	3,080	2,690	2,355
CSP	Investeringskosten	4,615	4,174	3,467	3,410
Geothermie (enkel elektriciteit)	Investeringskosten	9,000	7,600	4,300	3,180
Geothermie (WKK)	Investeringskosten	9,200	7,800	6,200	4,500
Golf/getijde	Investeringskosten	3,221	2,322	1,491	1,183
<i>Offshore</i> wind	Investeringskosten	1,821	1,274	1,208	1,080
<i>Onshore</i> wind	Investeringskosten	1,039	826	750	730
PV	Investeringskosten	2,160	1,470	850	611
Waterkrachtcentrale	Investeringskosten	2,370	2,443	2,553	2,726

**Tabel 21: Beheer en onderhoudskosten uit *Energy [R]evolution* (euro<sub>2005</sub>/kW/a) (Greenpeace 2010, blz. 33)**

Technologie	Type	2015	2020	2030	2050
Biomassa (enkel elektriciteit)	O&M	137	126	122	121
Biomassa (WKK)	O&M	288	224	195	171
PV	O&M	31	13	11	8
CSP	O&M	207	174	149	128
<i>Onshore</i> wind	O&M	42	37	36	34
<i>Offshore</i> wind	O&M	127	94	80	69
Geothermie (enkel elektriciteit)	O&M	461	354	310	275
Geothermie (WKK)	O&M	400	290	243	193
Golf/getijde	O&M	171	97	74	55
Waterkrachtcentrale	O&M	95	102	106	113

**Bijlage 2.** Greenpeace (2011), *Battle of the grids*– fact sheet

<p>Brandstofkosten</p>	<p>De studie <i>Energy [R]evolution</i> baseert zijn genomen ontwikkeling van de energieprijzen op het werk van <i>World Energy Outlook 2009</i>.</p> <p><b>Tabel 22: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen <i>Battle of the grids</i> (Greenpeace 2010, blz. 32)</b></p> <table border="1" data-bbox="432 432 1390 1137"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Eenheid</th> <th>Regio</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Olie</td> <td>euro<sub>2005</sub>/vat</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>91.5</td> <td>108</td> <td>124</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>euro<sub>2005</sub>/ton</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>96.1</td> <td>112</td> <td>118</td> <td>143</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>United States</td> <td>6.93</td> <td>8.85</td> <td>11.9</td> <td>15</td> <td>19.6</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>Europa</td> <td>11.6</td> <td>13.7</td> <td>16</td> <td>18.2</td> <td>21.5</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>Japan LNG</td> <td>13.3</td> <td>15.6</td> <td>18.1</td> <td>20.5</td> <td>24.3</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>OESO Europe</td> <td>6.8</td> <td>7.6</td> <td>8.3</td> <td>8.5</td> <td>8.7</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>OESO Pacific and North America</td> <td>3.1</td> <td>3.1</td> <td>3.6</td> <td>3.9</td> <td>4.3</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>euro<sub>2005</sub>/GJ</td> <td>Andere regio's</td> <td>2.9</td> <td>2.9</td> <td>3.3</td> <td>3.8</td> <td>4.1</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Eenheid	Regio	2015	2020	2030	2040	2050	Olie	euro <sub>2005</sub> /vat	Niet gespecificeerd	91.5	108	124			Kolen	euro <sub>2005</sub> /ton	Niet gespecificeerd	96.1	112	118	143		Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	United States	6.93	8.85	11.9	15	19.6	Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	Europa	11.6	13.7	16	18.2	21.5	Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	Japan LNG	13.3	15.6	18.1	20.5	24.3	Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Europe	6.8	7.6	8.3	8.5	8.7	Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Pacific and North America	3.1	3.1	3.6	3.9	4.3	Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	Andere regio's	2.9	2.9	3.3	3.8	4.1
Brandstof	Eenheid	Regio	2015	2020	2030	2040	2050																																																																		
Olie	euro <sub>2005</sub> /vat	Niet gespecificeerd	91.5	108	124																																																																				
Kolen	euro <sub>2005</sub> /ton	Niet gespecificeerd	96.1	112	118	143																																																																			
Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	United States	6.93	8.85	11.9	15	19.6																																																																		
Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	Europa	11.6	13.7	16	18.2	21.5																																																																		
Gas	euro <sub>2005</sub> /GJ	Japan LNG	13.3	15.6	18.1	20.5	24.3																																																																		
Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Europe	6.8	7.6	8.3	8.5	8.7																																																																		
Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Pacific and North America	3.1	3.1	3.6	3.9	4.3																																																																		
Biomassa	euro <sub>2005</sub> /GJ	Andere regio's	2.9	2.9	3.3	3.8	4.1																																																																		
<p>CO<sub>2</sub>-prijzen</p>	<p>De studie <i>Battle of the grids</i> maakt gebruik van het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>Energy [R]evolution</i> studie. Dit scenario vermeldt dat de projecties van de ontwikkeling van emissieprijsen nog onzekerder zijn dan de ontwikkeling van de energieprijzen en dat beschikbare studies met betrekking tot dit onderwerp een brede <i>range</i> in resultaten vertonen (Greenpeace 2010, blz. 32). Er wordt echter niet expliciet vermeld waar de aangenomen ontwikkeling van emissieprijsen in de <i>E[R]</i> studie vandaan komt.</p> <p><b>Tabel 23: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten <i>Energy [R]evolution</i> (Greenpeace 2010, blz. 32)</b></p> <table border="1" data-bbox="440 1675 1289 1890"> <thead> <tr> <th colspan="2">Eenheid</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>Dollar per ton CO<sub>2</sub></td> <td>10</td> <td>20</td> <td>30</td> <td>40</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>Dollar per ton CO<sub>2</sub></td> <td></td> <td>20</td> <td>30</td> <td>40</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Eenheid		2015	2020	2030	2040	2050	Emissierechten	Dollar per ton CO <sub>2</sub>	10	20	30	40	50	Emissierechten	Dollar per ton CO <sub>2</sub>		20	30	40	50																																																			
Eenheid		2015	2020	2030	2040	2050																																																																			
Emissierechten	Dollar per ton CO <sub>2</sub>	10	20	30	40	50																																																																			
Emissierechten	Dollar per ton CO <sub>2</sub>		20	30	40	50																																																																			

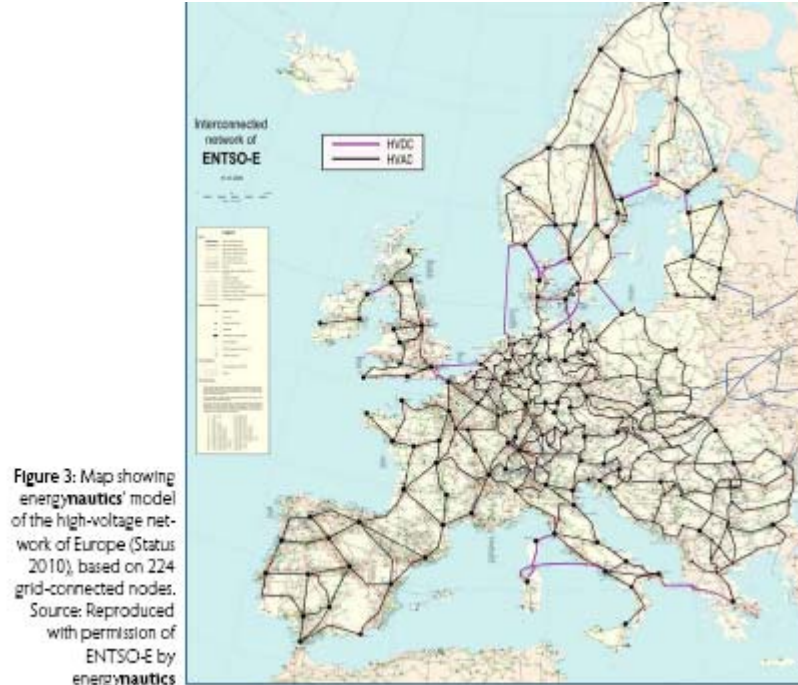
## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

Import en export elektriciteit	Volgens de analyse van <i>Energynautics</i> , in de Greenpeace studie <i>Battle of the grids</i> , is er na 2030 een significante uitbreiding aan productiecapaciteit op basis van HE-bronnen nodig, in vergelijking met het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>E[R]</i> studie, waarop de <i>Battle of the grids</i> studie zich baseert. Om hieraan te voldoen worden er twee scenario's uitgewerkt. In het <i>High Grid scenario</i> wordt aangenomen dat import van hernieuwbare elektriciteit (voornamelijk <i>Concentrated Solar Power</i> capaciteit) vanuit Noord-Afrika mogelijk is, met een importcapaciteit van 60 GW. De 60 GW limiet wordt aangenomen omdat meer import zou leiden tot te hoge kosten additionele nodige uitbreidingen van de transmissiecapaciteit (Tröster et al. 2011, blz. 48). In het <i>Low Grid scenario</i> wordt ervan uitgegaan dat er geen import van Noord-Afrika plaatsvindt (Tröster 2011, blz. 48).
Koolstofafvang en -opslag (CCS)	De studie <i>Energy [R]evolution</i> (waarop <i>Battle of the grids</i> zich baseert) heeft CCS technologie niet meegenomen in zijn analyse vanwege de late verwachte commerciële beschikbaarheid (niet voor 2030) en verwachte hoge kosten voor transport en opslaginfrastructuur van CO <sub>2</sub> (Greenpeace 2011, blz. 33).
Kernenergie	Er wordt ervan uit gegaan dat kernenergie tegen 2050 volledig uitgefaseerd is in Europa.
Biomassa	Greenpeace (2010) vermeldt dat de <i>Energy [R]evolution</i> studie een eerder voorzichtige aanpak kiest met betrekking tot het toekomstige gebruik, in Europa, van biobrandstoffen. Dit wegens de mogelijke risico's voor biodiversiteit en voedselvoorziening die gepaard gaan met het uitbreiden van energiegewassen voor de productie van biobrandstof <sup>82</sup> . Het is onduidelijk of de import van biomassa is meegenomen in de <i>E[R]</i> studie.  De <i>Energy [R]evolution</i> studie, die de capaciteiten voor HE-bronnen in Europa bepaalt voor de <i>Battle of the grids</i> studie, schetst een toekomstbeeld met een relatief lage inzet van biomassa. Echter, voor het 2050 scenario heeft <i>Energynautics</i> ervoor gekozen om meer biomassacapaciteit in hun 2050 scenario's aan te nemen. Deze capaciteit zou als <i>back-up</i> capaciteit dienen, die nodig is vanwege de additionele capaciteit van wind en zonne-energie. Ter vergelijking: in <i>E[R] Advanced Scenario</i> is de biomassacapaciteit in Europa in 2050 106.8 GW (Tröster et al. 2011, blz. 60), terwijl dit in het <i>Low Grid scenario</i> van <i>Energynautics</i> 360.50 GW is (Tröster et al. 2011, blz. 62).
<b>Modellering van het elektriciteitsnetwerk</b>	
Bevoorradingszekerheid	In de studie van Greenpeace wordt een extreem scenario gesimuleerd om te verzekeren dat het netwerk robuust genoeg is. Hiervoor heeft <i>Energynautics</i> gekozen voor een scenario van een strenge winter met een hoge vraag, weinig productie van zonne-energie in de meeste delen van Europa en weinig productie van windenergie in Centraal- en Noord-Europa (Tröster et al. 2011, blz. 14-15).  Voor de simulatie van het extreme scenario werd weerdata van januari 1997 gebruikt (Tröster et al. 2011, blz. 15).

<sup>82</sup> Het wereldwijde biomassapotentieel werd ontwikkeld (onder voorwaarden van de Greenpeace duurzaamheidscriteria) door het Duitse "Biomass Research Centre".

Transmissienet-  
werk tussen  
landen

In Tröster et al. (2011) onderzoekt *Energynautics* de delen van het elektriciteitsnetwerk die moeten worden versterkt om de beoogde hoeveelheid HE-elektriciteit volgens het *Advanced Scenario* van de *Energy [R]evolution* studie aan te kunnen. In hun model worden de transmissielijnen in Europa geaggregeerd tot connecties tussen 224 *nodes*. Deze *nodes* zijn de punten waar de lijnen aansluiten op het distributienetwerk (Tröster et al, blz. 17).



**Tabel 24: Modellering transmissienetwerk (Tröster et al. 2011, blz. 16)**

Op basis van de gegeven potentiëlen voor de verschillende HE-bronnen voor 2030 en 2050 uit de *E[R]*studie, werd er eerst voor 2030 op basis van het netwerkmodel van *Energynautics* bepaald waar benodigde capaciteitsuitbreidingen nodig zijn<sup>83</sup>. Vervolgens werd er bepaald hoeveel extra capaciteitsuitbreidingen er aan het net nodig zijn om de beoogde 97% HE-aandeel in elektriciteitsproductie in 2050 te halen.

Het model toont aan welke transmissielijnen over onvoldoende capaciteit beschikken om de elektriciteit te transporteren. Deze kunnen in de simulatie vervolgens worden versterkt. Enkel "node to node" versterkingen worden meegenomen in de analyse. Na nogmaals de simulatie door te lopen wordt de duurste versterking verwijderd, waarna de simulatie weer wordt gerund om te zien of het netwerk ondanks het weghalen van de versterking nog steeds voldoende capaciteit heeft. Daarna wordt wederom de duurste versterking verwijderd en de simulatie opnieuw gedaan. Dit wordt herhaald tot een minimale hoeveelheid versterkingen overblijft (Tröster et al. 2011, blz. 15).

Er wordt in het model voorrang gegeven aan het gebruik van versterkingen van het *High Voltage Alternating Current* (HVAC) systeem, waarbij er gebruik wordt

<sup>83</sup> Om het netwerk te optimaliseren tot 2030 worden er versterkingen aan het net verwijderd/toegevoegd tot de kosten van verdere additionele versterkingen gelijk is aan de kosten die worden vermeden doordat minder elektriciteit verloren gaat door "curtailment" (Tröster et al., blz. 24).

## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

	<p>gemaakt van het bestaand netwerk. Het model limiteert de mogelijke versterking per route tot drie keer de huidige capaciteit. Bij verdere nood van transport van elektriciteit wordt gebruikt gemaakt van <i>High Voltage Direct Current</i> (HVDC) connecties (Tröster et al. 2011, blz. 25).</p> <p>Met betrekking tot de elektriciteit die in Zuid-Europa of de Noordzee wordt opgewekt, wordt ervan uitgegaan dat HVDC lijnen de elektriciteit direct van de plek van productie naar de plek van consumptie transporteren. Dit in plaats van het uitbreiden van het lokale HVAC netwerk, waar normaal gesproken in het model voorrang aan wordt gegeven (Tröster et al. 2011, blz. 24).</p> <p>De import van elektriciteit uit Noord-Afrika in het <i>High Grid scenario</i> heeft een limiet van 60 GW, omdat anders de kosten voor de nodige netwerkuitbreidingen te hoog zouden worden (Tröster et al. 2011, blz. 24).</p> <p>De studie richt zich niet op dynamische problemen of problemen met betrekking tot "<i>voltage stability</i>" (Tröster et al. 2011, blz. 13).</p>
Transmissienetwerk intern	Het transmissienetwerk binnen de regio's is niet expliciet gemodelleerd (Greenpeace 2011, blz.12).
Distributienetwerk	In de <i>Battle of the grids</i> studie van Greenpeace is het distributienetwerk niet specifiek gemodelleerd (Tröster et al. 2011, blz. 12).
Opslagtechnologie	<p>In de <i>Battle of the grids</i> studie van Greenpeace zijn voor het 2030 scenario, simulaties gemaakt met grotere opslagcapaciteiten en opslagvermogen. Echter, de invloed op het <i>curtailen</i> van hernieuwbare energie was klein, omdat het grootste <i>curtail</i> probleem (<i>offshore</i> wind) er niet door opgelost werd. Het probleem hierbij is dat de transport capaciteit naar het vasteland te klein is (Tröster et al. 2011, blz. 31 t/m 33).</p> <p>Verder is er onderzocht wat de invloed van de opslagcapaciteit van elektrische voertuigen (EV) is op de benodigde capaciteitsuitbreidingen van het net. Er wordt niet vermeld hoeveel procent van het wagenpark zal bestaan uit EV in de scenario's, maar wel dat voor 2030 het model de ontwikkelingsdoelstellingen van de Duitse regering gebruikt om de marktpenetratie te schatten<sup>84</sup> (Tröster et al. 2011, blz. 23). De impact van het gebruik van de opslagcapaciteit van de EV op de benodigde capaciteitsuitbreidingen van het transmissienet waren volgens de analyse echter zo klein dat <i>Energynautics</i> dit niet verder heeft onderzocht in hun scenario's. Tröster et al. (2011) merkt echter op dat de impact op het distributienet waarschijnlijk groter zou zijn. Voor 2050 wordt verwacht dat het gebruik van opslagtechnologie, pompcentrales (Tröster et al. 2011, blz. 21), en DSM toe te nemen. Om deze verschillende aspecten te simuleren in het profiel van de elektriciteitsvraag laat het model een verlaging of verhoging van de elektriciteitsvraag (DSM-effect) toe van 15% in 2050 voor het <i>Low Grid scenario</i> (Tröster et al. 2011, blz. 48) en 30% voor het <i>High Grid scenario</i> (Tröster et al. 2011, blz. 49). Voor de modellering tot 2030 wordt 10% DSM toegepast (Tröster et al. 2011, blz. 26).</p>
Verliezen van het net	Het <i>Advanced Scenario</i> van de <i>Energy [R]evolution</i> geeft de distributieverliezen van het elektriciteitstransport (Tröster et al. 2011, blz.18). Het is niet duidelijk hoe deze transportverliezen zijn meegenomen in de berekeningen van de <i>Battle of the grids</i> studie.

<sup>84</sup> Het is onduidelijk of deze aanpak van het schatten van de marktpenetratie van EV overeenkomt met de aannames over het aandeel van EVs van het wagenpark volgens het *Advanced Scenario* van de *E[R]* studie (14% in 2030 62% in 2050 volgens Greenpeace (2011))



## Bijlage 2. Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

<p>Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën</p>	<p>De aannames voor de investeringskosten van het transmissienetwerk zijn hieronder gegeven.</p> <p><b>Tabel 25: Aannames kosten kabels en luchtlijnen</b></p> <table border="1" data-bbox="440 383 1331 725"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>Type kosten</th> <th>Kosten</th> <th>Eenheid</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HVAC (luchtlijn)</td> <td>Variabele kosten</td> <td>400</td> <td>euro<sub>2010</sub>/MW/km</td> </tr> <tr> <td>HVDC (kabel)</td> <td>Vaste kosten</td> <td>150,000</td> <td>euro<sub>2010</sub>/MW</td> </tr> <tr> <td>HVDC (kabel)</td> <td>Variabele kosten</td> <td>1,500</td> <td>euro<sub>2010</sub>/MW/km</td> </tr> </tbody> </table> <p>Er is geen informatie beschikbaar in de studie van Greenpeace over de kosten van opslagtechnologieën (pompcentrales).</p>	Technologie	Type kosten	Kosten	Eenheid	HVAC (luchtlijn)	Variabele kosten	400	euro <sub>2010</sub> /MW/km	HVDC (kabel)	Vaste kosten	150,000	euro <sub>2010</sub> /MW	HVDC (kabel)	Variabele kosten	1,500	euro <sub>2010</sub> /MW/km
Technologie	Type kosten	Kosten	Eenheid														
HVAC (luchtlijn)	Variabele kosten	400	euro <sub>2010</sub> /MW/km														
HVDC (kabel)	Vaste kosten	150,000	euro <sub>2010</sub> /MW														
HVDC (kabel)	Variabele kosten	1,500	euro <sub>2010</sub> /MW/km														
<p><b>Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten</b></p>																	
<p>Banen</p>	<p>Het is niet beschreven in Greenpeace (2010) hoe de banenmarkt gemodelleerd is. Er wordt enkel vermeld dat het model dat gebruikt wordt een "<i>classical bottom-up</i>" model is waarin de invloed van de implementatie van HE technologieën op investeringen en werkgelegenheid zijn meegenomen (Greenpeace 2010, blz. 38).</p> <p>De resultaten van de <i>Battle of the grids</i> studie zouden eigenlijk moeten worden ingevoerd in de <i>Energy [R]evolution</i> studie, om de totale economische kosten, het scheppen van banen en interactie van de elektriciteitssector met de andere sectoren te bepalen. Verdere integratie van dynamische modellering en marktscenario's tussen de twee Greenpeace studies zou leiden tot optimalisatie van de economische kosten (Greenpeace 2011, blz. 19).</p>																
<p>Milieu</p>	<p>Greenpeace analyseert de vermeden hoeveelheid uitstoot van broeikasgasemissies in Europa (Greenpeace 2011, blz. 8).</p> <p>De mogelijke potentiële gevaren van gebruik van niet-conventionele fossiele brandstoffen, zoals "<i>shale gas</i>" en "teerzanden", en de risico's van kernafval worden besproken. Het verschil met betrekking tot deze gevaren tussen de <i>[R]evolution/Advanced [R]evolution</i> scenario's en het referentiescenario worden niet besproken (Greenpeace 2011, blz. 11, 20 en 21).</p> <p>De invloed van HE-technologieën op de uitstoot van SO<sub>x</sub> en NO<sub>x</sub> worden niet meegenomen.</p>																
<p>Afhankelijkheid import energie</p>	<p>De invloed van de transitie naar <i>low-carbon</i> technologieën in de elektriciteitssector op de afhankelijkheid van import van fossiele brandstoffen wordt niet geanalyseerd.</p>																

**Bijlage 2.** Greenpeace (2011), Battle of the grids– fact sheet

## Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

### Roadmap 2050 –Samenvatting studieresultaten

Doel
<p>De <i>Roadmap 2050</i> van ECF heeft als doel 1) het bestuderen van de technologische en economische haalbaarheid van het verminderen van de BKG-emissies in Europa in 2050 met 80% ten opzichte van het niveau in 1990, bij gelijkblijvende (of verbeterde) levenskwaliteit, economische groei, en betrouwbaarheid van de energie- en elektriciteitsvoorziening, 2) het bepalen van de impact van deze veranderingen op het Europese energiesysteem gedurende de komende 5 tot 10 jaar (ECF 2010, blz. 6).</p>
Resultaten
<p>In 2050 kan Europa de beoogde vermindering van 80% BKG-emissies ten opzichte van het niveau van 1990 bereiken. Dit is enkel mogelijk met een bijna volledig CO<sub>2</sub>-neutrale elektriciteitsvoorziening. Dit kan worden bereikt met behulp van technologieën die reeds beschikbaar zijn, in combinatie met een uitbreiding van het trans-Europese elektriciteitsnetwerk.</p> <p>Hogere penetratie van hernieuwbare energiebronnen vereisen een <i>shift</i> in de aanpak van planning en de werking van transmissiesystemen. Investerings in technologieën die helpen de elektriciteitsvraag meer flexibel te maken en helpen de deze vraag af te stemmen met de elektriciteitsvoorziening, kunnen de systeemkosten en problemen gerelateerd aan grootschalige implementatie van hernieuwbare energiebronnen sterk verlagen. Verder is de uitbreiding van de interregionale netwerkcapaciteit van belang om beter gebruik te kunnen maken van lage koolstof technologieën op de momenten dat deze beschikbaar zijn. De interregionale uitwisseling van elektriciteit moet zich verder ontwikkelen van de rol van minimale uitwisseling en het delen van reserves tussen landen, tot het significant uitwisselen van energie tussen regio's. Hierdoor kan elektriciteitsproductie uit intermitterende productiecapaciteit meer verdeeld worden over een groter geografisch gebied en <i>curtailing</i> tot een minimum kan worden beperkt. De beheersing en planning van het elektriciteitsnetwerk moet worden uitgevoerd over een grotere regio dan tegenwoordig het geval is (ECF 2010, blz. 11).</p> <p>Een grote uitdaging is de voorziening van regelbare capaciteit met een lage belastingfactor, voor bijvoorbeeld de winter wanneer er minder zonne-energie is en de elektriciteitsvraag hoog is. De studie toont dat er een <i>back-up</i> capaciteit van ongeveer 10% tot 15% van de totale productiecapaciteit nodig zal zijn. Mogelijke technologische opties hiervoor zijn: gasturbines (<i>open-cycle gas turbines</i>), biomassa/biogas centrales, en elektriciteitsproductie op basis van waterstof (ECF 2010, blz. 12).</p> <p>De kosten voor elektriciteitsproductie, evenals de vooruitzichten inzake de algemene economische groei, zijn volgens de analyse van ECF vergelijkbaar voor het referentiescenario en de decarbonisatiescenario's die de 80% BKG-emissie doelstelling bereiken, onder de aannames: 1) leercurves voor de technologieën genomen zoals volgens industriële consensus, 2) meer maatregelen in de rest van de wereld om BKG-emissies terug te dringen, 3) marktvraag naar lage koolstof investeringen, 4) IEA projecties voor prijzen van fossiele brandstoffen, 5) sterke uitbreiding van interconnecties tussen verschillende regio's in Europa, 6) een gemiddelde CO<sub>2</sub>-prijs van tenminste 20-30 euro<sub>2010</sub> per tCO<sub>2</sub>eq. gedurende 40 jaar. Verder zal de transformatie van de Europese elektriciteitssector leiden tot economische en duurzaamheidsverbeteringen en tevens</p>

een verbetering in het stabiliseren en veiligstellen van de Europese energievoorziening (ECF 2010, blz. 9).

Het bereiken van de 80% CO<sub>2</sub>-reductie doelstelling vereist een verschuiving van investeringen in de richting van lage koolstof energieproductie, *smart grids*, elektrische voertuigen en warmtepompen. Deze investeringen zullen leiden tot lagere operationele kosten in vergelijking met het referentiescenario. Om deze kapitaalverschuiving te bereiken zijn er veranderingen in de regelgeving nodig (bv. voor het verschaffen van effectieve investeringsstimulansen voor kapitaalintensieve productiecapaciteit en transmissiecapaciteit), evenals publieke steun (draagvlak).

De specifieke elektriciteitskosten in de decarbonisatiescenario's kunnen, gedurende de periode 2010-2050, ongeveer 10-15% hoger zijn dan in het referentiescenario (exclusief CO<sub>2</sub>-prijs). De algemene energiekosten dalen echter in de decarbonisatiescenario's met ongeveer 20-30% gedurende deze periode ten opzichte van het referentiescenario. Dit is voornamelijk het gevolg van een toename in energie-efficiëntie en een *shift* van olie en gas naar elektriciteit, in de transportsector en residentiële sector (ECF 2010, blz. 12).

De investeringen in productiecapaciteit in de onderscheiden scenario's bedragen niet meer dan 1% van het jaarlijks BBP gedurende de gehele periode tot 2050. De gevolgen voor de energiesector zijn evenwel enorm, door de grote verschuiving van investeringen in de kolen-, gas- en oliesector naar de hernieuwbare sector. Gas speelt voor de transitie een grote rol (ECF 2010).

De groei in BBP is lichtelijk hoger in de decarbonisatiescenario's. In de periode 2010 tot 2020 daalt de groei van BBP wel even ten opzichte van het referentiescenario door de hogere elektriciteitskosten. De veranderingen in het energiesysteem leiden tot een verschuiving van banen. In de olie-, gas- en kolensector dreigt een verlies van banen terwijl er, in de sectoren gelinkt aan hernieuwbare energie en energie-efficiëntie, een toename aan banen is (ECF 2010).

#### **Informatie over de resultaten op Belgisch niveau**

Er is geen informatie op Belgisch niveau beschikbaar in het rapport.

#### **Beleid**

ECF (2010) geeft de volgende adviespunten met betrekking tot beleid (ECF 2010, blz. 16 en 17):

Innovatieve programma's zijn nodig om de informatiebarrières en transactiekosten te verlagen met betrekking tot energie-efficiëntie maatregelen en om investeringskapitaal voor deze efficiëntietechnologieën vrij te maken;

Steun voor de verdere ontwikkeling (R&D) van lage koolstof technologieën is nodig om de specifieke productiekosten van de technologieën te verlagen;

Effectieve regulering van het transmissie- en distributienetwerk, de ontwikkeling van een regionale geïntegreerde aanpak om het netwerk en de markt te organiseren en in werking te houden, en de steun van *stakeholders* is nodig, om het met elkaar verbinden van de regionale netwerken succesvol te laten verlopen;

Regelgeving voor het grootschalig invoeren van warmtepompen moet al in de komende jaren worden ingevoerd in het energie-efficiëntiebeleid;

Er moet meer vastheid en duidelijkheid worden gecreëerd met betrekking tot regelgeving en doelstellingen voor hernieuwbare energie en energie-efficiëntie, ten

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

einde investeerders genoeg vertrouwen te geven om in de duurzame sector te investeren.

#### Roadmap 2050 – Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden

Algemene uitgangspunten van de studies	
BKG-emissiedoelstelling	<p>De studie <i>Roadmap 2050</i> van ECF gaat in zijn referentiescenario uit van een BKG-emissiedoelstelling in 2020 in Europa van 20% vermindering ten opzichte van het niveau in 1990. ECF gaat er in het referentiescenario van uit dat het 20-20-20 klimaatpakket wordt uitgevoerd (ECF 2010, blz. 31). Voor de decarbonisatiescenario's gaat ECF ervan uit dat in 2050 het BKG-niveau 80% lager ligt in Europa dan het niveau in 1990.</p> <p>De doelstelling moet bereikt worden door vermindering van BKG-emissies binnen Europa. Met andere woorden <i>offset</i>, door BKG-emissies buiten Europa te besparen, is in deze studie niet toegestaan (ECF 2010, blz. 6).</p>
Regio	<p>De studie heeft betrekking op de EU27, Noorwegen en Zwitserland.</p> <p>In het 100% HE scenario wordt er rekening gehouden met de import van elektriciteit vanuit Afrika.</p>
Periode	<p>2010-2050</p> <p>De <i>Roadmap 2050</i> studie geeft richtlijnen over de benodigde activiteiten in de gekozen periode. De meeste resultaten worden gegeven voor het jaar 2050. De studie geeft ook van bepaalde aspecten de resultaten voor de jaren tussen 2010 en 2050</p>
Rentevoet	<p>Een "<i>Weighted Average Cost of Capital</i>" (WACC) van 7% (reëel) na belastingen wordt gebruikt (ECF 2010, blz. 68). Er staat in de studie niet vermeldt of er een differentiatie wordt gemaakt tussen verschillende soorten investeerders (bijvoorbeeld tussen huishoudens en industriële actoren).</p>
Sectoren en energie-systeem	<p>De studie richt zich voornamelijk op de elektriciteitssector en op elektriciteit. De andere sectoren zijn tot op zekere hoogte wel meegenomen, en ook warmte en transportbrandstoffen, maar zij worden minder besproken.</p>
Klimaatbeleid gekozen regio	<p>Voor het referentiescenario van de ECF studie wordt het volgende Europese klimaatbeleid meegenomen (ECF 2010d, paragraaf 1.4):</p> <p>EU-ETS: De studie gaat ervan uit dat er vanaf 2012 koolstofprijzen zijn voor de industrie-, elektriciteits-, en vliegsector. Er wordt aangenomen dat het EU-ETS systeem niet verder wordt uitgebreid naar de overige sectoren. Verder wordt er geen maximale of minimale koolstofprijz vastgesteld;</p> <p>20-20-20 pakket: Het Europese energie- en klimaatpakket wordt uitgevoerd. Dit houdt in dat de Europese BKG-emissies met 20% worden verminderd tegen 2020 ten opzichte van het niveau van 1990, dat het aandeel duurzame energie</p>

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

	<p>20% zal zijn tegen 2020, dat BKG-emissies in de ETS sector met 21% worden verminderd ten opzichte van het niveau in 2005 tegen 2020, en dat er een aandeel van 10% zal zijn voor alternatieve brandstoffen in transport. Er wordt geen limiet gesteld op "offsetting" van BKG-emissies. Verder wordt er een limiet gesteld op het opsparen ("banking") van emissierechten en mag er geen opsparen plaatsvinden na 2030;</p> <p>Efficiëntie: De doelstellingen van het energie- en klimaatpakket worden deels bereikt door energie-efficiëntiemaatregelen. Er worden echter geen verdere efficiëntiemaatregelen uitgevoerd, zelfs niet wanneer deze maatregelen een positieve "netto present value" (NPV) hebben;</p> <p>Transport: Gemiddelde CO<sub>2</sub>-emissies van nieuwe voertuigen zal van 160 naar 120 g/km gaan tussen 2012 en 2016. Gebruik van elektrische voertuigen, waterstof en bio-brandstoffen blijft beperkt tot de 10% doelstelling zoals vastgesteld in het Europese energie- en klimaatpakket;</p> <p>CCS: Pilotprojecten voor deze technologie worden gesteund volgens de principes van de "Hokkaido-Toyako Summit". Verder is er een Europees steunpakket voor CCS (ongeveer 1 miljard euro). Er wordt geen grootschalige implementatie van CCS meegenomen in het referentiescenario.</p>
<p>Klimaatbeleid rest van de wereld</p>	<p>De ECF studie <i>Roadmap 2050</i> gaat uit van een wereldwijd engagement om BKG-emissies te verminderen. Europa neemt hierbij weliswaar een leidende rol op, maar de rest van de wereld volgt om gezamenlijk niet de 450 CO<sub>2</sub>eq concentratie te overschrijden, die volgens berekeningen van het IPCC leiden tot een gemiddelde wereldwijde stijging in temperatuur van 2 graden Celsius (ECF 2010, blz. 25). Er wordt ervan uitgegaan dat er een wereldwijde koolstofmarkt ontstaat, en dat de kosten van hernieuwbare energietechnologieën omlaag worden gedreven door wereldwijde implementatie in combinatie met Europese investeringen (ECF 2010d, Exhibit <i>Appendix F-5</i>).</p> <p>De wereldwijde inzet op het verminderen van BKG-emissies is een belangrijke factor met betrekking tot de macro-economische effecten van inzetten op <i>low-carbon</i> technologieën.</p>
<p>Betrokkenheid van stakeholders</p>	<p>Er was tijdens de voortgang van de studie overleg met <i>stakeholders</i> voor onder andere <i>feedback</i> over de technologische aspecten. Verder geeft de studie aan dat er een "intensief proces voor het betrekken van publieke <i>stakeholders</i>, met brede communicatiemiddelen" heeft plaatsgevonden.</p>
<p><b>Opzet van de scenario's</b></p>	
<p>Aantal scenario's: 4 scenario's (+ 1 referentiescenario)</p> <p>De <i>Roadmap 2050</i> studie heeft vier scenario's plus een referentiescenario. Er zijn drie scenario's die als hoofdvoorwaarde een vermindering van de BKG-emissies van 80% in 2050 ten opzichte van het niveau in 1990 hebben (de zogenaamde decarbonisatiescenario's). Voor elk van deze scenario's heeft ECF een combinatie aan technologieën gekozen met een variërend aandeel in hernieuwbare energiebronnen in de totale elektriciteitsproductie<sup>85</sup>, met name van respectievelijk 40%, 60%, en 80%. Verder is er nog een vierde scenario uitgewerkt, waarin de volledige elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie bestaat (het zogenaamde 100% HE scenario). Voor het 100% HE scenario zijn enkel de betrouwbaarheid van het systeem, de benodigde uitbreiding van het netwerk en de specifieke productiekosten van elektriciteitsproductie bepaald. Voor de andere scenario's zijn o.a.</p>	

<sup>85</sup> Er staat niet in de studie aangegeven of het de bruto of de netto elektriciteitsproductie betreft

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

<p>ook de betrouwbaarheid van de levering van elektriciteit en de invloed van <i>smart grids</i> bepaald.</p>	
<p><b>Modellering van de elektriciteitsvraag</b></p>	
<p>Modellering elektriciteitsvraag en profiel</p>	<p>Het model verdeelt het gebied bestaande uit EU27, Noorwegen en Zwitserland in negen regio's. De elektriciteitsvraag voor elke regio wordt per uur gemodelleerd (ECF 2010, blz. 54). De verdeling van het jaarlijkse energieverbruik per regio komt uit PRIMES (ECF 2010, blz. 31). Het profiel van de elektriciteitsvraag per regio is ontwikkeld door het gebruiken van historische vraagprofielen die gecreëerd zijn voor elke regio op basis van landspecifieke data. De seizoengebondenheid van deze profielen is aangepast om de invloed van energie-efficiëntie maatregelen, toename van elektrische verwarming en toename van gebruik van EV weer te geven (ECF 2010, blz. 54).</p>
<p>Aannames economische groei</p>	<p>De studie van ECF <i>Roadmap 2050</i>, voorziet een groei in BBP van 1.8% per jaar. Dit is in overeenkomst met de projecties van het <i>International Energy Agency</i> (IEA). De verwachte groei van de individuele sectoren en regio's is gebaseerd op werk van Oxford Economics en <i>WEO 2009</i>.</p> <p>De ECF studie gebruikt als macro-economisch model het Europese model dat is ontwikkeld door <i>Oxford Economics</i>. Het is een "<i>general equilibrium</i>" model dat zich richt op de aanbodkant en de energiesector. Het is meer geschikt voor lange-termijn analyses, dan voor korte-termijn analyses (ECF 2010d, paragraaf 1.1).</p> <p>Als <i>output</i> geeft het model het bruto-binnenlands-product (BBP), de onderlinge verdeling van het BBP over de verschillende sectoren, de concurrentiepositie van de EU, de algemene energieprijzen en de werkgelegenheid.</p> <p>De volgende <i>input</i>aannames relevant voor de economische groei zijn genomen in de ECF studie:</p> <p>Elektriciteitskosten in het referentiescenario en decarbonisatiescenario's: de "<i>levelised costs of electricity</i>" zijn genomen uit het McKinsey "<i>generation model</i>". De invloed van de investeringen in de decarbonisatiescenario's leiden tot veranderingen in de elektriciteitskosten en -prijzen. Deze heeft invloed op de <i>output</i> van de verschillende eindsectoren. De <i>output</i>elastischeit ten opzichte van veranderingen in de elektriciteitsprijs is afgeleid van de <i>input-output</i> matrix van het model, die is geïntegreerd in het macro-economische model en gekalibreerd met behulp van historisch econometrisch materiaal per sector (ECF 2010d, paragraaf 1.3.3);</p> <p>Export van "<i>clean tech</i>": aanname dat 50% van de <i>clean tech</i> buiten Europa vanuit Europa wordt geïmporteerd tot 2020. Na 2020 daalt dit tot slechts 10%;</p> <p>Investeringen in hernieuwbare energie in de rest van de wereld: deze worden gebaseerd op het investeringsniveau van het 450 scenario van IEA's <i>WEO 2009</i> tot 2030.</p>
<p>Gebruik van energie-efficiëntie</p>	<p>Voor het referentiescenario wordt er gebruik gemaakt van energie-intensiteiten en de broeikasgasemissietrends zoals geprojecteerd in <i>WEO 2009</i>. Deze trends zijn geëxtrapoleerd van 2030 tot 2050 (ECF 2010, blz. 27).</p> <p>Voor de elektriciteitsvraag gaat de <i>Roadmap 2050</i> ervan uit dat de energie-efficiëntiemaatregelen, zoals geïdentificeerd in de studie <i>McKinsey 2030 Global GHG Abatement Cost Curve for Europe</i>, alle zijn uitgevoerd (het uitgangspunt is dus ook dat de marktpenetratie van de maatregelen tussen 2030-2050</p>

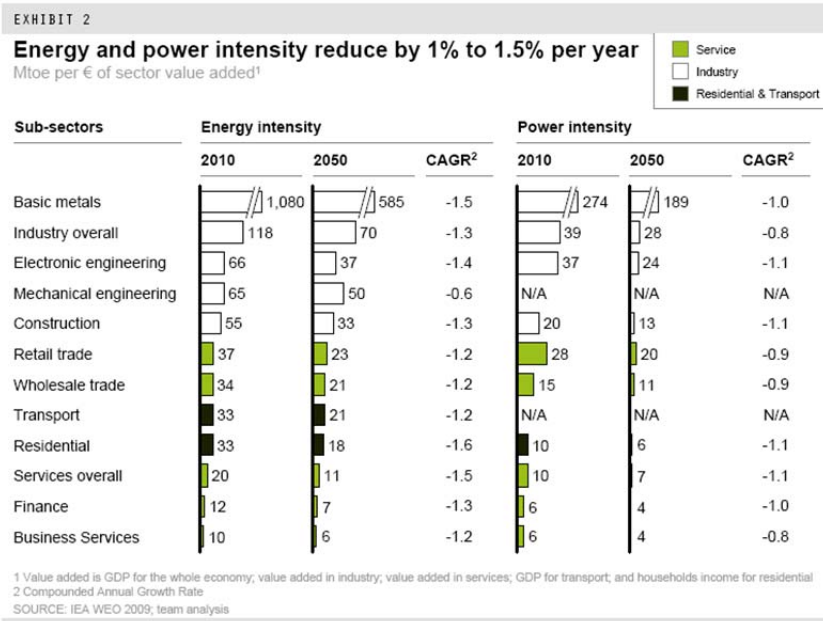
### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

verder toeneemt). Dit houdt in dat er een sterke invoer van efficiëntiemaatregelen plaatsvindt in gebouwen, industrie, transport, elektriciteitsproductie, landbouw etc.

Gebruik van fossiele brandstoffen in gebouwen wordt vervangen door elektriciteit. In de transportsector worden fossiele brandstoffen vervangen door elektriciteit en andere lage koolstof technologieën (bijvoorbeeld 2<sup>e</sup> generatie biobrandstoffen) (ECF 2010, blz. 10). In het referentiescenario daalt de energie-intensiteit van processen die elektriciteit gebruiken met ongeveer 1% per jaar.

In de decarbonisatiescenario's wordt de elektriciteitsvraag in gebouwen, door efficiëntiemaatregelen in Europa, met 950 TWh verminderd in 2050. In de industrie wordt er 450 TWh bespaard. Echter, door de *switch* in brandstofgebruik in de transport-, residentiële en industriële sector, eindigt het elektriciteitsverbruik in 2050, ondanks de verbeteringen in energie-efficiëntie, hoger in de decarbonisatiescenario's (4,900 TWh) dan in het referentiescenario (4,800 TWh) (ECF 2010, blz. 48).

De ontwikkeling in energie-intensiteiten van de verschillende sectoren staan weergegeven in Figuur 7.



**Figuur 7: Energie-intensiteit verschillende sectoren ( ECF 2010, blz. 32)**

Er is geen gedetailleerde informatie in de studie gegeven met betrekking tot de individuele energie-efficiëntiemaatregelen.

Andere manieren om energie te besparen (zoals gedragsveranderingen) zijn expliciet buiten de *scope* van de studie gelaten.

Kosten energie-efficiëntie

De ECF studie geeft geen gedetailleerde beschrijving van de kosten van de individuele energie-efficiëntiemaatregelen die in de modellering zijn opgenomen. De studie verwijst daarentegen naar een studie van McKinsey (McKinsey 2009a) waarop de karakteristieken en kosten met betrekking tot de



### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

	<p>efficiëntiemaatregelen zijn gebaseerd.</p> <p>Een schatting van de totale investeringen voor efficiëntiemaatregelen wordt wel gegeven in de studie (ECF 2010, blz. 15).</p>
Rol elektrische voertuigen	<p>De decarbonisatiescenario's in ECF's <i>Roadmap 2050</i> gaan uit van een toename in elektrische voertuigen, biobrandstoffen en voertuigen op waterstof. In het begin bestaat, volgens de gehanteerde scenario's, het aandeel van elektrische voertuigen voornamelijk uit hybrides. Later wordt het aandeel EV echter gedomineerd door herlaadbare hybrides en volledig elektrische wagens. In 2050 bestaat ongeveer 16% van het wagenpark uit herlaadbare hybrides en 50% uit volledig elektrische wagens (Gebaseerd op exhibit 7 uit ECF 2010, blz.43).</p> <p>ECF (2010) gaat ervan uit dat na 2020 de <i>shift</i> naar elektrische auto's accelereert waardoor een S-curve ontstaat in de gerelateerde elektriciteitsvraag (ECF 2010, blz. 48).</p>
Rol warmtepompen	<p>De studie gaat ervan uit dat warmtepompen een gemiddeld COP niveau van ongeveer 4 bereiken tegen 2050 (ECF 2010, blz. 43).</p> <p>De <i>shift</i> van verwarmen en koelen van gebouwen door warmtepompen vereist een extra 500 TWh per jaar aan elektriciteit (ECF 2010, blz. 44).</p> <p>ECF (2010) gaat ervan uit dat de marktpenetratie van warmtepompen in gebouwen en industrie lineair zal zijn tot 2050 (ECF 2010, blz.48).</p>
Rol <i>demand side management</i>	<p>In de <i>Roadmap 2050</i> studie van ECF kan 20% van de dagelijkse nodige elektriciteit in de verschillende scenario's worden verschoven door DSM (ECF 2010, blz. 55).</p>
<b>Modellering van het elektriciteitsaanbod</b>	
Technologieën	<p>De volgende elektriciteitsproductietechnologieën zijn meegenomen: kolencentrale (met en zonder CCS), gascentrale (met en zonder CCS), kerncentrale, wind (<i>onshore</i> en <i>offshore</i>), PV zonnepanelen, CSP, biomassa, geothermie, waterkrachtcentrale, <i>enhanced</i> geothermie (enkel in 100% HE scenario).</p>
Modellering	<p>Onder andere het <i>McKinsey Power Generation Model</i> is gebruikt (EC 2011h, blz. 110).</p> <p>Om robuuste scenario's te ontwikkelen wordt in de decarbonisatiescenario's (behalve in het 100% HE scenario) geen import van HE-electriciteit buiten Europa toegestaan, en enkel HE-technologieën gebruikt die reeds ontwikkeld zijn (behalve <i>enhanced</i> geothermie in het 100% HE scenario)<sup>86</sup>.</p> <p>In de ECF studie <i>Roadmap 2050</i> wordt de technologiemix van de elektriciteitsproductie exogeen per scenario vastgesteld. De technologiemix is dusdanig vastgesteld dat het een "robuust" elektriciteitssysteem weergeeft; de technologiemix is niet sterk afhankelijk van de doorbraak van een enkele technologie. De technologiemix bevat een aandeel van hernieuwbare energiebronnen tussen de 40% en 100%, een aandeel van kernenergie tussen</p>

<sup>86</sup> Er wordt wel vermeld dat potentiële andere bronnen van groene stroom zijn: geothermische bronnen in Turkije en IJsland, zonne-energie in het Midden-Oosten, zonne- en windenergie in Noord-Afrika en biomassa uit Rusland en Ukraine.

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

	<p>de 0% en 30% en een aandeel fossiele energie (inclusief CCS) van 0% tot 30%. In het 100% HE scenario wordt verder uitgegaan van een aandeel van de elektriciteitsproductie door import van CSP uit Noord-Afrika van 15% en een aandeel van <i>enhanced</i> geothermie van 5% (ECF 2010, blz.74). CCS wordt niet toegepast bij biomassa-installaties in de ECF scenario's. Verder wordt er geen vervroegde uittreding van de bestaande productiecapaciteit verwacht (alle centrales treden uit dienst volgens de aangenomen levensduur en de datum waarop zij gebouwd zijn).</p>																								
<p>Maximale potentieel elektriciteitsproductie en capaciteit</p>	<p>In de <i>Roadmap 2050</i> van de ECF is er rekening gehouden met de limieten van de toeleveringsketens van HE-technologieën. Zo wordt de groei van de PV industrie beperkt tot 20% per jaar en wordt het biomassapotentieel beperkt tot het geïdentificeerde duurzame potentieel in Europa. De hoeveelheid beschikbare biomassa voor Europa wordt gelimiteerd tot 5.000 TWh in primaire energie. Deze aanname is gemaakt op basis van een <i>review</i> uitgevoerd door McKinsey over de beschikbaarheid van biomassa wereldwijd. Deze biomassa wordt verdeeld over transport en elektriciteitsproductie. Voor het 80% scenario is aangenomen dat 40% van het totale biomassapotentieel wordt gebruikt voor elektriciteitsproductie. De andere scenario's gebruiken 30% of minder (ECF 2010, blz. 42).</p> <p>De maximale installeerbare capaciteit van de verschillende technologieën in Europa is bepaald in overleg met <i>stakeholders</i> zoals producenten, openbare nutsmaatschappijen, transmissienetbeheerders, NGO's en academici.</p> <p>De studie vermeldt dat het model, bij het optimaliseren van de kosten van het transmissiesysteem, als randvoorwaarde hanteert dat de elektriciteitsvraag en –aanbod elk uur in evenwicht moeten zijn (ECF 2010, blz. 52). Het is onduidelijk hoe de studie de uurlijkse potentiële elektriciteitsproductie van intermitterende HE-technologieën bepaalt. Er wordt enkel vermeld dat de elektriciteitsproductie door deze bronnen wordt bepaald aan de hand van een beschikbaar energieprofiel (ECF 2010b, blz. 6).</p> <p>Het potentieel voor het "<i>repowering</i>" van Noorweegse waterkrachtcentrales met grotere turbines is niet meegenomen (ECF 2010, blz. 55).</p>																								
<p>Leercurves</p>	<p><b>Tabel 26: Leerratio's Roadmap 2050 (ECF 2010, blz. 34)</b></p> <table border="1" data-bbox="427 1406 1380 1937"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>Leerratio (%)</th> <th>Yearly reduction (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kolen (conventioneel)</td> <td></td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>Gas (conventioneel)</td> <td></td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>Kolen CCS</td> <td>12</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gas CCS</td> <td>12</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Kolen CCS retrofit</td> <td>12</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gas CCS retrofit</td> <td>12</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Olie</td> <td></td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	Leerratio (%)	Yearly reduction (%)	Kolen (conventioneel)		0.5	Gas (conventioneel)		0.5	Kolen CCS	12		Gas CCS	12		Kolen CCS retrofit	12		Gas CCS retrofit	12		Olie		0.5
Technologie	Leerratio (%)	Yearly reduction (%)																							
Kolen (conventioneel)		0.5																							
Gas (conventioneel)		0.5																							
Kolen CCS	12																								
Gas CCS	12																								
Kolen CCS retrofit	12																								
Gas CCS retrofit	12																								
Olie		0.5																							

**Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet**

	<table border="0"> <tr> <td>Kernenergie</td> <td align="right">3-5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Wind <i>Onshore</i></td> <td align="right">5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Wind <i>Offshore</i></td> <td align="right">5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solar PV</td> <td align="right">15</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solar CSP</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Biomassa (enkel elektriciteit)</td> <td></td> <td align="right">1.0</td> </tr> <tr> <td>Geothermie</td> <td></td> <td align="right">1.0</td> </tr> <tr> <td>Waterkracht</td> <td></td> <td align="right">0.5</td> </tr> </table> <hr/>	Kernenergie	3-5		Wind <i>Onshore</i>	5		Wind <i>Offshore</i>	5		Solar PV	15		Solar CSP			Biomassa (enkel elektriciteit)		1.0	Geothermie		1.0	Waterkracht		0.5				
Kernenergie	3-5																												
Wind <i>Onshore</i>	5																												
Wind <i>Offshore</i>	5																												
Solar PV	15																												
Solar CSP																													
Biomassa (enkel elektriciteit)		1.0																											
Geothermie		1.0																											
Waterkracht		0.5																											
<p><i>Back-up</i> capaciteit</p>	<p>Het model van de <i>Roadmap 2050</i> van ECF optimaliseert de uitbreidingen aan het transmissienetwerk zodat de uitwisseling van hernieuwbare energiebronnen tussen regio's bij de laagste kosten mogelijk is, en zodat lage koolstof technologieën gebruikt kunnen worden wanneer mogelijk. Hierbij kiest de studie tussen het toevoegen van additionele transmissiecapaciteit, <i>back-up</i> capaciteit en additionele kosten voor het balanceren van het elektriciteitssysteem (ECF 2010, blz. 7).</p> <p>Er wordt voor additionele <i>back-up</i> capaciteit uitgegaan van gebruik van <i>open-cycle gas turbines</i> (OCGT) (ECF 2010 blz. 41). Kolencentrales met meestook van biomassa of biomassacentrales (beiden met CCS) zouden technisch gezien een mogelijk alternatief zijn, maar zijn niet meegenomen in de analyse (ECF 2010, blz. 41).</p>																												
<p>Kapitaalkosten productietechnologieën</p>	<p>De studie <i>Roadmap 2050</i> van ECF geeft in zijn studie de gebruikte aangenomen investeringskosten per kW van geïnstalleerde productiecapaciteit voor het 60% scenario (zie Tabel 27). De leerratio's die gebruikt zijn, werden bepaald in overleg met de industrie (ECF 2010, blz. 9).</p> <p><b>Tabel 27: Investeringskosten technologieën in Euro<sub>2010</sub>/kW in <i>Roadmap 2050</i> voor het 60% scenario (ECF 2010, blz. 34)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>2010</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomassa (verzamel)</td> <td>2,300 tot 2,600</td> <td>1,600 tot 1,900</td> <td>1,300 tot 1,600</td> </tr> <tr> <td>CSP</td> <td>4,000 tot 6,000</td> <td>2,900 tot 3,500</td> <td>2,200 tot 2,600</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>700 tot 800</td> <td>650 tot 750</td> <td>600 tot 700</td> </tr> <tr> <td>Gas (incl. CCS retrofit)</td> <td>750 tot 950</td> <td>350 tot 550</td> <td>300 tot 500</td> </tr> <tr> <td>Gas (incl. CCS)</td> <td>1,500 tot 1,600</td> <td>1,000 tot 1,200</td> <td>900 tot 1,100</td> </tr> <tr> <td>Geothermie (verzamel)</td> <td>2,700 tot 3,300</td> <td>2,000 tot 2,400</td> <td>1,800 tot 2,200</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	2010	2030	2050	Biomassa (verzamel)	2,300 tot 2,600	1,600 tot 1,900	1,300 tot 1,600	CSP	4,000 tot 6,000	2,900 tot 3,500	2,200 tot 2,600	Gas	700 tot 800	650 tot 750	600 tot 700	Gas (incl. CCS retrofit)	750 tot 950	350 tot 550	300 tot 500	Gas (incl. CCS)	1,500 tot 1,600	1,000 tot 1,200	900 tot 1,100	Geothermie (verzamel)	2,700 tot 3,300	2,000 tot 2,400	1,800 tot 2,200
Technologie	2010	2030	2050																										
Biomassa (verzamel)	2,300 tot 2,600	1,600 tot 1,900	1,300 tot 1,600																										
CSP	4,000 tot 6,000	2,900 tot 3,500	2,200 tot 2,600																										
Gas	700 tot 800	650 tot 750	600 tot 700																										
Gas (incl. CCS retrofit)	750 tot 950	350 tot 550	300 tot 500																										
Gas (incl. CCS)	1,500 tot 1,600	1,000 tot 1,200	900 tot 1,100																										
Geothermie (verzamel)	2,700 tot 3,300	2,000 tot 2,400	1,800 tot 2,200																										

**Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet**

	<table border="1"> <tr> <td>Kernenergie</td> <td>2,700 tot 3,300</td> <td>2,700 tot 3,300</td> <td>2,600 tot 3,200</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>1,400 tot 1,800</td> <td>1,240 tot 1,450</td> <td>1,150 tot 1,350</td> </tr> <tr> <td>Kolen (incl. CCS retrofit)</td> <td>1,250 tot 1,450</td> <td>600 tot 800</td> <td>500 tot 700</td> </tr> <tr> <td>Kolen (incl. CCS)</td> <td>2,700 tot 2,900</td> <td>2,000 tot 2,200</td> <td>1,750 tot 1,950</td> </tr> <tr> <td>Offshore wind</td> <td>3,000 tot 3,600</td> <td>2,000 tot 2,400</td> <td>1,900 tot 2,300</td> </tr> <tr> <td>Olie</td> <td>750 tot 850</td> <td>700 tot 800</td> <td>600 tot 700</td> </tr> <tr> <td>Onshore wind</td> <td>1,000 tot 1,300</td> <td>900 tot 1,200</td> <td>900 tot 1,200</td> </tr> <tr> <td>PV</td> <td>2,400 tot 2,700</td> <td>1,000 tot 1,400</td> <td>800 tot 1,200</td> </tr> <tr> <td>Waterkracht</td> <td>1,800 tot 2,200</td> <td>1,750 tot 2,000</td> <td>1,500 tot 1,900</td> </tr> </table>	Kernenergie	2,700 tot 3,300	2,700 tot 3,300	2,600 tot 3,200	Kolen	1,400 tot 1,800	1,240 tot 1,450	1,150 tot 1,350	Kolen (incl. CCS retrofit)	1,250 tot 1,450	600 tot 800	500 tot 700	Kolen (incl. CCS)	2,700 tot 2,900	2,000 tot 2,200	1,750 tot 1,950	Offshore wind	3,000 tot 3,600	2,000 tot 2,400	1,900 tot 2,300	Olie	750 tot 850	700 tot 800	600 tot 700	Onshore wind	1,000 tot 1,300	900 tot 1,200	900 tot 1,200	PV	2,400 tot 2,700	1,000 tot 1,400	800 tot 1,200	Waterkracht	1,800 tot 2,200	1,750 tot 2,000	1,500 tot 1,900														
Kernenergie	2,700 tot 3,300	2,700 tot 3,300	2,600 tot 3,200																																																
Kolen	1,400 tot 1,800	1,240 tot 1,450	1,150 tot 1,350																																																
Kolen (incl. CCS retrofit)	1,250 tot 1,450	600 tot 800	500 tot 700																																																
Kolen (incl. CCS)	2,700 tot 2,900	2,000 tot 2,200	1,750 tot 1,950																																																
Offshore wind	3,000 tot 3,600	2,000 tot 2,400	1,900 tot 2,300																																																
Olie	750 tot 850	700 tot 800	600 tot 700																																																
Onshore wind	1,000 tot 1,300	900 tot 1,200	900 tot 1,200																																																
PV	2,400 tot 2,700	1,000 tot 1,400	800 tot 1,200																																																
Waterkracht	1,800 tot 2,200	1,750 tot 2,000	1,500 tot 1,900																																																
Brandstofkosten	<p>De studie van ECF baseert zijn aannames voor de ontwikkeling van de energieprijzen (zie Tabel 28) op <i>World Energy Outlook 2009</i> (EC 2011h, blz.97). De effecten van een verlaagde vraag naar fossiele brandstoffen door een <i>switch</i> naar <i>low-carbon</i> technologieën in de scenario's op de prijs van deze fossiele brandstoffen is niet meegenomen, vanwege de onzekerheid van dergelijke effecten en de complexiteit van het modelleren ervan.</p> <p><b>Tabel 28: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen Roadmap 2050 (ECF 2010, blz. 30)</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Eenheid</th> <th>Regio</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2035</th> <th>2040</th> <th>2045</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Olie</td> <td>dollar per vat</td> <td>Wereld</td> <td>87</td> <td></td> <td>115</td> <td>115</td> <td>115</td> <td>115</td> <td>115</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>dollar per mmBtu</td> <td>Wereld</td> <td>10.5</td> <td></td> <td>14.8</td> <td>14.8</td> <td>14.8</td> <td>14.8</td> <td>14.8</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>dollar per ton</td> <td>Wereld</td> <td>91</td> <td></td> <td>109</td> <td>109</td> <td>109</td> <td>109</td> <td>109</td> </tr> <tr> <td>Biomassa</td> <td>euro<sub>2010</sub> per MWh</td> <td>Europa</td> <td></td> <td>34</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>29</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Eenheid	Regio	2015	2020	2030	2035	2040	2045	2050	Olie	dollar per vat	Wereld	87		115	115	115	115	115	Gas	dollar per mmBtu	Wereld	10.5		14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	Kolen	dollar per ton	Wereld	91		109	109	109	109	109	Biomassa	euro <sub>2010</sub> per MWh	Europa		34					29
Brandstof	Eenheid	Regio	2015	2020	2030	2035	2040	2045	2050																																										
Olie	dollar per vat	Wereld	87		115	115	115	115	115																																										
Gas	dollar per mmBtu	Wereld	10.5		14.8	14.8	14.8	14.8	14.8																																										
Kolen	dollar per ton	Wereld	91		109	109	109	109	109																																										
Biomassa	euro <sub>2010</sub> per MWh	Europa		34					29																																										
CO <sub>2</sub> -prijzen	<p>De ECF studie <i>Roadmap 2050</i> gebruikt de aannames van de <i>World Energy Outlook 2009 450 scenario</i> voor ontwikkeling van de koolstofmarkt.</p> <p><b>Tabel 29: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten decarbonisatiescenario's Roadmap 2050 (ECF 2010, blz. 30)</b></p>																																																		

**Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet**

	<b>Eenheid</b>	<b>Regio</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
Emissie-rechten	dollar per tCO <sub>2</sub> e	China, Rusland, Brazilië, Zuid-Afrika, Midden-Oosten)	50	65	65	65	65
Emissie-rechten	dollar per tCO <sub>2</sub> e	EU en OESO		110	110	110	110
Import en export elektriciteit	In scenario 100% HE wordt 15% van de elektriciteitsvraag door import van elektriciteit uit Noord-Afrika meegenomen (ECF 2010, blz.20).						
Koolstofafvang en -opslag (CCS)	In de decarbonisatiescenario's wordt het deel van de elektriciteitsproductie dat niet door HE wordt ingevuld, opgewekt door kernenergie en fossiele brandstoffen in combinatie met CCS. Hierbij wordt aangenomen dat de elektriciteitsproductie uit kernenergie en fossiele brandstoffen (met CCS) gelijk is verdeeld. Tevens wordt er aangenomen dat de verhouding in elektriciteitsproductie tussen gas- en kolencentrales met CCS gelijk is verdeeld (ECF 2010, blz. 29). CCS is beschikbaar in toenemende mate vanaf 2020 (zowel voor kolencentrales als voor gascentrales) (ECF 2010, blz. 34). De evaluatie van opslagplekken die geschikt zijn voor CO <sub>2</sub> -opslag is niet meegenomen in de studie (ECF 2010, blz. 35).						
Kernenergie	<p>Wat de elektriciteitsproductie van Europa in 2050 aangaat, kiest de ECF studie <i>Roadmap 2050</i> een technologiemix voor de verschillende scenario's, om robuuste scenario's te creëren. Hierbij is het aandeel<sup>87</sup> van kernenergie als volgt:</p> <p>40% HE scenario – 30% kernenergie</p> <p>60% HE scenario – 20% kernenergie</p> <p>80% HE scenario – 10% kernenergie</p> <p>100% HE scenario – 0% kernenergie</p>						
Biomassa	De hoeveelheid beschikbare biomassa voor Europa wordt gelimiteerd op 5,000 TWh in primaire energie. Deze aanname is gemaakt op basis van een <i>review</i> uitgevoerd door McKinsey over de beschikbaarheid van biomassa wereldwijd (ECF 2010, blz. 42). Deze biomassa is verdeeld over transport en elektriciteitsproductie. Voor het 80% scenario is aangenomen dat 40% van het totale potentieel wordt gebruikt voor elektriciteitsproductie. De andere scenario's gebruiken 30% of minder. Er is geen informatie over het biomassapotentieel op nationaal niveau. Het potentieel houdt enkel rekening met duurzame productie van biomassa in Europa, en niet met import van biomassa (ECF 2010, blz. 29).						

<sup>87</sup> Het is niet beschreven in de studie of het aandeel de bruto elektriciteitsproductie als basis neemt, of de netto elektriciteitsproductie

Modellering van het elektriciteitsnetwerk	
Bevoorradingszekerheid	<p>In de ECF studie zijn extreme weersituaties gesimuleerd om het systeem te controleren op zijn robuustheid. Hierbij ging men uit van een combinatie van een "droog" jaar voor waterkracht en een 50% lagere windoutput op meerdere locaties (ECF 2010, blz. 55).</p>
Transmissienetwerk tussen landen	<p>Er is gebruik gemaakt van een "<i>generation dispatch model</i>", dat de aanpassingen aan het net, bouw van <i>back-up</i> capaciteit en balancerende activiteiten (bijvoorbeeld DSM) optimaliseert (kostenoptimalisatie) met een uurlijkse resolutie. Voorwaarde van het model is dat op elke plek op elk uur van het jaar er voldoende elektriciteit is om aan de vraag te voldoen volgens de "<i>reliability standard</i>" van 99.97% (ECF 2010, blz. 10).</p> <p>Het transmissiemodel beschouwt de EU27 plus Noorwegen en Zwitserland als negen regio's. Dit reduceert de complexiteit van het model. Het model richt zich op additionele kosten ten opzichte van het referentiescenario. Reeds bestaande congesties worden niet meegenomen aangezien de locatie van productie en vraag kan veranderen in de komende 40 jaar, en omdat de congesties die daarna overblijven ook in het referentiescenario zouden moeten worden verholpen en er dus geen sprake is in de andere scenario's van toenemende kosten ten opzichte van het referentiescenario. Berekeningen met betrekking tot de balanceerkosten hangen niet of nauwelijks af van het aantal regio's aangezien zij worden gedreven door het aantal (en type) productiecentrales. Elke regio bevat zijn eigen "<i>centre of gravity</i>". Tussen deze <i>centre of gravities</i> is transmissiecapaciteit nodig. De transmissiekosten zijn inclusief de kosten voor nieuwe <i>offshore</i> windparken naar de kust en verder naar de <i>centre of gravities</i> (ECF 2010, blz. 52).</p> <div style="text-align: center;"> <p style="text-align: right;"> <span style="color: green;">—</span> Transmission capacity calculated outside of model  <span style="color: blue;">—</span> Transmission capacity calculated within model         </p> <p>NOTE:              No consideration of offshore transmission grids. Assumed point to point based on an average cost per MW for connection.</p> </div> <p><b>Figuur 8: Netwerkmodel gebruikt voor ECF (2010) (ECF 2010c, blz. 2)</b></p>
Transmissienetwerk intern	<p>In de ECF studie <i>Roadmap 2050</i> wordt de transmissie binnen de regio's niet expliciet gemodelleerd. ECF geeft echter aan dat dit deel van het transmissienetwerk grotendeels besloten ligt in de modellering van de</p>

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

	transmissie tussen de <i>nodes</i> van de regio's (ECF 2010, blz. 53)
Distributienetwerk	<p>De <i>Roadmap 2050</i> van ECF modelleert niet de ontwikkeling van het distributienetwerk<sup>88</sup>. De redenen die hiervoor worden gegeven zijn (ECF 2010, blz.53):</p> <p>onzekerheid over de fysieke eisen en kosten van het referentiescenario en decarbonisatiescenario's;</p> <p>de grote onzekerheid over de ontwikkeling in de "referentiescenario" van het distributienetwerk en daarom de additionele uitbreiding die nodig is in de decarbonisatiescenario's;</p> <p>de complexiteit van het modelleren van een dergelijk netwerk 40 jaar in de toekomst.</p>
Opslagtechnologie	In de ECF studie <i>Roadmap 2050</i> is het potentieel van EV voor opslag van elektriciteit niet meegenomen (ECF 2010, blz. 12). Voor grootschalige opslag wordt geen nieuwe capaciteit voorzien buiten de reeds bestaande capaciteit van pompcentrales, met als uitzondering uitbreiding van capaciteit die verbonden is met CSP technologie.
Verliezen van het net	De studie <i>Roadmap 2050</i> neemt met betrekking tot transportverliezen van elektriciteitstransmissie verschillende factoren in rekening, inclusief de verwachte technologieontwikkelingen en ervaringen met betrekking tot verliezen van verschillende applicaties. Op basis hiervan is een gemiddelde verliesfactor van 6% van de energie die wordt getransporteerd gebruikt (ECF 2010c, blz.4). Verder wordt aangegeven dat er een gemiddeld verlies wordt genomen van 10% voor transport elektriciteit van centrale naar eindconsument (ECF 2010, blz.37).
Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën	<p>De kapitaal- en beheer en onderhoudskosten voor het uitbreiden van het transmissienetwerk zijn gebaseerd op KEMA data (die ook geëvalueerd zijn door TSO organisaties).</p> <p>KEMA gaat met betrekking tot technologiekeuze en netwerkarchitectuur uit van een mix van 73% AC en 27% DC technologie, met 67% luchtleidkabels en 33% ondergrondse kabels voor elke technologie. Hierbij gaat ECF uit van een gemiddelde transmissiekost tussen "<i>centers of gravity</i>" van euro 1,000 MW/km (ECF 2010c, blz. 9)</p> <p>Er is geen informatie gegeven over de aannames van de investeringskosten van opslagtechnologieën.</p>
Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten	
Banen	Het aantal banen dat door het model berekend wordt is afhankelijk van de aanbodzijde beslissingen per sector. Deze zijn op hun beurt afhankelijk van de <i>input</i> prijzen en de kapitaalinvesteringen. De banenelasticiteit ten opzichte van veranderingen in kapitaalinvesteringen is afgeleid van het <i>input-output</i> matrix van het model, die is geïntegreerd in het macro-economische model en gekalibreerd ten opzichte van historische

<sup>88</sup> Er wordt wel vermeld dat een schatting van de totale investeringen in distributiekosten 200 tot 300 miljard euro is. Dit is inclusief de kosten die ook in de baseline zouden moeten worden gemaakt (ECF 2010, blz. 22).

### Bijlage 3. ECF (2010), Roadmap 2050 – fact sheet

	econometrisch materiaal per sector (ECF 2010d, paragraaf 1.5).
Milieu	<p>De invloed van een hoger aandeel van HE-bronnen in de elektriciteitsopwekking in de decarbonisatiescenario's op de hoeveelheid kernafval en de hoeveelheid BKG-uitstoot is meegenomen in Europa (ECF 2010, blz. 88).</p> <p>De gevolgen voor de decarbonisatie scenario's voor de volgende aspecten zijn niet behandeld door ECF (ECF 2010, blz. 88):</p> <p>Andere pollutanten zoals SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> en zware metalen;</p> <p>Verlaagd geluidsniveau door <i>switch</i> naar elektrische auto's.</p> <p>Verder wordt de invloed van de HE-technologieën op de hoeveelheid uitstoot van stof en CO niet meegenomen</p>
Afhankelijkheid import energie	Een sensitiviteitsanalyse is uitgevoerd om te bepalen wat de verminderde afhankelijkheid van fossiele brandstoffen betekent met betrekking tot de gevoeligheid voor plotselinge pieken van de olieprijs (ECF 2010, blz. 86).



## Bijlage 4. Eurelectric (2009), *Power Choices*– fact sheet

### *Power Choices* - Samenvatting studieresultaten

<b>Doel</b>
<p>De <i>Power Choices</i> studie van Eurelectric heeft als doel scenario's te identificeren die leiden tot een CO<sub>2</sub>-neutrale elektriciteitssector, een goed functionerende elektriciteitsmarkt in Europa, een internationale CO<sub>2</sub>-markt en het inzetten van elektrische efficiënte technologieën om energie te besparen en CO<sub>2</sub>-uitstoten te verminderen (Eurelectric 2009, blz. 18). De <i>Power Choices</i> studie onderzoekt de technologische ontwikkelingen die nodig zijn om dit te bereiken. Verder worden beleidsopties onderzocht die nodig zijn om de beoogde emissiereducties te bereiken tegen 2050 (Eurelectric 2009, blz. 18).</p>
<b>Resultaten</b>
<p>Het gebruik van olie en gas in huishoudens en in de transportsector in Europa wordt in het scenario van <i>Power choices</i> grotendeels vervangen door het gebruik van elektriciteit. In huishoudens daalt het gebruik van gas en olie met meer dan 60% tegen 2050 door een <i>switch</i> naar warmtepompen. In de transportsector bestaat 62% van het finale energieverbruik in 2050 uit elektriciteit (Eurelectric 2009, blz. 7).</p> <p>In het scenario van <i>Power choices</i> staat de hernieuwbare energie in 2050 in voor 40% van de totale Europese elektriciteitsproductie (1,900 TWh). Windenergie heeft het grootste aandeel hierin, waarbij <i>onshore</i> wind 35% van de hernieuwbare energie voor elektriciteitsproductie verzorgt en <i>offshore</i> wind 27%. Waterkracht levert een bijdrage van 23% van de totale hernieuwbare energie voor elektriciteitsopwekking. Zonne-energie heeft een aandeel van 13%. De hoeveelheid bio-energie neemt toe, maar zijn procentuele aandeel aan de totale hoeveelheid elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie neemt af (Eurelectric 2009, blz. 8).</p> <p>Het <i>Power choices</i>-scenario voorziet ook een bijdrage van kernenergie en fossiele brandstoffen (in combinatie met koolstofafvang en -opslag) voor de elektriciteitsproductie in 2050 in Europa. Het aandeel van kernenergie is 28%. "<i>Solids</i><sup>89</sup>" vormen een aandeel van 16%, en gascentrales 14% (Eurelectric 2009, blz. 8).</p> <p>De studie van Eurelectric analyseert ook enkele variaties op het <i>Power choices</i> scenario. In deze scenario's worden de volgende vier varianten gesimuleerd: 1) de kernuitstap, zoals voorzien in bepaalde landen, gaat niet door, 2) de ontwikkeling van de CCS technologie oploopt sterke vertraging, 3) de ontwikkeling van <i>onshore</i> windenergie vermindert met een derde door problemen met regelgeving en tegenstand in de publieke opinie en 4) er vindt geen beleid plaats dat energie-efficiëntie stimuleert.</p> <p>Bij variant 1 neemt de hoeveelheid kernenergie toe tot ongeveer 33% van de Europese elektriciteitsproductie (Eurelectric 2009, blz. 10). Variant 2 resulteert in een vertraging in de emissiereducties, omdat er, volgens het Eurelectric rapport, de vervangende technologie niet snel genoeg kan worden geïmplementeerd om het gebrek aan CCS technologie te compenseren (Eurelectric 2009, blz. 10). In variant 3 wordt de lagere hoeveelheid windcapaciteit opgevangen</p>

<sup>89</sup> Kolen, ligniet, cokes, bitumineuze kolen en andere vaste brandstoffen (Capros 2011)

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

door extra capaciteit van kerncentrales en kolen- en gascentrales met CCS (Eurelectric 2009, blz. 10). In variatie 4 wordt aangetoond dat zonder sterke investeringen in energie-efficiëntie de totale energiekosten zullen stijgen met een additionele 2% van het BBP (Eurelectric 2009, blz. 9).

In *Power Choices* gaat men ervan uit dat er tegen 2020 een toename tot 245 GW in transmissiecapaciteit zal plaatsvinden in Europa (de transmissiecapaciteit in 2005 was 179 GW), en een toename tot 253 GW tegen 2030. Na 2030 zal de transmissiecapaciteit gelijk blijven (Eurelectric 2009, blz. 32).

De investering in elektriciteitsproductie in het *Power choices* scenario bedraagt, van 2010 tot 2050, in totaal 1.75 biljoen euro<sub>2005</sub> (12% meer dan in het referentiescenario). De investering in het elektriciteitsnetwerk in *Power Choices* bedraagt, voor dezelfde periode, in totaal 1.5 biljoen euro<sub>2005</sub> (dit is 35% meer dan in het referentiescenario) (Eurelectric 2009, blz. 71).

Verder wordt er uitgegaan van grote investeringen aan de eindgebruikerskant. Tussen 2010-2050 is er in het *Power choices* scenario 2.9 biljoen euro<sub>2005</sub> nodig voor investeringen met betrekking tot energiebesparingen, 2 biljoen euro<sub>2005</sub> voor vervanging van materiaal voor standaard energiegebruik en 5 biljoen euro<sub>2005</sub> voor de transportsector (Eurelectric 2009, blz. 71).

De totale investering in het energie systeem gedurende 2010-2050 in het *Power choices* scenario is 12.5 biljoen euro<sub>2005</sub>. Dit is 30% hoger is dan in het referentiescenario scenario (Eurelectric 2009, blz.72).

### Informatie over de resultaten op Belgisch niveau

De groei in BBP specifiek voor België is gegeven (Eurelectric 2009, blz. 88).

### Beleid

Onmiddellijke en sterke actie vanuit de politiek is nodig op gebied van (uit Eurelectric 2009, blz. 11):

#### 1. Technologiekeuzes:

Maak het gebruik van alle lage koolstof technologieën mogelijk en verschaft garanties voor investeringen in transmissie- en distributielijnen;

Moedig publieke steun voor de transformatie van het energiesysteem aan;

#### 2. Koolstof- en elektriciteitsmarkten:

Steun goedwerkende markten voor CO<sub>2</sub> en elektriciteit, zodat CO<sub>2</sub>-vermindering plaatsvindt bij zo laag mogelijke kosten;

Zorg ervoor dat sectoren de kosten van hun BKG-emissies internaliseren;

Promoot actief een internationale overeenkomst op gebied van klimaatveranderingen;

#### 3. Energie-efficiëntie:

Maak de elektrificatie van wegtransport en efficiënte technologieën voor elektrisch verwarmen en koelen mogelijk;

Zorg ervoor dat publieke instanties een leidende rol nemen op gebied van energie-efficiëntie door standaarden en instrumenten op te nemen die consumenten stimuleren meer te kiezen voor energie-efficiënte technologieën;

#### 4. Kosten:

Europese en nationale budgets zouden zich sterker moeten richten op het ondersteunen van een

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

nieuwe, meer intelligente energie-economie;

Wees bewust van het feit dat de kosten van invoering van de lage koolstof-technologieën sterk zal verschillen tussen de Lidstaten; de effecten hiervan zullen daarom ook sterk verschillen.

### *Power Choices - Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden*

Algemene uitgangspunten van de studies	
BKG-emissiedoelstelling	Voor het <i>Power choices</i> scenario wordt als randvoorwaarde een broeikasgasemissie-niveau van 40% lager in 2030 en 75% lager in 2050 ten opzichte van het niveau in 1990 <sup>90</sup> in Europa gebruikt (Eurelectric 2009, blz. 35). Hierbij wordt de vermindering in BKG-emissies bereikt in Europa, dus zonder internationale compensatie ( <i>offset</i> ) van Europese broeikasgasemissies <sup>91</sup> (Eurelectric 2009, blz. 64).
Regio	De studie richt zich op de EU27.  De studie <i>Power Choices</i> neemt met betrekking tot de uitwisseling van elektriciteit ook de landen Zwitserland, Noorwegen, de Balkan landen en Turkije mee (Eurelectric 2009, blz. 18).
Periode	De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric richt zich op de periode 2010 tot 2050. Het rapport geeft voornamelijk resultaten voor de jaren 2020, 2030 en 2050. Verder zijn er ook grafieken in het rapport die informatie geven voor de tussenliggende jaren in de periode 2010-2050 (PRIMES geeft resultaten per 5-jaar interval).
Rentevoet	Een rentevoet van 9% wordt gebruikt voor het bepalen van de specifieke productiekosten van de HE-technologieën (Eurelectric 2009, blz. 40).  De rentevoet die door eindgebruikers voor energie-efficiëntie technologieën worden gebruikt zijn "hoog". <i>Power Choices</i> geeft evenwel niet aan welke rentevoet precies is gebruikt in het model voor deze eindgebruikers (Eurelectric 2009, blz. 68).
Sectoren en energiesysteem	De studie van Eurelectric <i>Power Choices</i> bestudeert de elektriciteits-, tertiaire, transport en residentiële sector.  De studie neemt warmte, elektriciteit en transportbrandstoffen mee.
Klimaatbeleid gekozen regio	De studie gebruikt de volgende aannames met betrekking tot klimaatbeleid in de EU27 (Eurelectric 2009, blz. 6):

<sup>90</sup> Let overigens wel dat er soms in het document staat dat het een 75% vermindering betreft ten opzichte van het niveau in **2005** (zie bijvoorbeeld Eurelectric 2010, blz. 47) in plaats van 1990 (zie bijvoorbeeld Eurelectric 2010, blz. 6). Het is niet volledig duidelijk welke van de twee referentie jaren de juiste is.

<sup>91</sup> Additionele besparing zou anders via *offsetting* plaats kunnen vinden om in 80-95% bereik te komen (Eurelectric 2009, blz. 18).

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	<p>Referentiescenario:</p> <p>Volledige veiling van emissierechten volgens het EU-ETS vanaf 2015;          EU behoudt na 2020 een lineaire CO<sub>2</sub>-reductie zoals vastgelegd in het ETS;          CO<sub>2</sub> prijzen gelden enkel voor sectoren die vallen binnen de <i>scope</i> van het ETS;          Nucleaire uitstap van Duitsland en België vindt plaats;          Energie-efficiëntiebeleid worden uitgevoerd, energiebesparingen worden gestimuleerd.</p> <p><i>Power Choices:</i></p> <p>EU zet een doel voor 2050 tot 75% CO<sub>2</sub> emissiereductie op eigen grondgebied voor de hele economie ten opzichte van het niveau van 1990;          Nucleaire uitstap van Duitsland en België vindt plaats;          Geen bindende doelstellingen voor hernieuwbare energie na 2020;          Hernieuwbare energie ondersteunende beleidsinstrumenten blijven actief tot 2020, daarna geleidelijke uitfasering van steun tussen 2020-2030;          Energie-efficiëntie wordt gestimuleerd gedurende de volledige periode door specifiek beleid en standaarden aan de vraagzijde kant;          De CO<sub>2</sub>-prijs geldt voor alle sectoren (niet slechts ETS sectoren);          Na 2020 bepaalt een internationale koolstofmarkt de prijs per ton CO<sub>2</sub> (na 2030 is de CO<sub>2</sub>-prijs de enige financiële drijvende kracht voor investeringen in lage koolstof technologieën).</p>
<p>Klimaatbeleid rest van de wereld</p>	<p>Eurelectric gaat in het scenario <i>Power Choices</i> (met behulp van het Prometheus model) uit van een wereldwijd engagement tot reductie van CO<sub>2</sub>-emissies, met als oogmerk het niet overschrijden van de 450ppm CO<sub>2</sub>-concentratie. Na een transitieperiode zouden alle landen en sectoren meedoen met de emissierechtenhandel, om zodoende tot een koolstofprijs te komen. Met betrekking tot de transitieperiode gaat Eurelectric ervan uit dat ontwikkelingslanden beginnen deel te nemen na 2015, met toenemende verplichtingen tot zij een evenredige bijdrage leveren na 2025 (Eurelectric 2009, blz.22).</p> <p>De studie heeft ook een scenario uitgewerkt, met behulp van het model Prometheus, waarbij de OESO-landen een drastische verlaging in emissie-uitstoot bereiken, maar de rest van de wereld geen gelijkwaardige bijdrage levert. Deze oefening toont aan dat de unilaterale actie van de OESO-landen niet voldoende zal zijn om de benodigde wereldwijde verlaging van broeikasgasemissies te bereiken (Eurelectric 2009, blz. 24).</p>
<p>Betrokkenheid van <i>stakeholders</i></p>	<p>Externe experts en <i>stakeholders</i> zijn betrokken geweest bij de uitvoering van de studie (Eurelectric 2009, blz. 16). De studie beschrijft niet precies hoe en in welke mate deze <i>stakeholders</i> betrokken waren.</p>
<p><b>Opzet van de scenario's</b></p>	
<p>Aantal scenario's: 5 (+1 referentiescenario)</p> <p>Het voornaamste verschil tussen het referentiescenario en het <i>Power choices</i> scenario in de studie van Eurelectric, is de aangenomen emissiereductiedoelstelling in het <i>Power choices</i> scenario voor</p>	

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

Europa voor 2050 van 75% ten opzichte van 1990. Ook zijn er verschillen in aannames met betrekking tot klimaatbeleid tussen de twee scenario's.

Verder zijn er vier scenario's die gebaseerd worden op sensitiviteitsanalyses, waarin de volgende aannames van het *Power choices* scenario worden veranderd: 1) CCS is pas commercieel beschikbaar vanaf 2035, 2) nucleaire uitstap wordt afgeschaft in België en Duitsland, 3) er grijpt een verminderde ontwikkeling plaats van *onshore* windenergie (Eurelectric 2009, blz. 35), en 4) een scenario met enkel ETS beleid oftewel geen beleid voor het stimuleren van hernieuwbare en energie-efficiënte technologieën of elektrificatie van transport (Eurelectric 2009, blz. 36).

### Modellering van de elektriciteitsvraag

<p>Modellering elektriciteitsvraag en profiel</p>	<p>De Eurelectric studie <i>Power Choices</i> maakt gebruik van het model PRIMES. Hierin worden de verschillende eindsectoren opgedeeld in subsectoren, waarbinnen vervolgens een verdeling in energiediensten plaatsvindt. Deze worden verder onderverdeeld in type energiegebruik aan de hand van technologietypen (E3Mlab 2007, blz. 8). Verder wordt de belasting in het model gegeven door chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22). Gebruik van opslag van elektriciteit (pompcentrales) wordt door het model meegenomen en verlaagt de piekvraag (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De keuze van het model in investering in een technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) wordt gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>De belangrijke financiële <i>drivers</i> bij de investeringskeuzes in het model tussen de verschillende technologieën zijn de energieprijzen, de koolstofwaarden en beleidsmaatregelen. Deze beleidsmaatregelen betreffen belastingen en subsidies, de promotie van nieuwe technologieën die leiden tot lagere waargenomen kosten evenals de promotie van energie-efficiëntie zoals bv. door middel van standaarden (Capros 2011, blz. 10). De keuze in energiebesparende maatregelen beïnvloedt de energievraag (Eurelectric 2009, blz. 39).</p>
<p>Aannames economische groei</p>	<p>De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric gebruikt een gemiddelde economische groeiratio op wereldniveau voor de periode 2006 tot 2030 die in overeenkomst is met IEA's <i>WEO 2009</i> (3.3% per jaar in volume termen). Verder worden voor Europa projecties gebruikt van de groei van het BBP (volume), inkomens van huishoudens, bevolking en activiteit per sector (22 sectoren in totaal<sup>92</sup>) voor elke EU Lidstaat. Er is gebruik gemaakt van de DG ECFIN's <i>2009 Ageing Report</i> voor de lange-termijn trends van GDP en demografische factoren van de EU27 Lidstaten. Voor de kortere termijn projecties is er gebruikt gemaakt van de <i>forecasts</i> gepubliceerd in januari en februari 2009 door DG ECFIN, ECB en IMF (Eurelectric 2009, blz. 27). Als model is verder gebruikt gemaakt van het GEM-E3 model (Eurelectric 2009, blz. 28).</p> <p>Er wordt niet beschreven of (en hoe) de veranderingen van het <i>Power choices</i></p>

<sup>92</sup> Opgedeeld in 10 energie-intensieve industrieën, 6 niet energie-intensieve industrieën, 3 tertiaire sectoren, constructie, landbouw en de energievoorzieningssector.

#### Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	<p>scenario ten opzichte van het referentiescenario, invloed hebben op de economische ontwikkeling (bijvoorbeeld door verandering in elektriciteitsprijzen). Tevens wordt er geen analyse gemaakt van de invloed van veranderingen in energieprijzen en de investeringen in hernieuwbare energietechnologieën en energie-efficiëntiemaatregelen op de banenmarkt.</p> <p>Er wordt wel gesteld dat energiediensten primaire factoren zijn (samen met arbeid, kapitaal en materialen), die de productie van goederen en diensten en tevens welvaart en comfort mogelijk maken. Daarom is een toename van de totale kosten van energie als percentage van het BBP een verlies voor de economie, wat men kan beschouwen als een maat voor de macro-economische impact (Eurelectric 2009, blz. 69). Dit is in 2050 in het <i>Power choices</i> scenario 0.3% hoger dan in het referentiescenario.</p>
<p>Gebruik van energie-efficiëntie</p>	<p>De verhoging van energie-efficiëntie wordt, in de visie van deze studie, door het model bepaald. Hierbij vindt verbetering van energie-efficiëntie plaats door (Capros 2011, blz. 37):</p> <p>Hogere energiekosten die leiden tot substitutie in de richting van non-energie goederen en diensten door gedragsverandering (minder verwarmen, minder gebruik maken van transport, uitschakelen van apparaten etc.);</p> <p>Verandering van energiegebruik (efficiëntere processen, recyclen van afval);</p> <p><i>Shift</i> richting meer efficiëntere technologieën;</p> <p>Veranderen van de brandstofmix;</p> <p>Energiebesparende maatregelen (bv. isolatie).</p> <p>De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric geeft geen informatie over de individuele energie-efficiëntietechnologieën die worden gebruikt bij het modelleren van hun scenario's.</p> <p>Het palet aan technologieën dat kan worden gebruikt en hun karakteristieken, wordt beïnvloedt door het simuleren van wettelijke standaarden voor nieuwe technologieën (Eurelectric 2009, blz. 39), zoals bijvoorbeeld door het invoeren van de <i>Ecodesign Directive</i><sup>93</sup>.</p>
<p>Kosten energie-efficiëntie</p>	<p>De kapitaalkosten van een technologie dalen wanneer de marktpenetratie van de technologie toeneemt (E3Mlab 2007, blz. 20).</p> <p>PRIMES data met betrekking tot technologieën gerelateerd aan de energievraag wordt regelmatig vergeleken met andere bronnen. Voor elektrische apparaten worden PRIMES technologieën vergeleken met de "<i>EuP Preparatory</i>" studies en met Eichhammer et al. (2009) (EC 2011g, blz. 68).</p> <p>De kosten van de individuele energie-efficiëntietechnologieën worden niet gegeven in de studie van Eurelectric.</p>
<p>Rol elektrische voertuigen</p>	<p>De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric gaat uit van een "electrificatie roadmap". Deze gaat ervan uit dat in 2015 <i>plug-in</i> hybrides commercieel beschikbaar zullen zijn. Er vindt vanaf 2015 ook een uitbreiding plaats van oplaadpunten. Dit wordt opgevolgd door invoering van oplaadpunten met snellere laadtijden, en ten slotte de mogelijkheid om elektriciteit van de EV terug in het net te voeren en gebruik te maken van "smart" eigenschappen. De energiebesparing van de EV is in het begin klein door een beperkte actieradius. Door technologische vooruitgang dalen de kosten en wordt de actieradius vergroot waardoor een snelle marktpenetratie van <i>plug-in</i> voertuigen tussen</p>

<sup>93</sup> Richtlijn 2009/125/EG

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	<p>2025 en 2035 plaats kan vinden. Op de langere termijn domineren de pure elektrische voertuigen en de hybrides in de verkoopcijfers van nieuwe voertuigen (Eurelectric 2009, blz. 44). Het is niet duidelijk hoe deze aannames precies gemodelleerd worden, maar in het <i>Power choices</i> scenario wordt in 2050 90% van de personenauto's aangedreven door elektriciteit (Eurelectric 2009, blz. 7).</p> <p>Het toenemende aantal EV zorgt voor toename van de elektriciteitsvraag tijdens basislasturen. De ontwikkeling van <i>smart meters</i> en <i>time-of-use</i> tarieven geeft in het scenario een stimulans voor het opladen van <i>plug-inplug-in hybrids</i> en elektrische auto's tijdens <i>off-peak</i> uren (Eurelectric 2009, blz. 54).</p>
Rol warmtepompen	Wordt door het model bepaald.
Rol <i>demand side management</i> (DSM)	De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric vermeldt niet hoe DSM is gemodelleerd of welke aannames hierbij zijn gemaakt. Er wordt wel vermeld dat in de modellering het gebruik van DSM en <i>smart grids</i> in zekere mate is meegenomen. Verder neemt de studie de additionele kosten voor uitbreiding van het distributienetwerk, <i>smart metering</i> en andere <i>smart devices</i> die nodig zijn voor het ondersteunen van een gedecentraliseerde elektriciteitsopwekkingsysteem, mee (Eurelectric 2009, blz. 43).
<b>Modellering van het elektriciteitsaanbod</b>	
Technologieën	De volgende productietechnologieën zijn meegenomen in de analyse: kernenergie, <i>solids</i> <sup>94</sup> , aardgas, olie/diesel, biomassa (gas, vast, afval), vaste afvalstoffen, stortgas, waterkracht, wind, zon, geothermie, golf/getijde.
Modellering	<p>Maakt gebruik van het model PRIMES.</p> <p>Het model neemt de reeds beschikbare informatie over reeds vastgelegde nieuwe projecten voor de bouw van centrales, en bepaalt in de eerste plaats hoeveel additionele capaciteit er nodig is om te voldoen aan de verplichte doelstellingen voor 2020 van het Europese Energie- en Klimaatpakket (Eurelectric 2009 blz. 57). Daarbij gaat zij ervan uit dat hernieuwbare energie rechten overdraagbaar zijn tussen landen, zodat landen met hogere marginale kosten HE-rechten kunnen kopen van landen met lagere marginale kosten (Eurelectric 2009, blz. 56). Na 2020 is enkel de koolstofprijs een drijvende kracht achter de veranderingen in de elektriciteitssector (geen bindende doelstellingen meer voor hernieuwbare energie). Koolstofafvang en -opvang is in het <i>Power choices</i> scenario beschikbaar vanaf 2025 (Eurelectrict 2010, blz. 59).</p> <p>De keuze in technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) worden gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>Het model maakt zelf beslissingen met betrekking tot het verlengen van de levensduur van oude centrales, vroegtijdig vervangen van oude centrales, ontwikkeling van een nieuwe centrale op een bestaande of nieuwe locatie en</p>

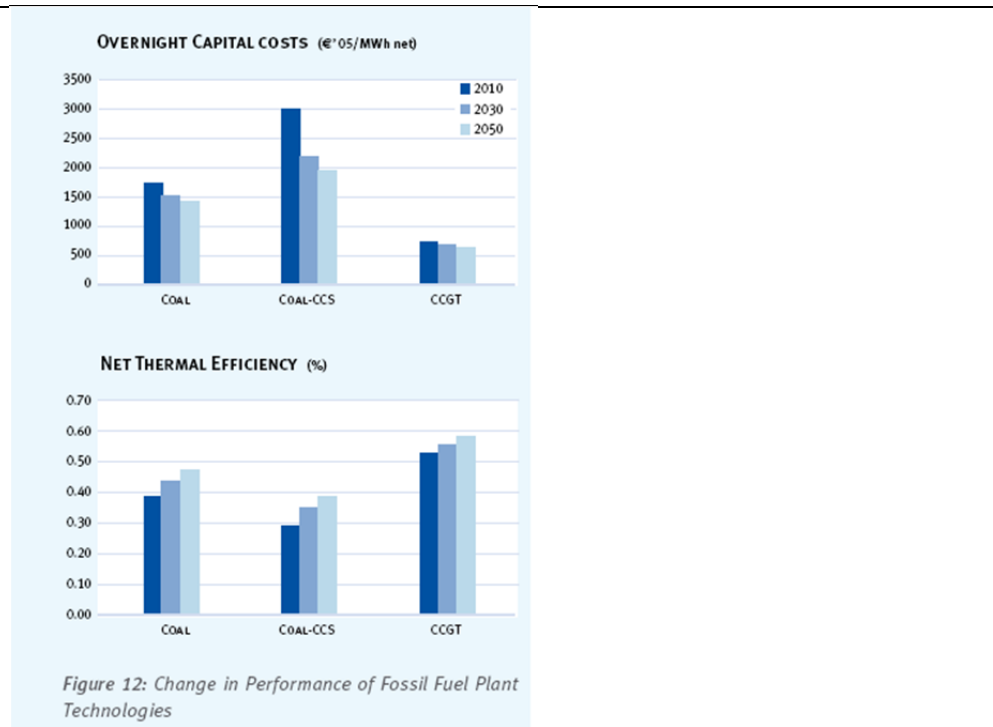
<sup>94</sup> Kolen, ligniet, cokes, bitumineuze kolen en andere vaste brandstoffen (Capros 2011)

#### Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	<p>retrofitten van bestaande centrales met aanvullende technologie zoals CCS (Capros 2011, blz. 13).</p> <p>De mate van inzet van pompcentrales wordt door het model bepaald (Capros 2011, blz. 13) en helpt de piekvraag te verlagen.</p> <p>Waterkrachtcentrales zijn regelbaar en worden ingezet bij piekuren tot de waterlimiet is bereikt (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>Elektriciteitsproductie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen wordt als <i>deterministic equivalent</i> genomen: de nominale capaciteit wordt verminderd met de aangenomen jaarlijkse <i>resource availability rate</i> en wordt aangenomen over het gehele jaar uniform elektriciteit te produceren (Capros 2011, blz. 50).</p>
Maximale potentieel elektriciteitsproductie en capaciteit	De beschikbaarheid van hernieuwbare energiebronnen is een parameter in het model (Capros 2011, blz. 16). De data komt van databanken van DLR, ECN en Observer (Capros 2011, blz. 7).
Leercurves	De studie gebruikt leercurves per technologie om de dalende kosten als functie van de totale productie weer te geven (Eurelectric 2009, blz. 39). Er is verder geen informatie gegeven over de gebruikte leerratio's.
<i>Back-up</i> capaciteit	<p>De intermitterende hernieuwbare energiebronnen krijgen een capaciteit toegekend die lager is dan de nominale capaciteit ("<i>capacity credit</i>"). Deze varieert per land en scenario afhankelijke van de invoering van intermitterende HEB. De <i>capacity credit</i> daalt als de intermitterende HEB toeneemt en verschilt per land afhankelijk van de aannames met betrekking tot de verdeling van HEB sites (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De <i>capacity credit</i> bepaalt hoeveel (minst kapitaal-intensieve) thermische elektriciteitscentrales er nodig zijn als <i>back-up</i> om aan de criteria voor bevoorradingszekerheid te voldoen. Hierdoor stijgen de kosten en daalt de competitiviteit van intermitterende HEB (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>Voor <i>back-up</i> capaciteit wordt gebruikt gemaakt van flexibele gas- en oliegestookte productie-eenheden (Eurelectric 2009, blz. 58).</p>
Kapitaalkosten productie-technologieën	De data met betrekking tot de technologie van elektriciteitscentrales en hun kosten werden aangeleverd door de organisatie VGB PowerTech (Eurelectric 2009, blz. 6). De specifieke cijfers staan niet in Eurelectric (2009), behalve voor de fossiel technologieën (Eurelectric 2009, blz. 41).

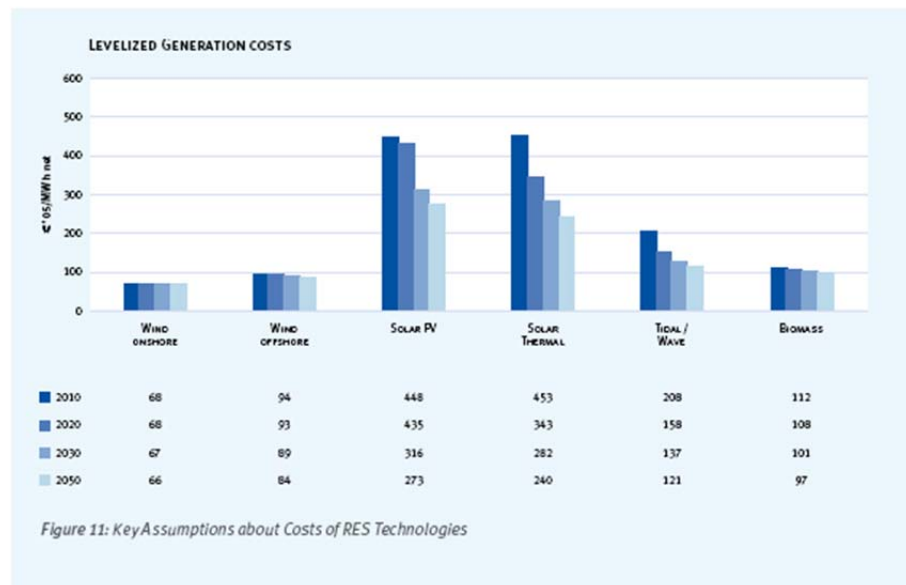


Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet



Figuur 9: Ontwikkeling *overnight* kapitaalkosten in euro<sub>2005</sub>/MWh<sub>net</sub> (Eurelectric 2009, blz. 41)

Het verloop van de specifieke productiekosten worden wel gegeven voor zowel hernieuwbare als fossiel gebaseerde technologieën (zie figuren hieronder).



Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	<p style="text-align: center;"><b>LEVELIZED GENERATION COSTS</b> (Fuel prices as of today, other costs evolve)</p> <table border="1" style="margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="3">No Carbon Price</th> <th colspan="3">30 € / tCO<sub>2</sub></th> <th colspan="3">100 € / tCO<sub>2</sub></th> </tr> <tr> <th></th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COAL</td> <td>49</td> <td>47</td> <td>43</td> <td>76</td> <td>69</td> <td>64</td> <td>134</td> <td>121</td> <td>113</td> </tr> <tr> <td>COAL-CCS</td> <td>82</td> <td>65</td> <td>58</td> <td>86</td> <td>69</td> <td>61</td> <td>96</td> <td>77</td> <td>69</td> </tr> <tr> <td>CCGT</td> <td>57</td> <td>55</td> <td>52</td> <td>68</td> <td>65</td> <td>62</td> <td>94</td> <td>89</td> <td>83</td> </tr> <tr> <td>NUCLEAR</td> <td>45</td> <td>45</td> <td>44</td> <td>45</td> <td>45</td> <td>44</td> <td>45</td> <td>45</td> <td>44</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;">Figure 13: Comparison of Fossil Fuel Technologies in Terms of Unit Costs of Generation</p> <p><b>Figuur 10: Specifieke productiekosten voor hernieuwbare als fossiel gebaseerde technologieën (Eurelectric 2009, blz. 40 en blz. 42).</b></p> <p>Voor CCS is aangeduid dat gemiddelde opslag en transport kosten (<i>levelised costs</i>) beginnen vanaf 10 euro/tCO<sub>2</sub> in 2030 en stijgen tot gemiddeld 20 euro/tCO<sub>2</sub> tussen 2030 en 2050. De stijging is het gevolg van een sterke stijging in opslagkosten omdat de kostencurve van CO<sub>2</sub>-opslag zeer sterk niet-lineair is (Eurelectric 2009, blz. 62).</p>		No Carbon Price			30 € / tCO <sub>2</sub>			100 € / tCO <sub>2</sub>				2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	COAL	49	47	43	76	69	64	134	121	113	COAL-CCS	82	65	58	86	69	61	96	77	69	CCGT	57	55	52	68	65	62	94	89	83	NUCLEAR	45	45	44	45	45	44	45	45	44
	No Carbon Price			30 € / tCO <sub>2</sub>			100 € / tCO <sub>2</sub>																																																						
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050																																																				
COAL	49	47	43	76	69	64	134	121	113																																																				
COAL-CCS	82	65	58	86	69	61	96	77	69																																																				
CCGT	57	55	52	68	65	62	94	89	83																																																				
NUCLEAR	45	45	44	45	45	44	45	45	44																																																				
<p>Brandstofkosten</p>	<p>In de studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric worden de wereldprijzen voor fossiele brandstoffen bepaald met behulp van het model Prometheus (zie Tabel 30).</p> <p><b>Tabel 30: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen <i>Power Choices</i> (Eurelectric 2009, blz. 31)</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Eenheid</th> <th>2005</th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Olie</td> <td>Dollar<sub>2008</sub>/BL</td> <td>59.4</td> <td>71.9</td> <td>88.4</td> <td>102</td> <td>106</td> <td>127</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>Dollar<sub>2008</sub>/MBTU</td> <td>6.49</td> <td>7.7</td> <td>10.1</td> <td>12.2</td> <td>12.5</td> <td>16.1</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>Dollar<sub>2008</sub>/ton</td> <td>67.4</td> <td>95.5</td> <td>130</td> <td>144</td> <td>142</td> <td>146</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Eenheid	2005	2010	2020	2025	2030	2050	Olie	Dollar <sub>2008</sub> /BL	59.4	71.9	88.4	102	106	127	Gas	Dollar <sub>2008</sub> /MBTU	6.49	7.7	10.1	12.2	12.5	16.1	Kolen	Dollar <sub>2008</sub> /ton	67.4	95.5	130	144	142	146																												
Brandstof	Eenheid	2005	2010	2020	2025	2030	2050																																																						
Olie	Dollar <sub>2008</sub> /BL	59.4	71.9	88.4	102	106	127																																																						
Gas	Dollar <sub>2008</sub> /MBTU	6.49	7.7	10.1	12.2	12.5	16.1																																																						
Kolen	Dollar <sub>2008</sub> /ton	67.4	95.5	130	144	142	146																																																						
<p>CO<sub>2</sub>-prijzen</p>	<p>De <i>Power Choices</i> studie bepaalt met behulp van het model (PRIMES) de waarde van de koolstofprijzen, die nodig is om voldoende lage koolstof technologie stimulans te geven ten einde aan de gegeven randvoorwaarden te voldoen.</p> <p><b>Tabel 31: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten <i>Power Choices</i> (Eurelectric 2009, blz. 36)</b></p>																																																												

## Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	Scenario	Eenheid	2020	2030	2050
Emissierechten	Referentiescenario	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	39	42.3
Emissierechten	<i>Power Choices</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	52.1	103
Emissierechten	<i>POWER CHOICES WITH CCS DELAY</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	53.1	104
Emissierechten	<i>POWER CHOICES WITH MORE NUCLEAR</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	51.9	100
Emissierechten	<i>POWER CHOICES WITH LESS WIND DEPLOYMENT</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	52.6	104
Emissierechten	<i>POWER CHOICES WITHOUT EFFICIENCY POLICIES</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	32.2	128	304
Import en export elektriciteit	De studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric bepaalt met behulp van het model de uitwisseling van elektriciteit tussen EU en niet-EU landen voor het referentiescenario scenario. Dezelfde waarden zijn genomen voor het <i>Power choices</i> scenario en de gevoeligheidsanalyses. De uitwisseling is gebaseerd op regionale markten ( <i>British islands, Iberian Peninsula, Centraal- en Oost-Europa, Scandinavië, Baltic</i> en Zuid-Oost-Europa). Het regionale systeem wordt hierbij als een geheel genomen en "opgelost" (aanbod moet aan vraag voldoen), gegeven de genomen capaciteiten van de interconnectiviteiten, productiecapaciteit van elektriciteit en een <i>DC-linearized transmission system operation</i> (Eurelectric 2009, blz. 55) <sup>95</sup> .  Uitwisseling van elektriciteit met Noord-Afrika lijkt niet te zijn meegenomen.				
Koolstofafvang en -opslag (CCS)	In <i>Power Choices</i> van Eurelectric is CCS een van de <i>low-carbon</i> technologieën die het PRIMES model meerekent. Het <i>Power choices</i> scenario gaat ervan uit dat CCS beschikbaar is vanaf 2025 (Eurelectric 2009, blz. 6). In een van de sensitiviteitsanalyse wordt uitgegaan van een vertraagde ontwikkeling waardoor CCS pas in 2035 beschikbaar is (Eurelectric 2009, blz. 10). De CCS technologie wordt eerst voor kolencentrales gebruikt, en later ook voor olie- en gascentrales (Eurelectric 2009, blz. 9).				
Kernenergie	In de studie <i>Power Choices</i> van Eurelectric wordt de geplande kernuitstap van de Duitse en Belgische regering meegenomen in alle scenario's, behalve in een scenario voor de gevoeligheidsanalyse. Voor de andere landen is het uitbreiden van de capaciteit van kerncentrales in het model mogelijk (Eurelectric 2009, blz. 35). De keuze hierbij wordt gedreven door economische condities en randvoorwaarden voor het verminderen van BKG-emissies. Enkel kernenergietechnologieën die reeds commercieel ontwikkeld zijn worden meegenomen in de studie. De kosten van kernenergie zijn gedifferentieerd per land, afhankelijk van de volwassenheid van de kernindustrie. De kapitaalkosten zijn niet constant genomen maar nemen non-lineair toe naarmate de ontwikkeling van nieuwe nucleaire sites het volledige nucleaire potentieel benadert (dit is landenspecifiek). Van de kosten voor het vervangen of verlengen van oude kerncentrales wordt aangenomen dat deze lager zijn dan dat van een nieuwe <i>site</i> . De kosten voor ontmantelen van de kerncentrale				

<sup>95</sup> De modellering wordt beschreven als "*The model simulates a DC linearised power flow operation (for the broader European continent) with least cost unit commitment and endogenous investment*" (Eurelectric blz. 32).

#### Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

	(volgens huidige wetgeving), zijn meegenomen in de kapitaalkosten. Het behandelen van kernafval wordt aangenomen mogelijk te zijn tegen 2050 bij verdere ontwikkeling. De benodigde energie voor behandeling van brandstof en afval van kerncentrales is meegenomen in de energiebalans (Eurelectric 2009, blz. 42).
Biomassa	<p>Het aandeel van biomassa aan de elektriciteitsproductie is een resultaat van de modellering met het model PRIMES. Hierbij wordt een aparte module gebruikt. De biomassa module is een economisch aanbodmodel dat het optimale gebruik van biomassa/afval grondstoffen en investeringen in secundaire en <i>final</i> transformatie berekent om aan de vraag te voldoen van biomassa/afval gebaseerde energieproducten, zoals geprojecteerd door de rest van het PRIMES model. Het biomassamodel bepaalt de prijzen van de biomassa/afvalproducten, en ook de consumptie van andere energieproducten voor productie, transport en behandelen van de biomassa/afval producten (E3Mlab 2007, blz. 33). Het projecteert tevens land-, landbouw-, bos- en afvalgrondstoffen die worden gebruikt bij de productie van bio-energie producten, en bepaalt met behulp van het model de import-export van bio-energie en <i>feedstock</i> voor bio-energie (Capros 2011).</p> <p>Eurelectric (2009) gaat ervan uit dat het overheidsbeleid de noodzakelijke maatregelen neemt om het realiseerbare primaire HE-potentieel te vergroten. Belangrijke aspecten zijn bijvoorbeeld de planning van landgebruik, aanleggen van infrastructuur, specifiek beleid voor landbouw en afvalbeheer. Hierdoor neemt de hoeveelheid hernieuwbare energievoorziening toe in volume en daalt in opzichte van non-lineaire kosten. Dit vertaalt zich in het modelleren door een verschuiving naar links en beneden van de kostencurve (Eurelectric 2009, blz. 40).</p>
<b>Modellering van het elektriciteitsnetwerk</b>	
Bevoorradingszekerheid	Er wordt gebruik gemaakt van een verplichte reservemarge (" <i>system reserve margin</i> ") om rekening te houden met energiestromen onder uitzonderlijke omstandigheden.
Transmissienetwerk tussen landen	<p>Het model PRIMES simuleert een "<i>DC-linearized power flow</i>" in een netwerk met een enkele <i>node</i> per land (35 <i>nodes</i> in totaal) en meerdere interconnectoren (240 <i>links</i>) tussen de <i>nodes</i> (Capros 2011, blz. 18).</p> <p>De elektriciteitsvraag wordt weergegeven als een chronologische belastingcurve met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22).</p> <p>Uitwisseling van elektriciteit tussen landen wordt met behulp van het model bepaald, maar de mate waarin, wordt beperkt door de thermische capaciteit. Het "<i>DC-linearized optimum power flow</i>" probleem wordt opgelost door PRIMES door non-lineaire optimalisatie van de sector (E3Mlab 2007, blz. 21).</p> <p>De huidige capaciteit, <i>resistance</i> en <i>reactance</i> van de <i>links</i> is gebaseerd op data van ENTSOE. De toekomstige capaciteiten worden exogeen ingevoerd op basis van peilingen en aankondigingen van transmissienetbeheerders (TSO) (Capros 2011, blz. 18).</p> <p>Simulaties van het model tonen geen grote congestie problemen in het geprojecteerde transmissienetwerk binnen het bredere Europees netwerk (Eurelectric 2009, blz. 32).</p>
Transmissienet-	Kosten stijgen niet-lineair bij toename van intermitterende hernieuwbare

#### Bijlage 4. Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

werk intern	energie (Capros 2011, blz. 50).
Distributienetwerk	Kosten stijgen niet-lineair bij toename van intermitterende hernieuwbare energie (Capros 2011, blz. 50).
Opslagtechnologie	De hoeveelheid capaciteit aan pompcentrales wordt met behulp van het model bepaald en afhankelijk van kosten en maximale mogelijkheid (Capros 2011, blz. 58).  Er worden geen andere opslagtechnologieën vermeldt in de studie.
Verliezen van het net	Een vaste verliesfactor is gebruikt om de verliezen van transmissie en distributie van elektriciteit te berekenen. Deze factoren verschillen per land en hangen af van het type voltage. Verder veranderen de verliesfactoren over de tijd om technologische ontwikkeling te simuleren (E3Mlab 2007, blz. 50).  Er is geen overzicht gegeven van de waarden van de factoren in de <i>Power Choices</i> studie.
Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën	Er zijn geen gegevens beschikbaar over de aannames met betrekking tot de investeringskosten voor transmissie- en distributielijnen.
<b>Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten</b>	
Banen	Er is geen beschrijving van de invloed van de activiteiten in het <i>Power choices</i> scenario, ten opzichte van het referentiescenario, op de werkgelegenheid.
Milieu	De studie houdt rekening met SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> (Eurelectric 2009, blz. 66), BKG-emissies, en een verminderde afhankelijkheid voor import van energie (Eurelectric 2009, blz. 67).  Rapport vermeldt dat er geen rekening is gehouden met de economische voordelen van de volgende bijkomende aspecten:  vermeden schade door vermijden van klimaatverandering;  vermeden schade door vermindering van lokale vervuiling stedelijke gebieden;  vermeden schaden door vermindering van zure regen;  minder blootgesteld aan geopolitieke en economische dreigingen door vermindering van import van fossiele brandstoffen.  Er wordt geen rekening gehouden met kernafval (enkel rekening gehouden in verband met energiebalans maar niet met potentiële problemen zoals het risico van kernafvalopslag).
Afhankelijkheid import energie	Het percentage van import van fossiele brandstoffen is berekend aan de hand van de uitkomst van het model <sup>96</sup> (Eurelectric 2009, blz. 67). Verder is er geen gevoeligheidsanalyse uitgevoerd zoals door ECF (2010) met betrekking tot schommelende fossiel brandstofprijzen.

<sup>96</sup> Onbekend ten opzichte van wat, primair energieverbruik of bruto binnenlands verbruik

**Bijlage 4.** Eurelectric (2009), Power Choices– fact sheet

## Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

*Energievooruitzichten voor België tegen 2030 - Samenvatting studieresultaten*

<b>Doel</b>
Deze studie van het Federaal Planbureau heeft als doel de lange-termijn <i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i> te beschrijven (Federaal Planbureau 2011b, blz. 1). Dit wordt gedaan aan de hand van een aantal scenario's waarin enerzijds rekening wordt gehouden met de toepassing van de wetgeving die voortvloeit uit het Klimaat- en Energiepakket en anderzijds met de laatste trajectvoorstellen van de Europese Commissie (Federaal Planbureau 2011b, blz. 11).
<b>Resultaten</b>
<p>Voor de energiesector in België daalt de energievraag met 5% in het scenario met de 20% verlaging in BKG-emissie in uitvoering van de 2020 doelstelling (de 20/20 scenario's) en 9% in het scenario met de 30% verlaging in BKG-emissie in uitvoering van de 2020 doelstelling (de 30/20 scenario's)<sup>97</sup>. De BKG-emissiedoelstellingen hebben weinig invloed op de elektriciteitsvraag (Federaal Planbureau 2011b, blz. 3).</p> <p>De behoefte aan aardgas daalt in de 20/20 en 30/20 scenario's ten opzichte van het scenario met ongewijzigd beleid. De elektriciteitssector heeft een aandeel van ongeveer 30% van de behoefte aan aardgas. Wanneer de optie voor steenkoolcentrales niet wordt meegenomen (bv. omwille van het tegengaan van lokale vervuiling of vanwege de verwachting dat de CO<sub>2</sub>-opvang en –opslag niet klaar zal zijn), dan zal de afhankelijkheid van aardgasinvoer groter zijn.</p> <p>In de hoofdsenario's zal de kernuitstap tegen 2025 voltooid zijn, waardoor de nucleaire capaciteit afneemt met ongeveer 6,000 MW (40% van de totale huidige capaciteit). In het referentiescenario zal in 2030 ongeveer 40% van de (bruto) elektriciteitsproductie opgewekt worden in gascentrales, een derde in steenkoolcentrales en een vierde op basis van HEB. De toepassing van emissietrajecten brengt geen wijziging in het aandeel van aardgas in 2030, maar vermindert dat van steenkool (28%) ten gunste van HEB (29%). Verder wordt een deel van de steenkoolcentrales uitgerust met CCS om te voldoen aan de BKG-emissie eisen: 17% in het geval van het traject 20/20 en 30% voor de 30/20 trajecten. Het HEB-deel wordt gedomineerd door windenergie (meer dan de helft van totale HEB), gevolgd door biomassa (iets meer dan 40%) en ten slotte zonne-energie en waterkracht (Federaal Planbureau 2011b, blz. 7).</p> <p>De kernuitstap heeft geen significante impact op de totale energievraag, maar leidt wel tot een</p>

<sup>97</sup> De toepassing van de wetgeving met betrekking tot de doelstelling van de BKG-emissies leidt echter niet tot het behalen van de energie-efficiëntie doelstelling (20% besparing van primair energieverbruik in 2020 ten opzichte van projecties). Hiervoor zou additioneel beleid nodig zijn.

## Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

substitutie tussen elektriciteit en fossiele energie. De elektriciteitsvraag stijgt hierdoor sneller. De elektriciteitsproductie op basis van aardgas en steenkool neemt af. Het BKG-emissie niveau daalt meer in 2030 ten opzichte van 1990 door de kernuitstap, resp. met 27% en 33% voor het nuc\_20/20 en nuc\_30/20 scenario. Vooral de CO<sub>2</sub>-emissies van de elektriciteitssector dalen sterk, met 60% tussen 1990 en 2030 (Federaal Planbureau, blz.8).

De ontwikkeling van EV heeft in de scenario's van de studie van het Federaal Planbureau geen grote impact op de BKG-emissies in 2030. Reden hiervoor is dat de door de invoering van EV bespaarde BKG-emissies in de transport- en energiesector (raffinaderijen), worden teniet gedaan door de toename in BKG-emissies in de elektriciteitssector. Aannames over de efficiëntie van het EV hebben evenwel een zeer grote impact op de uitkomst van deze analyse. Verder maakt de verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales een grotere ontwikkeling van de EV mogelijk (bij de gekozen randvoorwaarden en aannames): 20% van de afgelegde passagierskilometers in 2030, tegenover 15% zonder kernenergie (Federaal Planbureau 2011b, blz. 9).

De kosten voor energie per eenheid product nemen toe in de trajecten met BKG-emissiedoelstellingen in alle sectoren in vergelijking met het referentiescenario. Dit wordt veroorzaakt door de toepassing van efficiëntere maar duurdere energievormen en energie-uitrusting, de hogere koolstofprijs in de ETS-sector, de kosten voor isolatie van gebouwen en de kosten van het nutsverlies voor de consument. Echter, door de evenredige daling in het energieverbruik ten opzichte van de referentielijn, is de energie-uitgave per eenheid toegevoegde waarde vergelijkbaar met die van de referentielijn, waardoor de koopkracht of de financiële draagkracht van de energieverbruiker niet wordt aangetast (Federaal Planbureau 2011b, blz. 4).

De investeringen die tegen 2030 nodig zijn voor productiecapaciteit in de elektriciteitssector, worden geschat op 21 miljard euro voor het 20/20 scenario en op 21.5 miljard euro voor het 30/20 scenario (vergeleken met 20 miljard euro in het scenario bij ongewijzigd beleid). De meerkosten ten opzichte van het referentiescenario wordt in het 20/20 scenario veroorzaakt door een grotere behoefte aan productiecapaciteit, vanwege de sterkere toename van de elektriciteitsvraag, en door de duurdere technologische keuzes. In het 30/20 scenario worden de meerkosten enkel veroorzaakt door de keuze in technologie. De gemiddelde productiekost voor elektriciteit is hoger bij de emissietrajecten: +55% tussen 2005 en 2030 voor scenario 20/20 en +59% voor scenario 30/20. Voor het ongewijzigd beleid is de toename in productiekosten +52%. Dit komt neer op 99 euro<sub>2005</sub>/MWh voor scenario 20/20, 102 euro<sub>2005</sub>/MWh voor scenario 2030 en 97 euro<sub>2005</sub>/MWh voor het scenario bij ongewijzigd beleid.

### **Informatie over de resultaten op Belgisch niveau**

Alle resultaten van het rapport zijn op België gericht.

### **Beleid**

De studie Energievooruitzichten voor België tegen 2030 is een prognose studie. Zij geeft langetermijnvooruitzichten voor de energiesector van België. Het analyseren van het huidige beleid of mogelijke beleidsaanpassingen en de gevolgen hiervan op de ontwikkeling van de energiesector, vallen buiten de scope van de studie.



**Bijlage 5.** Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

*Energievooruitzichten voor België tegen 2030 - Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden*

<b>Algemene uitgangspunten van de studies</b>	
BKG-emissiedoelstelling	<p>In de studie van het Federaal Planbureau "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" varieert de doelstelling voor BKG-emissies uitstoot in de verschillende scenario's.</p> <p>Voor alle scenario's wordt voor 2050 een BKG-doelstelling voor Europa van -80% in vergelijking met het niveau van 1990 genomen (behalve het referentiescenario, hiervoor zijn geen BKG doelstellingen genomen behalve het emissieplafond van de ETS).</p> <p>Voor het Ref_20/20 scenario is voor 2020 een -20% BKG-doelstelling voor Europa genomen en voor 2030 een doelstelling van -35%. Voor de Ref_30/20 scenario's (_flex en _int) is voor 2020 een BKG-doelstelling genomen van -30% en voor 2030 een doelstelling van -40% (alle doelstellingen ten opzichte van het niveau van 1990) (Federaal Planbureau 2011b, blz.14)</p> <p>Voor 30/20 scenario mag een deel van de BKG-doelstelling in het flex scenario buiten Europa worden vervuld (Federaal Planbureau 2011b, blz. 15). Voor de andere scenario's geldt dat de vermindering in BKG-emissies in Europa plaats moeten vinden (geen <i>offset</i>).</p>
Regio	<p>Het behandelde gebied betreft België.</p> <p>In tegenstelling tot de andere studies, richt de studie "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" van het Federaal Planbureau zich met betrekking tot de resultaten en zijn analyse uitsluitend op België.</p> <p>Het PRIMES model dat gebruikt wordt voor deze studie heeft echter een meer uitgebreide geografische <i>scope</i>: Alle EU27 Lidstaten, de kandidaat Lidstaten en buurlanden, zoals Noorwegen, Zwitserland, Turkije, Zuidoost-Europa (Capros 2011).</p>
Periode	<p>De studie van het Federaal Planbureau kijkt minder ver vooruit in de toekomst (doeljaar 2030) maar toont wel tevens de resultaten van de scenario's voor het tussenjaar 2020, en voor sommige data en grafieken zelfs tussen 2005 en 2030 om de 5 jaar.</p> <p>Het PRIMES model maakt projecties voor de periode 2000-2050 met 5-jaar interval (de data voor de periode 1990-2005 is gekalibreerd met Eurostat data, de projecties beginnen vanaf 2010).</p>
Rentevoet	<p>Tussen de 8% (voor grote elektriciteitsproducenten) en 17.5% voor huishoudens (Federaal Planbureau 2011b, blz. 27)</p>
Sectoren en energiesysteem	<p>De studie van het Federaal Planbureau bestudeert de elektriciteits-, tertiaire, transport en residentiële sector.</p> <p>De studie neemt warmte, elektriciteit en transportbrandstoffen in rekening.</p>
Klimaatbeleid gekozen regio	<p>De studie van het Federaal Planbureau neemt voor het referentiescenario al het beleid en maatregelen mee die zijn ingevoerd tot de lente van 2009. Het referentiescenario omvat dan ook de effecten van de maatregelen van het huidige Actieplan voor energie-efficiëntie die al geïmplementeerd werden voor april 2009 (vijf ecodesign maatregelen). Herschikking van de richtlijn</p>

**Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet**

	<p>betreffende de energieprestatie van gebouwen maakt geen deel uit van de aannames, terwijl geïmplementeerde nationale maatregelen over bijvoorbeeld bouwcodes wel opgenomen zijn (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25).</p> <p>Het referentiescenario houdt rekening met Europese verordeningen in verband met de CO<sub>2</sub> uitstoot van personenauto's; deze verordeningen leggen dalingen op inzake het gemiddelde brandstofverbruik van nieuwe wagens (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25).</p> <p>De nieuwe richtlijn inzake hernieuwbare energiebronnen (HEB) met wettelijk bindende nationale doelstellingen over het HEB-aandeel in bruto finaal energieverbruik maakt geen deel uit van het referentiescenario (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25).</p> <p>Met betrekking tot kernenergie, werkt het referentiescenario binnen het kader van de actuele wettelijke context. Dit houdt in dat er een geleidelijke kernuitstap voor industriële elektriciteitsproductie plaats zal vinden (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25).</p> <p>Het (centrale) 20/20 scenario gaat uit van dezelfde algemene aannames als het referentiescenario, met als verschil dat de Europees opgelegde nationale doelstellingen voor België met betrekking tot BKG-emissies en hernieuwbare energie worden gehaald in 2020 (Federaal Planbureau 2011b, blz. 52). Verder is er nog een variant voor het 20/20 scenario die niet uitgaat van de kernuitstap.</p> <p>Het (centrale) 30/20 scenario gaat uit van dezelfde algemene aannames als het referentiescenario, met als verschil dat de Europese BKG-doelstelling voor 2020 een vermindering van 30% is ten opzichte van 1990 en gehaald wordt (Federaal Planbureau 2011b, blz. 94). Verder is er nog een variant voor het 30/20 scenario die niet uitgaat van de kernuitstap.</p>
Klimaatbeleid rest van de wereld	Het is onbekend welke aannames zijn genomen.
Betrokkenheid van <i>stakeholders</i>	Er wordt geen melding gemaakt van enige rol van <i>stakeholders</i> tijdens het maken van de studie
<b>Opzet van de scenario's</b>	
<p>Aantal scenario's: 12 (+1 referentiescenario)</p> <p>De studie van het Federaal Planbureau bevat dertien verschillende scenario's. De vier hoofdscenario's zijn de referentielijn, het ref_20/20 scenario, het ref_30/20_int scenario (zonder gebruik van flexibiliteitsmechanisme), het ref_30/20_flex scenario (met gebruik van het flexibiliteitsmechanisme). Deze vier scenario's onderscheiden zich in hun Europese BKG-doelstelling in 2020 en het toepassen van de Europees opgelegde nationale HEB doelstellingen.</p> <p>De doelstelling met betrekking tot vermindering in BKG-emissies in 2020 ten opzichte van het niveau in 1990 is 0%, 20% en 30% voor respectievelijk het referentiescenario, Ref_20/20 scenario en Ref_30/20 scenario. Met betrekking tot het aandeel HEB aan het bruto finaal energieverbruik gaat men in het referentiescenario uit van geen doelstelling, in het 20/20 scenario van een 13% aandeel. In de overige scenario's gebruikt men dezelfde hernieuwbare waarde (HW) als die van het Ref_20/20 scenario (Federaal Planbureau 2011b, blz. 14).</p> <p>Voor de 20/20 en 30/20 scenario's worden verder tevens variaties geanalyseerd waarin EV een grotere rol spelen in energiesysteem (Ref_20/20_EV, Ref_30/20_int_EV, Ref_30/20_flex_EV), en waarin de levensduur van de kerncentrales wordt verlengd (Nuc_20/20 en Nuc_30/20). Tenslotte is</p>	

**Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet**

<p>er een variatie waarin zowel de levensduur van de kerncentrales wordt verlengd en EV een grotere rol speelt (Nuc_20/20_EV, Nuc_30/20_int_EV en Nuc_30/20_flex_EV). Inclusief deze variaties zijn er in totaal dertien scenario's in de studie van het Federaal Planbureau.</p>	
<p><b>Modellering van de elektriciteitsvraag</b></p>	
<p>Modellering elektriciteitsvraag en profiel</p>	<p>De studie van het Federaal Planbureau "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" maakt gebruik van het model PRIMES. Hierin worden de verschillende eindsectoren opgedeeld in subsectoren, waarbinnen vervolgens een verdeling in energiediensten plaatsvindt. Deze worden verder onderverdeeld in energiegebruik aan de hand van technologietypen (E3Mlab 2007, blz. 8). Verder wordt de belasting in het model gegeven door chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22). Gebruik van opslag van elektriciteit (pompcentrales) wordt met behulp van het model bepaald en verlaagt de piekvraag (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De keuze in technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) worden gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>De belangrijke <i>drivers</i> bij het kiezen tussen de verschillende technologieën zijn de energieprijzen, de koolstofwaarden en andere maatregelen (belastingen en subsidies, promotie van nieuwe technologieën die leiden tot lagere waargenomen kosten, promotie van gebruik van energie-efficiëntie zoals standaarden (Capros 2011, blz. 10) die consumenten kunnen stimuleren geavanceerde technologieën aan te schaffen. De keuze in energiebesparende maatregelen beïnvloedt de energievraag (Eurelectric 2009, blz. 39).</p>
<p>Aannames economische groei</p>	<p>De studie "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" van het Federaal Planbureau gaat voor zijn macro-economische vooruitzichten uit van de aannames zoals gegeven door EC (2010). Hierbij veronderstelt het referentiescenario dat de recente economische crisis langdurige effecten heeft. De verwachte BBP in 2020 en 2030 is door de crisis significant lager dan in eerdere voorspellingen (Federaal Planbureau 2011b, blz. 20).</p> <p>Er wordt in het document Federaal Planbureau (2011b) geen vermelding gemaakt van de invloed van veranderende energie- of elektriciteitsprijzen en andere aspecten (bv. inkomsten van het ETS systeem) ten gevolge van decarbonisatie op de economische ontwikkeling. Volgens E3Mlab (2007) koppelt het model PRIMES de hoeveelheid aan energiediensten van de eindsectoren aan de economische activiteit, en deze laatste wordt exogeen toegevoegd.</p>
<p>Gebruik van energie-efficiëntie</p>	<p>Bij het bepalen van het referentiescenario van de "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" is er rekening gehouden met beleid en maatregelen die geïmplementeerd zijn tot 2009. Dit houdt o.a. in dat de vijf eco-designmaatregelen die al aangenomen waren in 2009 en ook de Europese verordeningen rond CO<sub>2</sub> van personenauto's die sterke dalingen opleggen in het gemiddelde brandstofverbruik van nieuwe wagens zijn meegenomen.</p> <p>De verhoging van energie-efficiëntie wordt verder met behulp van het model bepaald. Hierbij vindt verbetering van energie-efficiëntie plaats door (Capros 2011, blz. 37):</p> <p>Verlagen van vraag naar energiediensten vanwege hogere energiekosten die</p>

**Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet**

	<p>leidt tot substitutie richting non-energie goederen en diensten en verandering in gedrag (minder verwarmen, minder gebruik maken van transport, uitschakelen van apparaten etc.);</p> <p>Verandering van energiegebruik (efficiëntere processen, recyclen van afval);</p> <p><i>Shift</i> richting meer efficiëntere technologieën;</p> <p>Veranderen van de brandstofmix;</p> <p>Energiebesparende maatregelen (bv. isolatie).</p>																																		
<p>Kosten energie-efficiëntie</p>	<p>Er wordt aangeduid dat de kapitaalkosten van een technologie dalen wanneer de marktpenetratie van de technologie toeneemt (E3Mlab 2007, blz. 20).</p> <p>Verder wordt beschreven dat de PRIMES data met betrekking tot technologieën gerelateerd aan de energievraag regelmatig wordt vergeleken met andere bronnen. Voor elektrische apparaten werd PRIMES technologieën vergeleken met de "EuP Preparatory" studies en met Eichhammer et al. (2009) (EC 2011g, blz. 68).</p>																																		
<p>Rol elektrische voertuigen</p>	<p>De studie "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" gaat ervanuit dat er geen elektrische voertuigen deel zullen uitmaken van het wagenpark in België in 2020 of 2030 (enkel niet-herlaadbare hybrides) in het referentiescenario, het standaard 20/20 scenario en het 30/20 scenario.</p> <p>Voor de "grootschalige ontwikkeling van elektrische wagens" varianten van de 20/20 en 30/20 scenario's gaat het Federaal Planbureau uit van een toename van elektrische voertuigen (zie Tabel 32).</p> <p><b>Tabel 32: Hypothesen voor de ontwikkeling van het elektrisch wagenpark (EV) % van het totaal wagenpark (Federaal Planbureau 2011b)</b></p> <table border="1" data-bbox="437 1272 1386 1648"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Ref_20/20_EV en Ref_30/20_EV</th> <th colspan="3">Nuc_20/20_EV en Nuc_30/20_EV</th> </tr> <tr> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EV, waarvan</td> <td>5</td> <td>8</td> <td>15</td> <td>10</td> <td>13</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Herlaadbare hybride</td> <td>5</td> <td>7.2</td> <td>13.5</td> <td>9</td> <td>11</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Volledig elektrische wagen</td> <td>0</td> <td>0.8</td> <td>1.5</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table>		Ref_20/20_EV en Ref_30/20_EV			Nuc_20/20_EV en Nuc_30/20_EV			2020	2025	2030	2020	2025	2030	EV, waarvan	5	8	15	10	13	20	Herlaadbare hybride	5	7.2	13.5	9	11	16	Volledig elektrische wagen	0	0.8	1.5	1	2	4
	Ref_20/20_EV en Ref_30/20_EV			Nuc_20/20_EV en Nuc_30/20_EV																															
	2020	2025	2030	2020	2025	2030																													
EV, waarvan	5	8	15	10	13	20																													
Herlaadbare hybride	5	7.2	13.5	9	11	16																													
Volledig elektrische wagen	0	0.8	1.5	1	2	4																													
<p>Rol warmtepompen</p>	<p>Wordt met behulp van het model bepaald. De studie Federaal Planbureau (2011b) geeft wel aan dat een herziening van de penetratiegraad van warmtepompen een verschil in het referentiescenario heeft veroorzaakt ten opzichte van die van de Europese Commissie (2010) (Federaal Planbureau 2011b, blz. 19).</p>																																		

**Bijlage 5.** Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

Rol <i>demand side management</i> (DSM)	DSM is niet meegenomen in de studie.
Modellering van het elektriciteitsaanbod	
Technologieën	De volgende productietechnologieën voor elektriciteitsproductie zijn meegenomen: kernenergie, vaste stoffen, aardgas, olie/diesel, biomassa (gas, vast, afval), vaste afvalstoffen, stortgas, waterkracht, wind, zon, geothermie, golf/getijde.
Modellering	<p>De modellering maakt gebruik van het model PRIMES.</p> <p>In de studie van het Federaal Planbureau is het aandeel van de verschillende technologieën aan de elektriciteitsproductie de uitkomst van het PRIMES model. Hierbij gebruikt de studie verschillende BKG-emissie reductiedoelstellingen voor 2020 en 2030 op Europees niveau die de koolstofwaarde bepalen, en de 20%-doelstelling voor het HE-aandeel aan het energiesysteem in 2020 om de hernieuwbare waarde (HW) te bepalen (niet in het referentiescenario<sup>96</sup>). Na 2020 is er geen doelstelling meer voor het aandeel van HE-bronnen aan het energiesysteem, maar wordt een HW gekozen die een langzame stijging toont in het energieverbruik op basis van HE (Federaal Planbureau 2011b, blz.53).</p> <p>De keuze in technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) worden gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>Het model maakt investeringsbeslissingen met betrekking tot: het verlengen van de levensduur van oude centrales, vroegtijdig vervangen van oude centrales, ontwikkeling van een nieuwe centrale op een bestaande of nieuwe locatie, retrofitten van bestaande centrales met aanvullende technologie zoals CCS (Capros 2011, blz. 13).</p> <p>Gebruik van pompcentrales wordt met behulp van het model bepaald (Capros 2011, blz. 13) en helpt de piekvraag verlagen.</p> <p>Waterkrachtcentrales zijn regelbaar en worden ingezet bij piekuren tot de waterlimiet is bereikt (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>Elektriciteitsproductie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen wordt als <i>deterministic equivalent</i> genomen: de nominale capaciteit wordt verminderd met de aangenomen jaarlijkse <i>resource availability rate</i> en wordt aangenomen over het gehele jaar uniform elektriciteit te produceren (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>Er wordt voor sommige van de technologieën een differentiatie gemaakt om de verschillen in weersomstandigheden te simuleren per land (bijvoorbeeld verschillen in mate van wind). Hierdoor kunnen de specifieke productiekosten (euro/kWh) van een technologie variëren per land.</p>
Maximale	De kosten voor gebruik van hernieuwbare energiebronnen worden bepaald

<sup>96</sup> De richtlijn over hernieuwbare energiebronnen (HEB) met wettelijk bindende nationale doelstellingen over het aandeel van HE aan het bruto finaal energieverbruik is niet meegenomen in de baseline. In plaats daarvan gaat men uit van het voortzetten van het huidige beleid (Federaal Planbureau 2011b, blz. 14).

**Bijlage 5.** Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

potentieel elektriciteits-productie en capaciteit	door kostencurves (Capros 2011, blz. 15). Verder is de beschikbaarheid van beschikbaarheid (potentieel) van hernieuwbare energiebronnen een parameter in het model (Capros 2011, blz. 16). De data komt van databanken van DLR, ECN en Observer (Capros 2011, blz. 7).																																																							
Leercurves	Leercurves zijn niet gegeven.																																																							
<i>Back-up</i> capaciteit	<p>De intermitterende HEB krijgt een "<i>capacity credit</i>" die lager is dan de nominale capaciteit. Deze varieert per land en scenario afhankelijk van de invoering van intermitterende HEB. De <i>capacity credit</i> daalt als de intermitterende HEB toeneemt en verschilt per land afhankelijk van de aannames met betrekking tot de verdeling van HEB sites (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De <i>capacity credit</i> bepaalt hoeveel (minst kapitaal-intensieve) thermische elektriciteitscentrales nodig zijn als <i>back-up</i> om aan de criteria voor bevoorradingszekerheid te voldoen. Hierdoor stijgen de kosten en daalt de competitiviteit van intermitterende HEB (Capros 2011, blz. 50).</p>																																																							
Kapitaalkosten productietechnologieën	<p><b>Tabel 33: Investeringskosten technologieën in Euro<sub>2010</sub>/kW in "Energy Roadmap 2050" referentie en CPI scenario (EC 2011g, blz. 67)</b></p> <table border="1" data-bbox="437 904 1326 1924"> <thead> <tr> <th>Technologie</th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kernenergie</td> <td>4,382</td> <td>3,985</td> <td>3,859</td> <td>3,618</td> </tr> <tr> <td>Poederkool (incl. CCS)</td> <td>3,481</td> <td>3,064</td> <td>2,315</td> <td>1,899</td> </tr> <tr> <td>Kolenvergassing</td> <td>2,232</td> <td>2,050</td> <td>1,741</td> <td>1,542</td> </tr> <tr> <td>Gas (incl. CCS)</td> <td>1,637</td> <td>1,450</td> <td>1,115</td> <td>929</td> </tr> <tr> <td>Gas (combined cycle)</td> <td>856</td> <td>822</td> <td>762</td> <td>713</td> </tr> <tr> <td>Poederkool</td> <td>2,199</td> <td>2,035</td> <td>1,724</td> <td>1,577</td> </tr> <tr> <td>PV</td> <td>4,169</td> <td>2,678</td> <td>1,663</td> <td>1,366</td> </tr> <tr> <td>Geothermie (verzamel)</td> <td>4,203</td> <td>4,171</td> <td>3,839</td> <td>3,805</td> </tr> <tr> <td><i>Offshore</i> wind</td> <td>1,796</td> <td>1,789</td> <td>1,663</td> <td>1,366</td> </tr> <tr> <td><i>Onshore</i> wind</td> <td>1,106</td> <td>1,104</td> <td>1,085</td> <td>1,074</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	2010	2020	2030	2050	Kernenergie	4,382	3,985	3,859	3,618	Poederkool (incl. CCS)	3,481	3,064	2,315	1,899	Kolenvergassing	2,232	2,050	1,741	1,542	Gas (incl. CCS)	1,637	1,450	1,115	929	Gas (combined cycle)	856	822	762	713	Poederkool	2,199	2,035	1,724	1,577	PV	4,169	2,678	1,663	1,366	Geothermie (verzamel)	4,203	4,171	3,839	3,805	<i>Offshore</i> wind	1,796	1,789	1,663	1,366	<i>Onshore</i> wind	1,106	1,104	1,085	1,074
Technologie	2010	2020	2030	2050																																																				
Kernenergie	4,382	3,985	3,859	3,618																																																				
Poederkool (incl. CCS)	3,481	3,064	2,315	1,899																																																				
Kolenvergassing	2,232	2,050	1,741	1,542																																																				
Gas (incl. CCS)	1,637	1,450	1,115	929																																																				
Gas (combined cycle)	856	822	762	713																																																				
Poederkool	2,199	2,035	1,724	1,577																																																				
PV	4,169	2,678	1,663	1,366																																																				
Geothermie (verzamel)	4,203	4,171	3,839	3,805																																																				
<i>Offshore</i> wind	1,796	1,789	1,663	1,366																																																				
<i>Onshore</i> wind	1,106	1,104	1,085	1,074																																																				

**Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet**

Brandstofkosten	<p>De “Energievooruitzichten voor België tegen 2030” studie van het Federaal Planbureau gebruikt het Prometheus model om de energieprijzen op wereldniveau te bepalen (Federaal Planbureau 2011b, blz. 24). Deze worden gebruikt voor het modelleren van de EU voor aannames met betrekking tot importprijzen (EC 2011h, blz. 86).</p> <p><b>Tabel 34: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen “Energievooruitzichten voor België tegen 2030” (Federaal Planbureau 2011b, blz. 24)</b></p> <table border="1" data-bbox="438 604 1284 907"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Eenheid</th> <th>Regio</th> <th>2020</th> <th>2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Olie</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/boe</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>88.4</td> <td>106</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/boe</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>62.1</td> <td>76.6</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/boe</td> <td>Niet gespecificeerd</td> <td>25.8</td> <td>29.3</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Eenheid	Regio	2020	2030	Olie	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	88.4	106	Gas	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	62.1	76.6	Kolen	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	25.8	29.3
Brandstof	Eenheid	Regio	2020	2030																	
Olie	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	88.4	106																	
Gas	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	62.1	76.6																	
Kolen	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	25.8	29.3																	
CO <sub>2</sub> -prijzen	<p>Voor de “referentiescenario” zijn de prijzen voor CO<sub>2</sub>-emissies in de ETS-sector voor 2020 en 2030 het resultaat van berekeningen op basis van de richtlijn inzake ETS (EU ETS richtlijn 2009/29/EC), terwijl er voor de niet-ETS sector geen koolstofwaarde wordt gebruikt (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25).</p> <p>Voor het 20/20 traject wordt gaat men er voor 2020 ervan uit dat de Belgische doelstellingen die zijn opgelegd in het Klimaat- en Energiepakket worden bereikt in 2020. Op basis hiervan en de EU ETS richtlijn worden de koolstofwaarden bepaald voor de ETS en niet-ETS sector die leiden tot de nodige vermindering in broeikasgasemissies (voor de ETS sector op EU-niveau). Voor na 2020 wordt het traject bepaald dat leidt tot -80% BKG-emissies in 2050 ten op zicht van 1990. Hieruit bepaalt men de koolstofwaarde die nodig is om dit traject te bereiken, waarbij de ETS en niet-ETS sector samen worden genomen (en dus dezelfde koolstofwaarde krijgen) (Federaal Planbureau 2011b, blz. 53)</p> <p>Voor de 30/20 trajecten wordt het opvoeren van de BKG-reductie-inspanning gesimuleerd. Hierbij bestaat er een variant waarbij de EU flexibiliteitsmechanismes kan gebruiken om een deel van zijn verplichtingen buiten de EU te vervullen (Ref_30/20_flex), en een variant waarbij enkel flexibiliteitsmechanismes gebruikt kunnen worden binnen de EU (Ref_30/20_int).</p> <p>Het gebruik van flexibiliteitsmechanismes uit zich in termen van modellering in een identieke koolstofwaarde (KW) voor alle Lidstaten in zowel de ETS-sector als de niet ETS-sector (Federaal Planbureau 2011b, blz. 95)</p> <p><b>Tabel 35: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten “Energievooruitzichten voor België tegen 2030” (Federaal Planbureau 2011b, blz. 25, 53 en 95)</b></p>																				

**Bijlage 5.** Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

	Brandstof	Scenario	Eenheid	2005	2020	2030
	Koolstofwaarden	Referentie-scenario	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	0	25	39
Koolstofwaarden	Ref_20/20	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e		13.2	45.4	
Koolstofwaarden	Ref_20/20	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e		4.2	45.4	
Koolstofwaarden	Ref_30/20_flex	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e			66.1	
Koolstofwaarden	Ref_30/20_int	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e			61.7	
Import en export elektriciteit	In de studie van het Federaal Planbureau van netto-de invoer van elektriciteit een stijgende lijn om in 2030 op 13.6 TWh te eindigen, op basis van onder andere de aangekondigde strategieën van de buurlanden (Federaal Planbureau 2011b, blz.41). De importwaardes zijn hetzelfde in alle scenario's.					
Koolstofafvang en -opslag (CCS)	In de studie " <i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i> " van het Federaal Planbureau is de ontwikkeling van CCS bepaald met behulp van het model (behalve pilootprojecten in de EU voor 2020) afhankelijk van de koolstofprijzen, relatieve brandstofprijzen en de CCS-technologiedynamiek. De kostprijs voor opslag en transport volgt een niet-lineaire aanbodscurve (Federaal Planbureau 2011b, blz. 26).					
Kernenergie	In de hoofdsenario's van de studie van het Federaal Planbureau is het aandeel van kernenergie in de elektriciteitsproductie in België in 2030 nul procent. Er zijn ook sub scenario's waarin wordt aangenomen dat de kernuitstap niet plaatsvindt. De resulterende percentages van kernenergie in de elektriciteitsproductie is het resultaat van modellering met het PRIMES model.  In PRIMES wordt met betrekking tot kernenergie meegenomen: de kosten voor investering voor toekomstige ontmanteling (15% <i>provision</i> ) en kosten voor <i>recycling</i> en verwerking van afval (Capros 2011, blz. 45).					
Biomassa	Het aandeel van biomassa aan de elektriciteitsproductie is een resultaat van de modellering met het model PRIMES. Hierbij wordt een aparte module gebruikt. De biomassa module is een economisch aanbodmodel dat de optimale gebruik van biomassa/afval grondstoffen en investeringen in secundaire en <i>final</i> transformatie berekent om aan de vraag te voldoen van biomassa/afval gebaseerde energieproducten, zoals geprojecteerd door de rest van het PRIMES model. Het biomassamodel bepaalt de prijzen van de biomassa/afval producten, en ook de consumptie van andere energieproducten voor productie, transport en behandelen van de biomassa/afval producten (E3Mlab 2007, blz. 33). Het projecteert tevens land-, landbouw-, bos- en afvalgrondstoffen die worden gebruikt bij de productie van bio-energie producten, en bepaalt met behulp van het model de import-export van bio-energie en <i>feedstock</i> voor bio-energie (Capros 2011).					
<b>Modellering van het elektriciteitsnetwerk</b>						
Bevoorradings-zekerheid	Er wordt gebruik gemaakt van een verplichte reservemarge (" <i>system reserve margin</i> ") om rekening te houden met energiestromen onder uitzonderlijke omstandigheden. Deze is gebaseerd op de "Studie over de perspectieven van					



**Bijlage 5. Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet**

	<p>elektriciteitsbevoorrading 2008-2017". De ratio tussen totale netto geïnstalleerde capaciteit en bruto piekvraag is hier gesteld op 21% (FOD 2009, blz. 106).</p>
Transmissienetwerk tussen landen	<p>Het model PRIMES dat het Federaal Planbureau gebruikt heeft voor de studie "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" simuleert een "<i>DC linearized power flow</i>" in een netwerk met een enkele <i>node</i> per land (35 <i>nodes</i> in totaal) en meerdere interconnectoren (240 <i>links</i>) tussen de <i>nodes</i> (Capros 2011, blz. 18).</p> <p>De elektriciteitsvraag wordt weergegeven als een chronologische belastingcurve met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22).</p> <p>Uitwisseling van elektriciteit tussen landen wordt met behulp van het model bepaald, maar de mate waarin wordt beperkt door de thermische capaciteit. Het "<i>DC-linearized optimum power flow</i>" probleem wordt opgelost door PRIMES door non-lineaire optimalisatie van de sector (E3Mlab 2007, blz. 21).</p> <p>De huidige capaciteit, <i>resistance</i> en <i>reactance</i> van de <i>links</i> is gebaseerd op data van ENTSOE. De toekomstige capaciteiten worden exogeen ingevoerd op basis peilingen en aankondigingen van transmissienetbeheerders (TSO) (Capros 2011, blz. 18).</p>
Transmissienetwerk intern	<p>Investerings in het netwerk stijgen niet-lineair bij toename van capaciteit van intermitterende hernieuwbare energie (Capros 2011, blz. 50).</p>
Distributienetwerk	<p>Investerings in het netwerk stijgen niet-lineair bij toename van capaciteit van intermitterende hernieuwbare energie (Capros 2011, blz. 50).</p>
Opslagtechnologie	<p>Gebruik van waterstof als opslagtechnologie is niet meegenomen (maar kan wel worden meegenomen in PRIMES).</p> <p>Hoeveelheid capaciteit aan pompcentrales wordt met behulp van het PRIMES model bepaald en afhankelijk van kosten en maximale mogelijkheid (Capros 2011, blz. 58).</p>
Verliezen van het net	<p>In "<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>" van het Federaal Planbureau wordt er een vaste verliesfactor gebruikt om de verliezen van transmissie en distributie van elektriciteit te berekenen. Deze factoren verschillen per land en hangen af van het type voltage. Verder veranderen de verliesfactoren over de tijd om technologische ontwikkeling te simuleren (E3Mlab 2007, blz. 50). Er wordt geen overzicht gegeven van de waarden van de factoren.</p>
Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën	<p>Er zijn geen gegevens beschikbaar over de aannames met betrekking tot de aannames van de investeringskosten voor transmissie- en distributielijnen.</p>
<b>Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten</b>	
Banen	<p>In Federaal planbureau (2011b) wordt de verschillen tussen de scenario's met betrekking tot werkgelegenheid niet besproken. Er wordt in E3Mlab (2007) of Capros (2011) ook geen melding gemaakt van de mogelijkheid om de werkgelegenheid van verschillende scenario's te bepalen met behulp van PRIMES.</p>

**Bijlage 5.** Federaal Planbureau (2011b), Energievooruitzichten voor België tegen 2030– fact sheet

Milieu	<p>In de studie van het Federaal Planbureau wordt er rekening gehouden met variaties in de hoeveelheid BKG-emissies uitstoot in de verschillende scenario's.</p> <p>De invloed van HE-technologieën op de uitstoot van SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO en productie van kernafval worden niet meegenomen.</p>
Afhankelijkheid import energie	<p>De invoerafhankelijkheid wordt berekend aan de hand van uitkomst van het model (het aandeel van de netto-invoer van het bruto binnenlands verbruik<sup>99</sup>) (Federaal Planbureau 2011b, blz. 30). Er moet opgemerkt worden dat de invoer van uranium niet wordt voorgesteld in de energiebalansen, enkel de opgewekte nucleaire warmte (Federaal Planbureau 2011b, blz. 28). Verder is er geen gevoeligheidsanalyse uitgevoerd zoals door ECF (2010) met betrekking tot schommelende fossiele brandstofprijzen.</p>

---

<sup>99</sup> Het primair energieverbruik kan worden berekend door het niet-energetisch eindverbruik van het bruto binnenlands verbruik af te trekken.

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

### Energy Roadmap 2050 - Samenvatting studieresultaten

<b>Doel</b>
<p>Het doel van de <i>Energy Roadmap 2050</i> van de Europese Commissie (EC) is het bekomen van een visie en strategie over hoe het Europese energiesysteem kan worden gedecarboniseerd tegen 2050, terwijl tegelijkertijd voldaan wordt aan de doelstellingen met betrekking tot bevoorradingszekerheid en de internationale concurrentiepositie.</p> <p>De studie onderzoekt en analyseert verschillende scenario's die kunnen leiden tot de transformatie van het energiesysteem. De analyse is illustratief bedoeld, waarbij de impact, uitdagingen en mogelijke manieren om het energiesysteem te moderniseren worden beschreven. De verschillende scenario's moeten niet gezien worden als "of-of" keuzes. Van belang zijn de overeenkomende kenmerken tussen de scenario's, en de conclusies die uit de studie getrokken kunnen worden over het soort beleid dat ontwikkeld moet worden om lange-termijn investeringen te ondersteunen (EC 2011f, blz. 3). Voor elk scenario wordt daarom de impact op bevoorradingszekerheid, concurrentiepositie van energiesector en de energiekosten onderzocht (EC 2011g, blz. 24).</p>
<b>Resultaten</b>
<p>Alle scenario's tonen dat elektriciteit een grotere rol zal spelen dan nu (met bijna een verdubbeling van zijn aandeel aan finaal energieverbruik tot 36-39% in 2050) om bij te dragen aan het decarboniseren van de transportsector en warmte- en koelingsprocessen in Europa. Hiervoor moet in de komende twintig jaar de transitie in gang worden gezet om een decarbonisatieniveau te bereiken van ongeveer 57-65% in 2030 en 96-99% in 2050 (EC 2011f, blz.6).</p> <p>In alle decarbonisatiescenario's vinden sterke verbeteringen op gebied van energie-efficiëntie plaats (EC 2011i, blz. 5).</p> <p>Het aandeel in bruto elektriciteitsproductie van HE-bronnen in Europa in de decarbonisatiescenario's is ongeveer 60-65% in 2050, behalve voor het scenario waarin een zeer hoge penetratie van HE-technologieën wordt gesimuleerd ("<i>High RES</i>" scenario) met ongeveer 83% (EC 2011h, blz. 22). Windenergie is verantwoordelijk voor ongeveer een derde van de bruto elektriciteitsproductie in de meeste decarbonisatiescenario's. In het "<i>High RES</i>" scenario loopt dit op tot bijna 50%. Biomassa vormt in geen enkele van de scenario's meer dan 11% van de bruto elektriciteitsproductie in 2050.</p> <p>Gas speelt een sleutelrol voor de transformatie in de korte tot middenlange-termijn door kolen en olie te vervangen. Op de lange termijn speelt gas een rol als <i>back-up</i> en <i>balancing</i> capaciteit ter compensatie van intermitterende HE-bronnen. Wanneer Koolstofafvang en -opslag (CCS) voor gas commercieel beschikbaar wordt zou gas ook al <i>low-carbon</i> technologie kunnen dienen (EC 2011f, blz. 12).</p> <p>CCS is een belangrijke optie voor de decarbonisatie van de zware industrie en voor lage koolstof technologieën in de elektriciteitssector door gebruik in combinatie met kolencentrales, (mogelijk) gascentrales en (mogelijk) biomassacentrales (voor "negatieve" emissies van CO<sub>2</sub>) (EC 2011f, blz. 12).</p> <p>Voor de toename aan gebruik van HE en tevens voor verbetering van de energie-efficiëntie is een</p>

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

modern en betrouwbare *smart* infrastructuur nodig, inclusief technologieën voor opslag van elektriciteit (EC 2011i, blz. 5). Met voldoende capaciteit van inter-connectiviteiten en een slimmer netwerk kan de variatie in *output* van HE-bronnen zoals wind en zonne-energie beter worden beheerd (EC 2011f, blz. 10).

Voor het gebruiken van hernieuwbare elektriciteit vanuit de Noordzee en de Middellandse Zee is een uitbreiding van de infrastructuur nodig. Het exploratieve werk van ENTSO-E voor uitbreiding van het netwerk in Noord- en West-Europa tot 2030 moet passen bij het werk van ENTSO-E voor een ontwikkelingsplan van het *Pan-European Electricity Highways System* voor 2050 (EC 2011f, blz. 15).

De totale investeringen in 2011-2050 in productiecapaciteit in de Europese elektriciteitssector varieert tussen de scenario's van ongeveer 2 biljoen €<sub>2008</sub> voor het "CPI" scenario tot 3.2 biljoen €<sub>2008</sub> in het "*High RES*" scenario (EC 2011h, blz. 27).

De totale investeringen in 2011-2050 in het elektriciteitsnetwerk varieert van 1,269 miljard €<sub>2008</sub> in het "*High RES*" scenario tot 2,195 miljard €<sub>2008</sub> in het "*High RES*" scenario. Waarbij vooral de investeringen in het distributienetwerk erg hoog zijn (de verhouding van investeringen tussen transmissienetwerk en distributienetwerk is gemiddeld ongeveer 1 op 4.5) (EC 2011h, blz. 28).

De totale energiesysteemkosten (inclusief brandstof, elektriciteit, kapitaalkosten, investeringskosten in apparatuur, energie-efficiëntieproducten etc.) in het CPI scenario vormen ongeveer 14.6% van het totale Europese BBP in 2050 (10.5% in 2005). De kosten van de transformatie van het energiesysteem in de decarbonisatiescenario's verschillen niet veel van die van het "*Current policy initiatives*" (CPI) scenario.

De gevoeligheid voor schommelingen van de fossiele brandstofprijs daalt in de decarbonisatiescenario's aangezien de importafhankelijkheid van fossiele brandstoffen daalt naar 35-45% in 2050, in vergelijking met 58% bij huidig beleid (EC 2011f, blz. 5).

Een Europese aanpak voor de transformatie van het energiesysteem is effectiever, en zal leiden tot lagere kosten (EC 2011f, blz. 3).

### Informatie over de resultaten op Belgisch niveau

De resultaten met betrekking tot de nodige uitbreidingen van inter-connectiviteiten om congesties te voorkomen die anders optreden bij het transporteren van elektriciteit van de *offshore* windparken in de Noordzee zijn gegeven voor België (EC 2011h, blz. 83).

### Beleid

De *Energy Roadmap 2050* trekt de volgende conclusies die relevant zijn voor beleid (EC 2011i, blz. 6):

Wanneer er geen vergelijkbaar klimaatbeleid buiten Europa plaatsvindt (dus geen *global action*), moet er opgepast worden voor *carbon leakage* en zijn er eventueel additionele beleidsinstrumenten nodig om de concurrentiepositie van energie-intensieve industrieën te behouden;

Lange-termijn voorspelbaarheid en betrouwbaarheid van beleid zijn nodig om een gunstig investeringsklimaat voor lage koolstof investeringen te creëren. *Milestones* en doelstellingen kunnen hierbij helpen. Onzekerheid kan leiden tot een suboptimale situatie waarin enkel investeringen met lagere investeringskosten worden gerealiseerd;

Er dient steun te worden gegeven aan *research and development* (R&D) en

**Bijlage 6.** EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

demonstratieprojecten om de kosten van *low-carbon* technologieën te verlagen;

Voldoende aandacht dient gegeven te worden aan de maatschappelijke acceptatie van de lage koolstof technologieën en uitbreidingen van de infrastructuur;

Aanvullende flankerend beleid is misschien nodig om huishoudens te ondersteunen die financieel gezien moeilijk hun bijdrage kunnen leveren aan de toenemende kosten, aangezien de huishoudens de grootste last zullen moeten dragen.

*Energy Roadmap 2050 - Overzicht modellering, aannames en randvoorwaarden*

Algemene uitgangspunten van de studies	
BKG-emissiedoelstelling	De studie van de Europese Commissie, de " <i>Energy Roadmap 2050</i> " gaat in zijn <b>referentiescenario</b> ervan uit dat de 2020 doelstellingen van het Europese Klimaatpakket worden gehaald, maar dat verder er geen verdere klimaatdoelstellingen na 2020 gesteld worden (behalve die van het EU-ETS) (EC2011g, blz.25).  Alle <b>decarbonisatiescenario's</b> gaan uit van een verlaging van 85% energie gerelateerde CO <sub>2</sub> emissie in Europa tegen 2050 vergeleken met het niveau van 1990 (EC2011g, blz. 24) <sup>100</sup> .
Regio	Het gebied waarop de studie slaat betreft de EU27 (PRIMES neemt evenwel ook kandidaat Lidstaten en buurlanden mee, zoals Noorwegen, Zwitserland, Turkije, Zuidoost Europa).
Periode	In de <i>Energy Roadmap 2050</i> van de EC wordt een uitgebreide beschrijving gegeven van het verloop van 2011 tot 2050. De nadruk van de analyse ligt meer op de doeljaren 2030 en 2050. Voor sommige analyses worden enkel de resultaten voor deze twee jaren weergegeven.  Het PRIMES model maakt projecties voor de periode 2000-2050 met 5-jaar interval (de data voor de periode 1990-2005 is gekalibreerd met Eurostat data, de projecties beginnen vanaf 2010).
Rentevoet	Industrie: 12%;  "Private individuals": 17.5%;  Tertiaire sector: 12%;  Openbaar vervoer: 8%;  Elektriciteitssector: 9%.

<sup>100</sup> Onduidelijk of de vermindering van BKG-emissies in Europa moet plaatsvinden of dat verlaging in landen buiten Europa mag plaatsvinden ter compensatie (*offset*).

**Bijlage 6.** EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

	(EC 2011g, blz. 73)
Sectoren en energiesysteem	<p>De studie van de Europese Commissie "<i>Energy Roadmap 2050</i>" bestudeert de elektriciteits-, tertiaire, transport en residentiële sector.</p> <p>De studie neemt warmte, elektriciteit en transportbrandstoffen in rekening.</p>
Klimaatbeleid gekozen regio	<p>De studie van de Europese Commissie bevat vele verschillende scenario's, die elk hun eigen specifieke aannames hebben met betrekking tot het beleid.</p> <p>In het referentiescenario wordt al het Europese beleid meegenomen dat is geïmplementeerd tegen maart 2010. Er wordt ervan uitgegaan dat de Europese BKG- en HE-doelstellingen voor 2020 zoals beschreven in het energie- en klimaatpakket worden gehaald. Er worden echter geen nieuwe doelstellingen voor na 2020 opgesteld (EC 2011g, blz. 25). Verder gaat het referentiescenario uit van een afname in subsidies voor HE-bronnen na 2020, om uiteindelijk in 2050 volledig te verdwijnen (EC 2011, blz. 58)</p> <p>In het "<i>Current Policy Initiatives</i>" (CPI) scenario gaat EC ervan uit dat hetzelfde beleid als in het referentiescenario wordt uitgevoerd. Verder worden er enkele additionele maatregelen op gebied van energie-efficiëntie, infrastructuur, interne markt, kernenergie (stresstesten), energiebelasting (herziening Energiebelastingrichtlijn<sup>101</sup>) en transport.</p> <p>Alle decarbonisatiescenario's zijn gebaseerd op de beleidsaannames van het CPI scenario, met daaraan toegevoegd een versterkt beleid voor het ondersteunen van HE-bronnen en een garantiefonds voor alle lage koolstof technologieën (EC 2011h, blz. 4).</p> <p>Het "<i>High Energy Efficiency</i>" scenario richt zich op een sterke inzet op het besparen van primaire energie tegen 2050 (met een tussendoel van het bereiken van bijna 20% energiebesparing tegen 2020); strikte implementatie van het "<i>Energy Efficiency Plan</i>". Additionele strenge minimum eisen worden gesteld aan apparaten. Verplichte hogere renovatie ratio in de publieke sector voor bestaande gebouwen, verplichting van utiliteiten om energiebesparing van 1.5% per jaar te bereiken (tot 2020), strenge minimumeisen voor elektriciteitsopwekking, transmissie en distributie en een verplichting dat bestaande opwekkingscentrales <i>upgraden</i> tot <i>Best-Available-Technology</i> elke keer als hun vergunning moet worden vervangen (EC 2011h, blz. 4 en 5).</p> <p>Het "<i>Diversified supply technologies</i>" scenario beschrijft geen specifieke additionele aannames met betrekking tot beleid.</p> <p>Het "<i>High RES</i>" scenario voorziet beter beleid voor faciliteren van vergunningen en aansluiting aan het netwerk. Marktintegratie meer HE handel. Strengere beleidsmaatregelen in elektriciteitsopwekking, verwarming en transportsector om hogere aandeel HE-bronnen te stimuleren (EC 2011h, blz.6).</p> <p>Het "<i>Delayed CCS</i>" scenario beschrijft geen specifieke additionele aannames met betrekking tot beleid.</p> <p>In het "<i>Low nuclear</i>" scenario worden er beleidsmaatregelen tegen constructie van nieuwe kerncentrales als reactie op de geziene risico's van kernafval en veiligheid (EC 2011h, blz. 7).</p>
Klimaatbeleid rest van de wereld	<p>In tegenstelling tot de "<i>Low Carbon Economy Roadmap</i>" (EC 2011a) gaat de "<i>Energy Roadmap 2050</i>" van de Europese Commissie in zijn scenario's enkel uit van een situatie waarin het engagement van niet-EU-landen met betrekking tot</p>

<sup>101</sup> Huidige richtlijn daterend uit 2003 is: 2003/96/EG

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

	vermindering van BKG-emissies vergelijkbaar is met die van Europa, en laat het het zogenaamde <i>fragmented action</i> (andere landen buiten Europa ondernemen slechts matig actie ter vermindering van BKG-emissies) scenario buiten beschouwing (EC 2011g, blz.22).
Betrokkenheid van <i>stakeholders</i>	Er is een <i>online</i> vragenlijst opgesteld die is ingevuld door ongeveer 400 mensen (helft organisaties en de helft burgers). Sommige Lidstaten hebben een formeel antwoord gegeven op de vragenlijst. Verder hebben <i>stakeholders</i> relevante rapporten aangeleverd en is er een ontmoeting met energie-experts geweest om de studie te bespreken op 25 mei 2011.
<b>Opzet van de scenario's</b>	
<p>Aantal scenario's: 6 decarbonisatiescenario's (+2 referentiescenario's)</p> <p>De <i>Energy Roadmap 2050</i> van de Europese Commissie bevat een referentiescenario tot 2050. In dit scenario gaat men ervan uit dat er uitvoering is gegeven aan de Europese beleidsinstrumenten die ingevoerd zijn tot maart 2010. In het "<i>current policy initiatives</i>" (CPI) scenario worden er verschillende beleidsvoorstellen op gebied van energie-efficiëntie, infrastructuur, kernenergie etc., die nog niet zijn ingevoerd voor maart 2010 maar wel worden overwogen, meegenomen. De zes overige scenario's baseren zich op het CPI scenario en variëren ten opzichte van het CPI scenario in het beoogde Europese BKG-emissie reductiedoelstelling in 2050 ten opzichte van 1990, de mate waarin extra strenge eisen op gebied van energie-efficiëntie worden doorgevoerd, het aandeel van HE aan het energiesysteem (van 40% tot 83% voor het HE-aandeel aan de bruto elektriciteitsproductie), de publieke acceptatie van kernenergie en het vinden van een oplossing voor het kernafvalprobleem, en de snelheid van het commercieel beschikbaar zijn van CCS technologie.</p>	
<b>Modellering van de elektriciteitsvraag</b>	
Modellering elektriciteitsvraag en profiel	<p>EC (2011f) maakt gebruik van het model PRIMES. Hierin worden de verschillende eindsectoren opgedeeld in subsectoren, waarbinnen vervolgens een verdeling in energiediensten plaatsvindt. Deze worden verder onderverdeeld in energiegebruik aan de hand van technologietypen (E3Mlab 2007, blz. 8). Verder wordt de belasting in het model gegeven door chronologische belastingcurves met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22). Gebruik van opslag van elektriciteit (pompcentrales) wordt met behulp van het model bepaald en verlaagt de piekvraag (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De keuze in technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) wordt gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>De belangrijke <i>drivers</i> bij het kiezen tussen de verschillende technologieën zijn de energieprijzen, de koolstofwaarden en andere maatregelen (belastingen en subsidies, bevordering van nieuwe technologieën die leiden tot lagere waargenomen kosten, evenals de bevordering van het gebruik van energie-efficiëntie bv. door middel van standaarden (Capros 2011, blz. 10)) die consumenten ertoe kunnen stimuleren geavanceerde technologieën aan te schaffen. De keuze in energiebesparende maatregelen beïnvloedt de energievraag (Eurelectric 2009, blz. 39).</p>
Aannames	De EC studie " <i>Energy Roadmap 2050</i> " gebruikt voor het berekenen van de

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

<p>economische groei</p>	<p>economische groei van Europa en de wereld het model GEM-E3. Dit model is een “<i>general equilibrium</i>” model dat de wereldregio’s en Europese landen weergeeft en hun met elkaar verbindt door endogene bilaterale handelsverkeer en “<i>environmental flows</i>”. Het model bevat de productiesectoren, consumptie, prijsvorming van goederen, arbeidskrachten en kapitaal, investeringen en dynamische groei (EC 2011h, blz. 85).</p> <p>Met betrekking tot concurrentie/marktwerking gaat de studie er verder van uit dat het effect van de activiteiten in de decarbonisatiescenario’s beperkt is. Daarom zijn voor zowel het referentie/CPI scenario als voor de decarbonisatiescenario’s dezelfde macro-economische gegevens gebruikt.</p> <p>Eerder werk van de Europese Commissie met betrekking tot de vraag wat de korte termijn invloed (2020) zou zijn wanneer Europa daadwerkelijk zou kiezen voor het pad dat bestaat in het op lange termijn beperken van de <i>global warming</i> tot 2°C in vergelijking met een “<i>business-as-usual</i>” scenario, toont dat deze keuze zou leiden tot een 0.4% tot 0.6% stijging van het BBP in 2020<sup>102</sup>. De “<i>Energy Roadmap 2050</i>” geeft echter aan dat een lange-termijn (2050) inschatting van de invloed van beleidsinstrumenten op economische groei erg moeilijk is te kwantificeren (EC 2011g, blz. 29).</p>
<p>Gebruik van energie-efficiëntie</p>	<p>Gebruik van efficiëntiemaatregelen wordt met behulp van het model bepaald.</p> <p>Verder van invloed is het beleid met betrekking tot energie-efficiëntie dat in het model gesimuleerd wordt:</p> <p>In de <i>Energy Roadmap 2050</i> (EC2011f) is in de referentielijn het beleid dat is geïmplementeerd tegen maart 2010 meegenomen (inclusief de eco-design richtlijn<sup>103</sup>). De 2020 doelstellingen voor BKG-emissies en HEB-aandeel zal worden bereikt maar geen verdere doelstellingen na 2020 (behalve ETS-richtlijn) zijn meegenomen (EC 2011f, blz. 4).</p> <p>In het CPI scenario wordt ook rekening gehouden met beleidsinstrumenten die worden voorzien of in werking zijn getreden na maart 2010.</p> <p>De decarbonisatiescenario’s baseren zich op het CPI scenario en bevatten daarom dezelfde aannames met betrekking tot energie-efficiëntie. Uitzondering is het “<i>High Energy Efficiency</i>” scenario, waarin verdere strengere minimumeisen voor toestellen en nieuwe gebouwen, energieproductie, transmissie en distributie, hogere renovatieratio voor bestaande gebouwen, de implementatie van een verplichte energiebesparingsquota aan utiliteiten, de volledige invoering van <i>smart grids</i> en <i>smart meters</i> (EC 2011g, blz. 25).</p>
<p>Kosten energie-efficiëntie</p>	<p>Er wordt aangeduid dat de kapitaalkosten van een technologie dalen wanneer de marktpenetratie van de technologie toeneemt (E3Mlab 2007, blz. 20).</p> <p>Verder wordt beschreven dat de PRIMES data met betrekking tot technologieën gerelateerd aan de energievraag regelmatig wordt vergeleken met andere bronnen. Voor elektrische apparaten werd PRIMES technologieën vergeleken met de “<i>EuP Preparatory</i>” studies en met Eichhammer et al. (2009) (EC 2011g, blz. 68).</p>

<sup>102</sup> SEC (2010), Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission tot the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage

<sup>103</sup> Richtlijn 2009/125/EG



**Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet**

Rol elektrische voertuigen	<p>In de <i>Roadmap 2050</i> wordt vermeld dat er een toename is in elektrische voertuigen in personenvervoer (hybride of puur elektrische wagen) die oploopt tot 80% van de activiteiten in personenvervoer (EC 2011h, blz. 20).</p> <p>Er wordt verder niet aangeduid of dit exogeen is ingevoerd of dat dit een uitkomst is van het model.</p> <p>Er wordt opgemerkt dat een hogere marktpenetratie van EV de ontwikkelingen in 2009-2010 op gebied van nationale steun en programma's te stimuleren van alternatieve brandstoffen reflecteert (EC 2011g, blz. 63).</p>
Rol warmtepompen	Wordt met behulp van het model bepaald.
Rol <i>demand side management</i> (DSM)	In de studie van de Europese Commissie, de " <i>Energy Roadmap 2050</i> ", wordt aangegeven dat het gebruik van DSM is meegenomen in in ieder geval het " <i>High RES</i> " scenario (EC 2011h, blz.6). Echter, er wordt niet bij vermeld hoe dit is gemodelleerd, of wat de aannames hierbij waren.
<b>Modellering van het elektriciteitsaanbod</b>	
Technologieën	De volgende productietechnologieën worden meegenomen in het model: kernenergie, vaste stoffen, aardgas, olie/diesel, biomassa (gas, vast, afval), vaste afvalstoffen, stortgas, waterkracht, wind, zon, geothermie, golf/getijde.
Modellering	<p>Maakt gebruik van het model PRIMES.</p> <p>De keuze in technologie (elektriciteitsopwekking of energie-efficiëntie) worden gebaseerd op de waargenomen kosten (bestaande uit de werkelijke kosten, mate van voldoening en een risicopremie). De investeringsbeslissing maakt gebruik van een <i>weighted average cost of capital</i> (WACC) voor industriële actoren en subjectieve rentevoeten voor privé-actoren (Capros 2011, blz. 26).</p> <p>De belangrijkste <i>drivers</i> voor het verminderen van BKG-emissies in het model zijn de koolstofwaarden (voor zowel de ETS en niet-ETS sectoren), de internationale energieprijzen en de hernieuwbare waarde. De koolstofwaarde wordt bepaald door modellering. De internationale energieprijzen worden in de decarbonisatiescenario's lager gesteld dan in het referentie en CPI scenario, en zijn van een vergelijkbaar niveau als de resultaten van de analyse in de "<i>Low Carbon Economy Roadmap</i>" en recente IEA projecties die de impact van ambitieus klimaatbeleid hebben geanalyseerd.</p> <p>Het model maakt beslissingen met betrekking tot het verlengen van de levensduur van oude centrales, het vroegtijdig vervangen van oude centrales, de ontwikkeling van een nieuwe centrale op een bestaande of nieuwe locatie, het retrofitten van bestaande centrales met aanvullende technologie zoals CCS (Capros 2011, blz. 13).</p> <p>Het gebruik van pompcentrales wordt met behulp van het model bepaald (Capros 2011, blz. 13); dit gebruik helpt de piekvraag verlagen.</p> <p>Waterkrachtcentrales zijn regelbaar en worden ingezet bij piekuren tot de waterlimiet is bereikt (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>Elektriciteitsproductie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen wordt als <i>deterministic equivalent</i> genomen: de nominale capaciteit wordt vermindert met de aangenomen jaarlijkse <i>resource availability rate</i> en wordt aangenomen over het gehele jaar uniform elektriciteit te produceren (Capros 2011, blz. 50).</p>

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

	Er wordt voor sommige van de technologieën een differentiatie gemaakt om de verschillen in weersomstandigheden te simuleren per land (bijvoorbeeld verschillen in mate van wind). Hierdoor kunnen de specifieke productiekosten (euro/kWh) van een technologie variëren per land																																																							
Maximale potentieel elektriciteits-productie en capaciteit	De kosten voor gebruik van hernieuwbare energiebronnen worden bepaald door kostencurven (Capros 2011, blz. 15). Verder is de beschikbaarheid van hernieuwbare energiebronnen een parameter in het model (Capros 2011, blz. 16). De data komt van databanken van DLR, ECN en Observer (Capros 2011, blz. 7).																																																							
Leercurves	De <i>learning ratio's</i> van de verschillende technologieën zijn groter in de decarbonisatiescenario's (EC 2011g, blz.34). De cijfers van de <i>learning ratio's</i> worden niet gegeven.																																																							
<i>Back-up</i> capaciteit	<p>De intermitterende HEB krijgt een "<i>capacity credit</i>" die lager is dan de nominale capaciteit. Deze varieert per land en scenario afhankelijk van de invoering van intermitterende HEB. De <i>capacity credit</i> daalt als de intermitterende HEB toeneemt en verschilt per land afhankelijk van de aannames met betrekking tot de verdeling van HEB sites (Capros 2011, blz. 50).</p> <p>De <i>capacity credit</i> bepaalt hoeveel (minst kapitaalintensieve) thermische elektriciteitscentrales nodig zijn als <i>back-up</i> om aan de criteria voor bevoorradingszekerheid te voldoen. Hierdoor stijgen de kosten en daalt de competitiviteit van intermitterende HEB (Capros 2011, blz. 50).</p>																																																							
Kapitaalkosten productie-technologieën	<p>De impact assessments van de "<i>Energy Roadmap 2050</i>" geeft de investeringskosten voor de ontwikkeling van de investeringskosten van HE en niet-HE technologieën voor het referentie en CPI scenario (zie Tabel 36).</p> <p><b>Tabel 36: Investeringskosten technologieën in Euro<sub>2010</sub>/kW in "<i>Energy Roadmap 2050</i>" referentie en CPI scenario (EC 2011g, blz. 67)</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Technologie</th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: left;">Kernenergie</td> <td>4,382</td> <td>3,985</td> <td>3,859</td> <td>3,618</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Poederkool (incl. CCS)</td> <td>3,481</td> <td>3,064</td> <td>2,315</td> <td>1,899</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Kolenvergassing</td> <td>2,232</td> <td>2,050</td> <td>1,741</td> <td>1,542</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Gas (incl. CCS)</td> <td>1,637</td> <td>1,450</td> <td>1,115</td> <td>929</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Gas (combined cycle)</td> <td>856</td> <td>822</td> <td>762</td> <td>713</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Poederkool</td> <td>2,199</td> <td>2,035</td> <td>1,724</td> <td>1,577</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">PV</td> <td>4,169</td> <td>2,678</td> <td>1,663</td> <td>1,366</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;">Geothermie (verzamel)</td> <td>4,203</td> <td>4,171</td> <td>3,839</td> <td>3,805</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;"><i>Offshore</i> wind</td> <td>1,796</td> <td>1,789</td> <td>1,663</td> <td>1,366</td> </tr> <tr> <td style="text-align: left;"><i>Onshore</i> wind</td> <td>1,106</td> <td>1,104</td> <td>1,085</td> <td>1,074</td> </tr> </tbody> </table>	Technologie	2010	2020	2030	2050	Kernenergie	4,382	3,985	3,859	3,618	Poederkool (incl. CCS)	3,481	3,064	2,315	1,899	Kolenvergassing	2,232	2,050	1,741	1,542	Gas (incl. CCS)	1,637	1,450	1,115	929	Gas (combined cycle)	856	822	762	713	Poederkool	2,199	2,035	1,724	1,577	PV	4,169	2,678	1,663	1,366	Geothermie (verzamel)	4,203	4,171	3,839	3,805	<i>Offshore</i> wind	1,796	1,789	1,663	1,366	<i>Onshore</i> wind	1,106	1,104	1,085	1,074
Technologie	2010	2020	2030	2050																																																				
Kernenergie	4,382	3,985	3,859	3,618																																																				
Poederkool (incl. CCS)	3,481	3,064	2,315	1,899																																																				
Kolenvergassing	2,232	2,050	1,741	1,542																																																				
Gas (incl. CCS)	1,637	1,450	1,115	929																																																				
Gas (combined cycle)	856	822	762	713																																																				
Poederkool	2,199	2,035	1,724	1,577																																																				
PV	4,169	2,678	1,663	1,366																																																				
Geothermie (verzamel)	4,203	4,171	3,839	3,805																																																				
<i>Offshore</i> wind	1,796	1,789	1,663	1,366																																																				
<i>Onshore</i> wind	1,106	1,104	1,085	1,074																																																				

**Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet**

<p>Brandstofkosten</p>	<p>De “<i>Energy Roadmap 2050</i>” studie van de Europese Commissie gebruikt het Prometheus model om de energieprijzen op wereldniveau te bepalen (zie Tabel 37). Deze worden gebruikt voor het modelleren van de EU voor aannames met betrekking tot importprijzen (EC 2011h, blz. 86). Hierbij is een onderscheid gemaakt voor de verwachte ontwikkeling van de olieprijs tussen het referentie (en CPI) scenario en de decarbonisatiescenario's, omdat de wereldwijde vraag naar olie lager is in de decarbonisatiescenario's.</p> <p><b>Tabel 37: Aangenomen ontwikkeling energieprijzen “<i>Energy Roadmap 2050</i>” (EC 2011g, blz. 55)</b></p> <table border="1" data-bbox="435 591 1406 969"> <thead> <tr> <th>Brandstof</th> <th>Scenario</th> <th>Eenheid</th> <th>Regio</th> <th>2010</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Olie</td> <td>Decarbonisatie scenario's</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/bbl</td> <td>Wereld</td> <td></td> <td>84</td> <td>79</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>Olie</td> <td>Referentiescenario en CPI scenario</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/barrel</td> <td>Wereld</td> <td>84.6</td> <td>88.4</td> <td>106</td> <td>127</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>Referentiescenario en CPI scenario</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/barrel</td> <td>Wereld</td> <td>53.5</td> <td>62.1</td> <td>76.6</td> <td>98.4</td> </tr> <tr> <td>Kolen</td> <td>Referentiescenario en CPI scenario</td> <td>dollar<sub>2008</sub>/barrel</td> <td>Wereld</td> <td>22.6</td> <td>28.7</td> <td>32.6</td> <td>33.5</td> </tr> </tbody> </table>	Brandstof	Scenario	Eenheid	Regio	2010	2020	2030	2050	Olie	Decarbonisatie scenario's	dollar <sub>2008</sub> /bbl	Wereld		84	79	70	Olie	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	84.6	88.4	106	127	Gas	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	53.5	62.1	76.6	98.4	Kolen	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	22.6	28.7	32.6	33.5									
Brandstof	Scenario	Eenheid	Regio	2010	2020	2030	2050																																											
Olie	Decarbonisatie scenario's	dollar <sub>2008</sub> /bbl	Wereld		84	79	70																																											
Olie	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	84.6	88.4	106	127																																											
Gas	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	53.5	62.1	76.6	98.4																																											
Kolen	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	22.6	28.7	32.6	33.5																																											
<p>CO<sub>2</sub>-prijzen</p>	<p>De “<i>Energy Roadmap 2050</i>” van de Europese Commissie maakt gebruik van het model PRIMES. De ETS koolstofwaarde wordt met behulp van het model bepaald, waarbij de koolstofwaarde leidt tot het bereiken van de gestelde randvoorwaarde met betrekking tot de totale uitgestoten BKG-emissies in de ETS-sector (EC 2011g, blz.57). Na 2030 wordt dezelfde koolstofwaarde ook gebruikt voor de non-ETS sector. Beleid dat leidt tot meer implementatie van energie-efficiëntie en hernieuwbare energie verlagen de behoefte aan emissierechten, en verlagen daardoor de CO<sub>2</sub>-prijs (EC 2011g, blz. 32).</p> <p><b>Tabel 38: Aangenomen ontwikkeling prijzen van emissierechten “<i>Energy Roadmap 2050</i>” (EC 2011g, blz.33)</b></p> <table border="1" data-bbox="435 1538 1406 2011"> <thead> <tr> <th></th> <th>Scenario</th> <th>Eenheid</th> <th>2020</th> <th>2030</th> <th>2040</th> <th>2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>Referentie-scenario</td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>17.5</td> <td>40</td> <td></td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>CPI</td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>15</td> <td>32</td> <td></td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td><i>High Energy Efficiency</i></td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>15</td> <td>25</td> <td>87</td> <td>234</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>Diversified supply technologies</td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>25</td> <td>52</td> <td>95</td> <td>265</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td><i>High RES</i></td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>25</td> <td>35</td> <td>92</td> <td>285</td> </tr> <tr> <td>Emissierechten</td> <td>Delayed CCS</td> <td>euro<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>e</td> <td>25</td> <td>55</td> <td>190</td> <td>270</td> </tr> </tbody> </table>		Scenario	Eenheid	2020	2030	2040	2050	Emissierechten	Referentie-scenario	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	17.5	40		50	Emissierechten	CPI	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	15	32		51	Emissierechten	<i>High Energy Efficiency</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	15	25	87	234	Emissierechten	Diversified supply technologies	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	52	95	265	Emissierechten	<i>High RES</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	35	92	285	Emissierechten	Delayed CCS	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	55	190	270
	Scenario	Eenheid	2020	2030	2040	2050																																												
Emissierechten	Referentie-scenario	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	17.5	40		50																																												
Emissierechten	CPI	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	15	32		51																																												
Emissierechten	<i>High Energy Efficiency</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	15	25	87	234																																												
Emissierechten	Diversified supply technologies	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	52	95	265																																												
Emissierechten	<i>High RES</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	35	92	285																																												
Emissierechten	Delayed CCS	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	25	55	190	270																																												

## Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

	Emissierechten	Low nuclear	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>	20	63	100	310
Import en export elektriciteit	<p>In de studie "<i>Energy Roadmap 2050</i>" van de Europese Commissie wordt import van elektriciteit uit landen buiten de EU (EC 2011h, blz. 82).</p> <p>Het "<i>High RES</i>" scenario neemt de uitwisseling van elektriciteit vanuit Noord-Afrika mee (Capros 2011, blz. 53).</p>						
Koolstofafvang en -opslag (CCS)	<p>De EC heeft toegezegd om 12 grootschalige demonstratieprojecten te steunen tegen 2015. Het CCS-Richtlijn<sup>104</sup> legt in een raamwerk de handelingen voor veilig afvangen, vervoeren en opslaan van CO<sub>2</sub> vast. De Richtlijn Emissiehandelsysteem<sup>105</sup> verzekert dat veilig opgeslagen CO<sub>2</sub> niet gezien wordt als uitgestoten CO<sub>2</sub> emissies, waardoor de prijzen voor emissierechten een financiële stimulans vormen voor gebruik van CCS-technologie.</p> <p>Elektriciteitsopwekking met negatieve CO<sub>2</sub>-uitstoot is mogelijk bij gebruik van CCS-technologie in combinatie met verbranding of meestook van biomassa (onduidelijk of dit ook is meegenomen in de mogelijke technologieën in het model) (EC 2011g, blz. 12 en 13). Kosten van CCS dalen net als bij HE-technologieën naarmate technologie zich verder ontwikkelt en toegepast wordt (EC 2011g, blz. 14).</p>						
Kernenergie	<p>In de studie "<i>Energy Roadmap 2050</i>" van de Europese Commissie varieert het aandeel van kernenergie aan de elektriciteitsproductie in Europa in 2050 per scenario (varieert voor 2050 in Europa tussen 2.5% en 26.4% van de bruto-elektriciteitsproductie). Het aandeel wordt gemodelleerd met het PRIMES model en wordt beïnvloedt door veranderingen in paramaters en aannames rondom de marktpenetratie van energie-efficiëntiemaatregelen, het vertrouwen in kernenergie en vinden van een oplossing voor het kernafvalprobleem, de hernieuwbare waarde (HE-waarde) en de ontwikkeling van CCS.</p> <p>De studie gaat uit van opgeven van kernenergieprogramma in Italië, verandering in het kernenergieprogramma van Duitsland en geen bouw van nieuwe kerncentrales in België (EC 2011g, blz. 33).</p>						
Biomassa	<p>Het aandeel van biomassa aan de elektriciteitsproductie is een resultaat van de modellering met het model PRIMES. Hierbij wordt een aparte module gebruikt. De biomassa module is een economisch aanbodmodel dat de optimale gebruik van biomassa/afval grondstoffen en investeringen in secundaire en <i>final</i> transformatie berekent om aan de vraag te voldoen van biomassa/afval gebaseerde energieproducten, zoals geprojecteerd door de rest van het PRIMES model. Het biomassamodel bepaalt de prijzen van de biomassa/afval producten, en ook de consumptie van andere energieproducten voor productie, transport en behandelen van de biomassa/afval producten (E3Mlab (2007), blz. 33). Het projecteert tevens land-, landbouw-, bos- en afvalgrondstoffen die worden gebruikt bij de productie van bio-energie producten, en bepaalt met behulp van het model de import-export van bio-energie en <i>feedstock</i> voor bio-energie (Capros 2011).</p> <p>In de decarbonisatiescenario's gaat men uit van steun van beleid voor de productie van energiegewassen, toename in collectie van biomassa uit</p>						

<sup>104</sup> Richtlijn 2009/31/EG

<sup>105</sup> Richtlijn 2009/29/EG

**Bijlage 6.** EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet

	reststromen, en/of een toename van de verwachte opbrengst van gewassen (EC 2011h, blz. 38). Hierdoor <i>shift</i> de kostencurve van biomassa. Verder wordt biomassa ook gebruikt als <i>back-up</i> functie (EC 2011h, blz. 6).
<b>Modellering van het elektriciteitsnetwerk</b>	
Bevoorrading-zekerheid	Er wordt gebruik gemaakt van een verplichte reservemarge (" <i>system reserve margin</i> ") om rekening te houden met energiestromen onder uitzonderlijke omstandigheden
Transmissienetwerk tussen landen	<p>PRIMES simuleert een "<i>DC linearized power flow</i>" in een netwerk met een enkele <i>node</i> per land (35 <i>nodes</i> in totaal) en meerdere interconnectoren (240 <i>links</i>) tussen de <i>nodes</i> (Capros 2011, blz. 18).</p> <p>De elektriciteitsvraag wordt weergegeven als een chronologische belastingcurve met 11 typische tijdzones per jaar (E3Mlab 2007, blz. 22).</p> <p>Uitwisseling van elektriciteit tussen landen wordt met behulp van het model bepaald, maar de mate waarin wordt beperkt door de thermische capaciteit. Het "<i>DC-linearized optimum power flow</i>" probleem wordt opgelost door PRIMES door non-lineaire optimalisatie van de sector (E3Mlab 2007, blz. 21).</p> <p>De huidige capaciteit, <i>resistance</i> en <i>reactance</i> van de <i>links</i> is gebaseerd op data van ENTSOE. De toekomstige capaciteiten worden exogeen ingevoerd op basis peilingen en aankondigingen van transmissienetbeheerders (TSO) (Capros 2011, blz. 18).</p>
Transmissienetwerk intern	Kosten stijgen niet lineair bij toename van intermitterende hernieuwbare energie (Capros 2011, blz. 50).
Distributienetwerk	Kosten stijgen niet lineair bij toename van intermitterende hernieuwbare energie (Capros 2011, blz. 50).
Opslagtechnologie	<p>De hoeveelheid capaciteit aan pompcentrales wordt met behulp van het PRIMES model bepaald en is afhankelijk van de kosten en maximale potentieel (Capros 2011, blz. 58). Gebruik van pompcentrales wordt met behulp van het model bepaald (Capros 2011, blz.16)</p> <p>Er wordt aangenomen dat teveel aan elektriciteit ook kan worden omgezet in waterstof. Deze wordt in het gasnet geïnjecteerd, of wanneer dit omwille van economische of technische redenen niet mogelijk is, opgeslagen en wanneer nodig weer omgevormd in elektriciteit. De mate waarin opslag van waterstof wordt gebruikt, verschilt per scenario (EC 2011h, blz.4). Voor het "<i>High RES</i>" scenario is opslagcapaciteit behorende bij CSP ook meegenomen (EC 2011h, blz. 6).</p>
Verliezen van het net	Er wordt een vaste verliesfactor gebruikt om de verliezen van transmissie en distributie van elektriciteit te berekenen. Deze factoren verschillen per land en hangen af van het type voltage. Verder veranderen de verliesfactoren over de tijd om technologische ontwikkeling te simuleren (E3Mlab 2007, blz. 50). Er wordt geen overzicht gegeven van de waarden van de factoren.
Kapitaalkosten transmissienetwerk en opslagtechnologieën	Er zijn geen gegevens beschikbaar over de aannames met betrekking tot de aannames van de investeringskosten voor transmissie- en distributielijnen.

**Bijlage 6. EC (2011f), Energy Roadmap 2050– fact sheet**

<b>Modellering van de impact op economie en niet-financiële baten</b>	
Banen	De invloed op de werkgelegenheid door decarbonisatiebeleid is niet gemodelleerd. In plaats daarvan is een kort overzicht gegeven van de verwachte invloed op werkgelegenheid uit verschillende andere studies (EC 2011g, blz. 35, 36).
Milieu	<p>Alle decarbonisatiescenario's gaan uit van een verlaging van 85% energie gerelateerde CO<sub>2</sub> emissie vergeleken met 1990 tegen 2050 (EC2011g, blz. 24).</p> <p>De invloed van HE-technologieën op de uitstoot van SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub><sup>106</sup>, PM2.5<sup>107</sup> emissies zijn geanalyseerd waarbij het GAINS model wordt gebruikt. Er wordt gekeken naar de effecten van verminderde schadelijke emissies op gezondheid/sterftegevallen en op de economische voordelen (minder kosten voor controleren van luchtvervuiling, vermeden kosten voor gezondheidszorg). Verder wordt ook de impact op verzuring onderzocht (EC 2011g, blz. 28 verwijst naar EC 2011j, blz. 92 t/m 94).</p> <p>Het is onzeker of de kosten voor productie van kernafval wordt meegenomen. Maar uitgaande dat de "Energy Roadmap 2050" dezelfde methodologie hiervoor volgt als de "Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" zijn de kosten voor verwerking van kernafval inbegrepen in de variabele kosten voor kernenergie (EC 2011j, blz. 110).</p>
Afhankelijkheid import energie	<p>Percentage van import van fossiele brandstoffen is berekend aan de hand van uitkomst van het model (onbekend ten opzichte van wat, primair energieverbruik of bruto binnenlands verbruik) (bijv EC 2011g, blz. 18). Let wel dat de invoer van uranium niet wordt meegeteld als invoer (EC 2011g, blz. 18)</p> <p>Er is verder geen gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, zoals door ECF (2010), met betrekking tot schommelende fossiel brandstofprijzen.</p>

<sup>106</sup> Dit is enigszins opmerkelijk, aangezien het PRIMES model de uitstoot van deze gassen wel meeneemt (EC 2011h, blz. 86). Het is niet duidelijk waarom de resultaten met betrekking tot SO<sub>x</sub> en NO<sub>x</sub> voor de decarbonisatiescenario's niet worden vergeleken met de referentiescenario's.

<sup>107</sup> Deeltjes met een diameter van 2.5 micrometer of minder

## Bijlage 7. Ontwikkeling CO<sub>2</sub>-prijzen

Tabel 39: CO<sub>2</sub> prijzen verschillende studies

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
SRU (2011)	<i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	Uit "Leitstudie" overgenomen	euro/tonCO <sub>2</sub> eq	Niet gespecificeerd	38	50	70
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per tCO <sub>2</sub> e	EU en OESO		54	
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per tCO <sub>2</sub> e	China, Rusland, Brazilië, Zuid-Afrika, Midden-Oosten		65	65
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per tCO <sub>2</sub> e	EU en OESO	50	110	110
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	17.5	40	50
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	CPI	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	15	32	51
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	<i>High Energy Efficiency</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	15	25	234
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Diversified supply technologies	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	25	52	265
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	<i>High RES</i>	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	25	35	285
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Delayed CCS	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2</sub> e	EU27	25	55	270

## Bijlage 7. Ontwikkeling CO2-prijzen

EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Low nuclear	euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>	EU27	20	63	310
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	Dollar per ton CO <sub>2</sub>	Kyoto Annex B landen	20	30	50
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	Dollar per ton CO <sub>2</sub>	Non-Annex B landen	20	30	50
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	Referentiescenario	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		25	39	42.3
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	<i>Power Choices</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		25	52.1	103.2
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	<i>POWER CHOICES WITH CCS DELAY</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		25	53.1	103.9
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	<i>POWER CHOICES WITH MORE NUCLEAR</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		25	51.9	100
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	<i>POWER CHOICES WITH LESS WIND DEPLOYMENT</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		25	52.6	104.4
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	<i>POWER CHOICES WITHOUT EFFICIENCY POLICIES</i>	Euro <sub>2008</sub> /tCO <sub>2e</sub>		32.2	128.1	304.2



## Bijlage 8. Ontwikkeling brandstofkosten

Tabel 40: Ontwikkeling kosten biomassa

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Europe	7.6	8.3	8.7
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	OESO Pacific and North America	3.1	3.6	4.3
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	Andere regio's	2.9	3.3	4.1
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	euro <sub>2010</sub> per MWh	Europa	34		29

Tabel 41: Ontwikkeling kosten Kolen

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /ton	Niet gespecificeerd	112.06	118.09	142.59
SRU (2011)	<i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	Uit "Leitstudie" overgenomen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	Niet gespecificeerd	9.07	11.64	16.44
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per ton	Wereld		109	109
Federaal Planbureau (2011b)	<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>	Referentiescenario	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	25.8	29.3	
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap</i>	Referentiescenario	dollar <sub>2008</sub> /boe	Wereld	28.7	32.6	33.5

## Bijlage 8. Ontwikkeling brandstofkosten

	2050	en CPI scenario					
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	Niet gespecificeerd	Dollar <sub>2008</sub> /ton	Importprijs voor EU	129.8	141.8	146.1

**Tabel 42: Ontwikkeling kosten Bruinkolen**

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
SRU (2011)	<i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	Uit "Leitstudie" overgenomen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	Niet gespecificeerd	5.59	6.92	9.45

**Tabel 43: Ontwikkeling kosten Olie**

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /vat	Niet gespecificeerd	107.58	124.13	
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per vat	Wereld		115	115
Federaal Planbureau (2011b)	<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>	Referentiescenario	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	88.4	105.9	
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Decarbonisatie scenario's	dollar <sub>2008</sub> /bbl	Wereld	84	79	70
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /barrel	Wereld	88.4	106	127
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	Niet gespecificeerd	Dollar <sub>2008</sub> /BL	Importprijs voor EU	88.4	105.9	126.8

## Bijlage 8. Ontwikkeling brandstofkosten

Tabel 44: Ontwikkeling kosten Gas

Auteur	Studie	Scenario	Eenheid	Regio	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	United States	8.85	11.9	19.64
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	Europa	13.71	15.96	21.54
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution 2010</i>	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /GJ	Japan LNG	15.59	18.07	24.25
SRU (2011)	<i>Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung</i>	Uit "Leitstudie" overgenomen	euro/GJ (incl toeslag CO <sub>2</sub> )	Niet gespecificeerd	13.4	17.12	22.99
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	Referentiescenario	dollar per mMBtu	Wereld		14.8	14.8
Federaal Planbureau (2011b)	<i>Energievooruitzichten voor België tegen 2030</i>	Referentiescenario	dollar <sub>2008</sub> /boe	Niet gespecificeerd	62.1	76.6	
EC (2011g)	<i>Energy Roadmap 2050</i>	Referentiescenario en CPI scenario	dollar <sub>2008</sub> /boe	Wereld	62.1	76.6	98.4
Eurelectric (2010)	<i>Power Choices</i>	Niet gespecificeerd	Dollar <sub>2008</sub> /MBTU(gross calorific value)	Importprijs voor EU	10.14	12.51	16.06

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoud kosten (O&M)

Tabel 45: Ontwikkeling kosten Onshore wind (investeringskosten)

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	826	788	740
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	826	750	730
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		900 tot 1,200	900 tot 1,200
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1104	1085	1074
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	950	900	850

Tabel 46: Ontwikkeling kosten Onshore wind (O&M kosten)

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	37	36	34
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	37	36	34
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	38	36	34

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 47: Ontwikkeling kosten *Offshore* wind (investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	1274	1208	1080
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	1274	1208	1080
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		2,000 tot 2,400	1,900 tot 2,300
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1789	1663	1366
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	2,100	1,800	1,300

**Tabel 48: Ontwikkeling kosten *Offshore* wind (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	94	80	69
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	94	80	69
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	116	99	72

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 49: Ontwikkeling kosten Waterkrachtcentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2443	2553	2726
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2443	2553	2726
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		1,750 tot 2,000	1,500 tot 1,900

**Tabel 50: Ontwikkeling kosten Waterkrachtcentrale (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	102	106	113
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	102	106	113

**Tabel 51: Ontwikkeling kosten Pompcentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,600	1,600	1,600

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 52: Ontwikkeling kosten Pompcentrale (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	16	16	16

**Tabel 53: Ontwikkeling kosten Golf/getijde (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2322	1786	1328
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2322	1491	1183

**Tabel 54: Ontwikkeling kosten Golf/getijde (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	97	74	55
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	97	74	55

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 55: Ontwikkeling kosten PV (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kWp	Investeringskosten	1470	850	630
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kWp	Investeringskosten	1470	850	611
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		1,000 tot 1,400	800 tot 1,200
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	2678	1663	1366

**Tabel 56: Ontwikkeling kosten PV (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	13	11	8
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	13	11	8

**Tabel 57: Ontwikkeling kosten PV (dak)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,430	1,100	985
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	7	6	5



## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 58: Ontwikkeling kosten PV (open ruimte)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,000	770	695
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	10	8	7

**Tabel 59: Ontwikkeling kosten CSP (Investeringskosten)**

	Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
	Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	4174	3528	3443
	Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	4174	3467	3410
	ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		2,900 tot 3,500	2,200 tot 2,600
CSP solar field	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /m <sup>2</sup>	Investeringskosten	190	144	120
CSP solar field	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW <sub>th</sub>	Investeringskosten	399	302	252
CSP solar field	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW <sub>el</sub>	Investeringskosten	1,078	817	681
CSP power block	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1,060	1,006	971
CSP storage	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kWh	Investeringskosten	38	29	25

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 60: Ontwikkeling kosten CSP (O&M kosten)**

	Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
	Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	174	149	128
	Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	174	149	128
CSP solar field	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	10	8	6
CSP power block	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	27	25	24
CSP storage	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kWh	O&M	1.0	0.7	0.6

**Tabel 61: Ontwikkeling kosten Biomassa (alleen maar elektriciteit) (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2015	1967	1925
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	2015	1967	1925
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	2,320	2,150	1,950

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 62: Ontwikkeling kosten Biomassa (alleen maar elektriciteit) (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	126	122	121
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	126	122	121
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	116	108	98

**Tabel 63: Ontwikkeling kosten Biomassa (WKK) (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	3080	2690	2355
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	3080	2690	2355
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	3,700	3,600	3,530

**Tabel 64: Ontwikkeling kosten Biomassa (WKK) (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	224	195	171
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	224	195	171

**Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)**

SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	252	245	240
------------	--	--------------------------	-----	-----	-----	-----

**Tabel 65: Ontwikkeling kosten Biomassa (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		1,600 tot 1,900	1,300 tot 1,600

**Tabel 66: Ontwikkeling kosten Biomassa vergassing WKK (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	3,210	3,110	2,980

**Tabel 67: Ontwikkeling kosten Biomassa vergassing WKK (O&M)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	O&M	209	202	194

**Tabel 68: Ontwikkeling kosten Geothermie (alleen elektriciteit) (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	7600	6000	4300
Greenpeace	<i>Advanced Energy</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	7600	4300	3180

**Bijlage 9.** Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoud kosten (O&M)

(2010)	[R]evolution					
--------	--------------	--	--	--	--	--

**Tabel 69: Ontwikkeling kosten Geothermie (alleen elektriciteit) (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	354	310	275
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	354	310	275

**Tabel 70: Ontwikkeling kosten Geothermie (WKK) (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	7800	6200	4500
Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	7800	6200	4500

**Tabel 71: Ontwikkeling kosten Geothermie (WKK) (O&M kosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	<i>Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	290	243	193

**Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)**

Greenpeace (2010)	<i>Advanced Energy [R]evolution</i>	euro <sub>2005</sub> /kW/a	O&M	290	243	193
-------------------	-------------------------------------	----------------------------	-----	-----	-----	-----

**Tabel 72: Ontwikkeling kosten Geothermie (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		2,000 tot 2,400	1,800 tot 2,200
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	4171	3839	3805

**Tabel 73: Ontwikkeling kosten Geothermie Enhanced Geothermal System (Investeringskosten)**

	Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Geothermie-EGS (2000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	7,178	6,261	5,723
Geothermie-EGS (3000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	9,830	8,574	7,838
Geothermie-EGS (4000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	12,632	11,019	10,072
Geothermie-EGS (5000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	16,860	14,707	13,443
Geothermie-EGS KWK (2000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	8,356	7,289	6,663
Geothermie-EGS	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	11,008	9,603	8,777

**Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)**

KWK (3000 m diepte)							
Geothermie-EGS KWK (4000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	13,811	12,047	11,012
Geothermie-EGS KWK (5000 m diepte)	SRU (2011)		euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	18,039	15,736	14,383

**Tabel 74: Ontwikkeling kosten Kolencentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	985	960	910
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		1,240 tot 1,450	1,150 tot 1,350

**Tabel 75: Ontwikkeling kosten Poederkoolcentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	2035	1724	1577

**Tabel 76: Ontwikkeling kosten Kolenvergassingscentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	2050	1741	1542

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 77: Ontwikkeling kosten Poederkool incl. CCS (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	3064	2315	1899

**Tabel 78: Ontwikkeling kosten Kolencentrale incl. CCS (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		2,000 tot 2,200	1,750 tot 1,950

**Tabel 79: Ontwikkeling kosten Kolencentrale incl. CCS retrofit (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		600 tot 800	500 tot 700

**Tabel 80: Ontwikkeling kosten Gascentrale (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		650 tot 750	600 tot 700

**Tabel 81: Ontwikkeling kosten Gascentrale incl. CCS (Investeringskosten)**



**Bijlage 9.** Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		1,000 tot 1,200	900 tot 1,100
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	1450	1115	929

**Tabel 82: Ontwikkeling kosten Gascentrale incl. CCS retrofit (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		350 tot 550	300 tot 500

**Tabel 83: Ontwikkeling kosten Olie (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		700 tot 800	600 tot 700

**Tabel 84: Ontwikkeling kosten Kernenergie (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
ECF (2010)	<i>Roadmap 2050</i>	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten		2,700 tot 3,300	2,600 tot 3,200
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	3985	3859	3618

## Bijlage 9. Ontwikkeling investeringskosten en beheer en onderhoudskosten (O&M)

**Tabel 85: Ontwikkeling kosten Ligniet (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	1142	1117	1068

**Tabel 86: Ontwikkeling kosten Gascentrale (Combined Cycle) (Investeringskosten)**

Auteur	Scenario	Eenheid	Type	2020	2030	2050
Greenpeace (2010)	Niet gespecificeerd	euro <sub>2005</sub> /kW	Investeringskosten	751	743	735
EC (2011g)	Referentiescenario en CPI	euro <sub>2010</sub> /kW	Investeringskosten	822	762	713

## Bijlage 10. Parameters maximale installeerbare capaciteit technologieën REMix-model

Tabel 87: Oppervlakte en potentiële hernieuwbare energiebronnen uit model REMix (SRU 2011, blz. 87 en 88)

	Ressourcendaten	Ausschlussflächen	Grundfläche Verteilparameter	Nutzungs-grad der Grundfläche	Anmerkungen
Solarenergie: PV in Siedlungsgebieten	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt-Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>		Siedlungsgebieten <sup>3, 4</sup>	Dächer: 0,775 %, Fassaden: 0,48 %, andere: 1,17 % <sup>1</sup>	Ausrichtungs-verteilung in Anlehnung an <sup>1</sup>
Solarenergie: PV auf Freiflächen	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt-Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>	Schutzgebietes, Steigung > 2,1 %	Landwirtschaftliche Fläche <sup>3, 4</sup>  Grünland <sup>3, 4</sup>  Brach- und spärlich bewachsene Flächen <sup>3, 4</sup>	0,03 % <sup>1</sup>  0,03 % <sup>1</sup>  33 % (NA)/ 0,03 % (EU)	Ausrichtung nach Süden, keine Nachführung
Solarenergie: CSP	Direkt-Normal-Ein-strahlung <sup>2</sup>	Schutzgebietes, Steigung > 2,1 %	Brach- und spärlich bewachsene Flä-chen <sup>3, 4</sup>	33 %	Ausrichtung in Nord-Süd-, Nachführung in Ost-West- Richtung, DNI > 1.800 kWh/(m <sup>2</sup> *a)
Wind <i>onshore</i>	Windgeschwindigkeit in 116 m Höhe <sup>6</sup>	Schutzgebietes	Brach- und spärlich bewachsene Flä-chen <sup>3, 4</sup>  Grünland <sup>3, 4</sup>  Strauchland <sup>3, 4</sup>  Mosaik (Gras, Sträucher, Bäume) <sup>3, 4</sup>  Landwirtschaftliche Fläche <sup>3, 4</sup>  Wald <sup>3, 4</sup>	33 %  3 %  3 %  3 %  3 %  0 %	
Wind <i>offshore</i>	Windgeschwindigkeit in 116	Schutzgebietes	Ges. ausschließl. Wirtschaftszone, 5 km	16 %	

## Bijlage 10. Parameters maximale installeerbare capaciteit technologieën REMix-model

	m Höhe <sup>6</sup>		Abstand von der Küste, Tiefe < 300 m		
Geothermie nur Stromerzeugung	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7, 8</sup>	Schutzgebietes	Alle Flächen	100 %, ab-züglich Geo.-KWK- Potenzial	
Geothermie KWK	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7, 8</sup>	Schutzgebietes	Wärmebedarfs-dichte > 0 4 GWh/km <sup>2</sup>	Durch abs. Wärmebe-darf be-grenzt	Wärmebedarfs-karte Europa, eigene Entwicklung
Laufwasser-kraftwerke	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeu- gungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leis-tung <sup>9</sup> , Theoreti-sches Wasserkraft- potenzial <sup>11</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
Speicherwasser-kraftwerke	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeu- gungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leistung <sup>9</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
Biomasse	Nationale Biomasse- potenziale <sup>12, 13, 14</sup>	Schutzgebietes, Steigung > 60 %	Wald, landwirt-schaftliche Fläche, Grünland, Sied- lungsgebiete <sup>3, 4</sup> ; Bevölkerungs-dichte <sup>15</sup>		Top-Down-Ansatz

1 Quaschnig, V., Systemtechnik einer umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. 2000, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. 0-188. 2 DLR, Direct Normal Irradiance and Global Horizontal Irradiance. 2007, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. 3 EEA, Corine Land Cover 2000, E.E. Agency, Editor. 2005. 4 JRC, Global Land Cover 2000. 2003, European Commission, Joint Research Center. 5 WDPA, World Database on Protected Areas, <http://www.wdpa.org/> 2006. 6 DWD, Windgeschwindigkeiten und Bodenrauigkeit aus dem Lokalmodell Europa, D. Wetterdienst, Editor. 2007, Deutscher Wetterdienst: Offenbach. 7 Hurter, S.H., R. , Atlas of Geothermal Resources in Europe. 2002, Office for Official Publications of the European Communities: Luxemburg. 8 Hurtig, E., Cermak, V., Haenel, R.; Zui, V., Geothermal Atlas of Europe. 1992, Hermann Haak Verlagsgesellschaft mbH, Geographisch-Kartographische Anstalt: Gotha. 9 PLATTS, PowerVision, datacut hydropower Europe. 2008, PLATTS (McGraw-Hill Companies): London. 10 WEC, 2007 Survey of *Energy* Resources, in Survey of *Energy* Resources, W.E. Council, Editor. 2007, World *Energy* Council: London. 11 Lehner, B.C., G.; Vassolo, S., Europe's Hydropower Potential Today and in the Future. EuroWasser. 12 IE, Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern, N.u.R.-c. Bundesministerium für Umwelt, BMU (Herausgeber), Editor. 2005, Institut für Energetik und Umwelt. 13 EUROSTAT, [epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu). 14 FAOSTAT, [faostat.fao.org](http://faostat.fao.org). 15 Dobson, J.E., E. A. Bright, P. R. Coleman, R.C. Durfree; B. A. Worley, LandScan: A Global Population Database for Estimating Populations at Risk. Photogrammetric Engineering & Remote Sensing 2000. Vol. 66(No. 7): p. 849-857.

## Bijlage 11. Executive Summary

### The difficulties concerning the interpretation of the results of scenario studies

Recently, there have been a number of studies that provide scenarios that show pathways to a sustainable energy system and electricity sector in Europe. These pathways however, differ greatly between the studies. It is therefore difficult to determine what type of energy policy is needed based on these studies.

When comparing or interpreting the results of scenario studies, it is important to take into account the used research methods of the studies in question. There are many different choices in terms of methodology that can have a significant effect on the study results. The first goal of this study is to create an inventory of the methodological differences between six recent scenario studies. These six studies are:

- SRU (2011), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*, Sondergutachten
- Greenpeace (2011), *Battle of the grids*
- ECF (2010), *Roadmap 2050*
- Eurelectric (2009), *Power Choices*
- Federaal Planbureau (2011b), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030*
- EC (2011f) - *Energy Roadmap*

The table below provides the results of the comparison of several key aspects of the methodologies used by the six chosen scenario studies.

**Tabel 88: Overview of methodology concerning modeling, assumptions and boundaries**

Aspect	Methodological options used in the six chosen scenario studies
Greenhouse gas emissions target <u>Has impact on:</u> Amount of CO <sub>2</sub> eq that has to be avoided (condition)	European greenhouse gas emissions targets vary between the studies from: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 75% to 95% reduction in 2050 compared to the level of 1990;</li> <li>• 30% to 40% reduction in 2030 compared to the level of 1990;</li> <li>• 20% to 30% reduction in 2020 compared to the level of 1990.</li> </ul>
Discount rate, learning ratio, CO <sub>2</sub> price, <i>fuel</i> price <u>Has impact on:</u> Specific costs per technology	Varies per study See tables of chapter 3.3 and the <i>Appendix</i> for an overview of the differences in assumptions between the studies regarding this aspect.
Electricity demand <u>Has impact on:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Total annual electricity demand;</li> <li>• Profile of the electricity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The electricity demand profile is depicted by means of load curves in all studies. Greenpeace (Tröster et al. 2011, p. 20-21), SRU (SRU 2011, p. 91) and ECF (ECF 2010, p. 53-55) note that their load curves are hourly based. The curves are developed based on data from European transmission operators or on land specific data. Greenpeace (Tröster et al. 2011, p. 20-21) furthermore takes into account the geographical distribution of energy</li> </ul>

<p>demand.</p>	<p>intensive activities and population. The studies that make use of the PRIMES model (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009 en EC 2011f) use chronological load curves with 11 typical time zones (Capros 2011, p. 13);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Demand side management</i> (DSM) is included by ECF (ECF 2010, p. 71)) and Greenpeace (Tröster et al. 2011, p. 48) in their model (using respectively 20% and 15% DSM). Federaal Planbureau (2011b) and SRU (2011) do not take into account the use of DSM in their models. Eurelectric (2009) and EC (2011f) seem to incorporate DSM, but do not describe in detail how this was modeled;</li> <li>• The chosen studies estimate the economic growth in their scenario's based on <i>WEO 2009</i> (Greenpeace 2011, p. 31), or the GEM-E3 model (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f), or the Oxford Economics model (ECF 2010, p. 31). Only the Oxford Economics model takes the impact of changes in electricity prices on the economic growth into account;</li> <li>• To determine the energy efficiency potential, the studies use <i>McKinsey 2030 Global GHG Abatement Cost Curve for Europe</i> (ECF 2010, p. 10), or an energy efficiency study developed by Ecofys (Greenpeace 2011, p. 28), or they determine the efficiency potential endogenously (Capros 2011, p. 10) using PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). None of the studies describe the used energy efficiency technologies and their costs in detail;</li> <li>• The share of electric vehicles (EV) in Europe in 2050 varies from 62% (Greenpeace 2010, p. 49) to 76% (ECF 2010, p. 43). Eurelectric (2009) and EC (2011f) estimate the percentage of EV of personal transport on respectively 80-90% (Eurelectric 2009, p. 53) and 80% (EC 2011h, p. 20) in Europe in 2050. The Federaal Planbureau (2011b) expects a share of 20% EV in Belgium in 2030;</li> <li>• The use of heat pumps is determined endogenously for studies using PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f). ECF (2010) assumes that 90% of the cooling and heating in buildings will be done by heat pumps around 2050 (ECF 2010, p. 43).</li> </ul>
<p>Expansion of transmission capacity, production capacity and storage capacity <u>Has impact on:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The total production capacity and type of capacity;</li> <li>• The total <i>back-up</i> capacity;</li> <li>• The total storage capacity;</li> <li>• The expansion of transmission capacity.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The future installed capacity per technology is determined either exogenously based on trends and in agreement with industrial stakeholders (ECF 2010, p. 28, 30; Greenpeace 2011, p. 38), or endogenously seeking lowest costs (DLR 2010, p. 1; Capros 2011, p. 13-17);</li> <li>• The potential output of intermitting renewable energy sources is determined on an hourly base based on weather data by Greenpeace (Tröster et al. 2011, p. 14) and SRU (DLR 2010, p. 7). The studies using PRIMES (Federaal Planbureau 2011b, Eurelectric 2009, EC 2011f) assume that these intermitting sources produce electricity uniformly across the year, in which they reduce the nominal capacity with a resource availability rate (Capros 2011, p. 50);</li> <li>• All studies model the electricity network. The amount of used nodes varies from 9 to 224 between the models;</li> <li>• The electricity demand and production is assigned to the nodes;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The amount of <i>back-up</i> capacity is determined endogenously in all studies;</li> <li>• <i>Demand side management</i> (DSM) is fixed exogenously (15-30%) (Tröster et al. 2011, p. 48-49; ECF 2010, p. 71). The studies that use the PRIMES model do not mention if DSM is included in their modeling. According to SRU (2011), the potential of DSM to adjust large quantities of energy in electricity demand is low (SRU 2011, p. 462);</li> <li>• The development of the distribution grid has not been modeled in detail by any of the studies;</li> <li>• The potential to convert conventional hydroelectric power plants into pumped-storage hydroelectric plants is sometimes explicitly included (DLR 2010, p. 8) and sometimes explicitly excluded (ECF 2010, p. 55). The other studies do not specify their assumptions regarding this pumped-storage potential;</li> <li>• The use of compressed-air energy storage (CAES) is taken into account by SRU (DLR 2010, p. 8). Storage by means of producing hydrogen is taken into account by SRU (DLR 2010, p.8) and EC (EC 2011h, p. 22). The other studies do not specify which technologies for storage of electricity have been taken into account.</li> </ul>
<p>North-Africa <u>Has impact on:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De needed total production capacity and type of capacity in Europe;</li> <li>• The needed expansion of capacity of the transmission grid.</li> </ul>	<p>Some studies include in their modeling of the electricity system in Europe, the import of electricity from North-Africa. ECF (2010) for example uses a maximum yearly net-import from North-Africa of 15% of the total electricity demand in its 100% HE scenario (ECF 2010, p.77). Greenpeace (2011) uses a maximum import capacity of 60 GW for electricity import from North-Africa (Tröster et al. 2011, p. 20). SRU (2011) also uses a 15% net-import like ECF, but imposes this yearly maximum import to the individual countries in its model, which includes North-African countries (DLR 2010, p. 26).</p> <p>The study EC (2011f) does not provide any information regarding the modeling of the import of electricity from North-Africa. But the High RES scenario takes the exchange of electricity between Europe and North-Africa into account (Capros 2011, p. 53). The studies Eurelectric (2009) and Federaal Planbureau (2011b) do not seem to include import of electricity from North-Africa in their scenario's.</p>
<p>Nuclear power <u>Has impact on:</u> Type of production capacity</p>	<p>The studies Greenpeace (Greenpeace 2010, p. 7) and SRU (SRU 2011, p. 50) both explicitly exclude the use of nuclear power in their scenarios. The other four studies do include the use of nuclear power.</p>
<p>Carbon capture and storage (CCS) <u>Has impact on:</u> Type of production capacity</p>	<p>The studies Greenpeace (2011) and SRU (2011) both explicitly exclude the use of carbon capture and storage in their scenarios (Tröster et al. 2011, p. 48; SRU 2011, p. 50). The other studies include the use of CCS, but vary in their assumptions regarding the year in which the technology will be commercially available.</p>
<p>Biomass <u>Has impact on:</u> Potential of biomass for electricity production</p>	<p>The chosen scenario studies vary in their assumptions on biomass potential for electricity production. This potential depends among others on the assumptions regarding the national potential or European potentials to grow biomass for energy conversion and the assumptions regarding import of biomass.</p> <p>The studies based on the PRIMES model (Eurelectric 2009, Federaal Planbureau 2011b en EC 2011f) use a separate module to model the electricity production from biomass that takes into account all cost aspects of the supply side to produce energy from biomass and also determines import-export of bioenergy and feedstock for bio energy (Capros 2011, p. 19). The ECF study</p>

	<p>assumes an available potential of biomass in Europe of 5,000 TWh primary energy, based on a review done by McKinsey (ECF 2010, p. 42). Greenpeace (2010) and SRU (2011) both mention that a “careful” approach was used with regards to the potential of biomass for energy conversion, because of the possible risks regarding biodiversity and land use for food production that are related to growing energy crops. The used biomass potential in the study SRU (2011) consists mainly out of waste streams from agriculture and forestry (SRU 2011, p. 104). The <i>Battle of the Grids</i> study from Greenpeace does not provide information regarding the used potential for biomass.</p> <p>The ECF study mentions explicitly that import of biomass from outside of Europe is not taken into account in its scenarios (ECF 2010, p. 29). The other chosen five studies do not elaborate on their used assumptions regarding import of biomass.</p>
<p>Jobs</p> <p><u>Has impact on:</u></p> <p>Comparing the scenarios based on other criteria than costs.</p>	<p>The impact of the decarbonisation scenarios on the job market is determined by means of a literature study or by means of modeling. Three of the six chosen studies (ECF 2010, p. 87; Greenpeace 2011, p. 48; EC2011f) mention the impact on the job market in their reports.</p> <p>The three other studies (Eurelectric 2009, SRU 2011, Federaal Planbureau 2011b) do not discuss the influence of the decarbonisation scenarios on the job market.</p>
<p>Environment</p> <p><u>Has impact on:</u></p> <p>Comparing the scenarios based on other criteria than costs.</p>	<p>The impact of the decarbonisation scenarios on the greenhouse gas emissions is included in all studies except for SRU (2011), that only describes the influence on the GHG emissions in Germany (and not for the rest of Europe and North-Africa).</p> <p>The influence on non-GHG emissions such as SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> are only discussed in the study of Eurelectric (Eurelectric 2009, p. 67).</p>

## Barriers of the transition of the electricity sector

Although the six chosen scenarios show significant differences in their results, they show some common perceived barriers that are impeding the sustainability transition of the electricity sector. The studies also provide numerous suggestions on how to alleviate these barriers. The second goal of this study is to provide an inventory transition barriers and recommendations to remove these barriers as mentioned in the six chosen scenario studies.

The table below provides the results of the inventory of barriers and related policy advices that are mentioned in the six chosen scenario studies.

**Tabel 89: Overview of barriers and policy recommendations extracted from the analysed studies**

Electricity demand	
Lack of binding targets for energy efficiency	<ul style="list-style-type: none"> <li>• According to Eurelectric, public institutions should take a leading role by developing efficiency standards and develop policy instruments to stimulate investments in energy efficiency technologies (Eurelectric 2009, p. 11);</li> <li>• According to ECF and Greenpeace, the European energy efficiency target should be binding on a European level. The member states themselves are free to determine how to achieve the national targets</li> </ul>



	<p>(ECF 2010e, p. 9, Greenpeace 2010, p. 56);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SRU suggests to place a cap of absolute allowed electricity use on the national electricity demand instead of creating relative targets based on electricity demand prognoses (SRU 2011, p. 360-362). ECF (2010a, p. 7) notes, as SRU, that an absolute target for energy use is more transparent and easier to communicate than an energy savings target. In other words, it is easier to measure the total used energy per year than it is to determine the total amount of saved energy per year. ECF also notes that binding energy efficiency targets need to be applied on member states level (ECF 2010a, p. 100);</li> <li>• However, the solution as proposed by SRU would likely first need to be approved by the European Commission, since the proposal<sup>108</sup> for the new Energie-efficiëntie Richtlijn proposes that member states oblige energy distributors or sellers to save a certain quantity of energy that equals 1.5% of their energy sales per volume of last year (EC 2011c, p. 22). Furthermore, the European Commission may also set up a more European wide system in which energy savings are certified in order to allow the exchange of these certifications between member states to allow foreign energy savings to be used to meet ones energy saving target (EC 2011c, p. 24).</li> </ul>
Energy Services Directive, Ecodesign Richtlijn, Energy Performance of Buildings Directive and Labelling Directive not functioning optimally	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The Energy Services Directive<sup>109</sup> needs to be revised to support the required tripling of the energy efficiency policy (ECF 2010e, p. 22);</li> <li>• The Eco-Design of Energy Using Products Directive<sup>110</sup> should base its minimum energy standards on the current worldwide best available technology (ECF 2010e, p. 9).</li> </ul>
Structural barriers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecofys proposes to achieve significant energy savings in the residential sector by means of negotiated agreements between the government and the housing corporations. An example of such an agreement already exists in the Netherlands. The agreement states that existing buildings need to save at least 20 percent of the gas use on top of existing policy. A central element of the approach is that the support from tenants is increased. To achieve this, tenants are guaranteed that on a complex-level the monthly energy savings due to implementation energy savings measures, will be greater than the increase in rent (Ecofys 2009, p. 18,19);</li> <li>• A possible instrument to stimulate energy efficiency in different end sectors is the use of a white certificate scheme. The goal of this market based instrument is to achieve a determined energy savings goal against minimal costs by trading in energy savings units (the white certificates). The white certificate represents a certain amount of energy savings (Ecofys 2009, p. 12, 13). See also 4.2.1.</li> </ul>
Financial barriers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub> prices or energy taxes are general financial incentives for investments in energy efficiency technologies (ECF 2010a, p. 73; Ecofys 2009, p. 26). Taxing of energy products has been harmonized to a</li> </ul>

<sup>108</sup> COM(2011) 370

<sup>109</sup> Richtlijn 2006/32/EG

<sup>110</sup> Richtlijn 2009/125/EG

	<p>certain extent in Europe. Minimum tariffs are set for the taxing of energy products that are used as motor or heating fuels. Minimum tariffs are also set for electricity. In 2011, the European Commission made a proposal to revise the regulations regarding the taxes on energy products in Europe. The minimum tariff is to be divided into a CO<sub>2</sub> based component and an energy content based component. The new minimum tariffs will contribute to the stimulation of energy sources that emit less CO<sub>2</sub>. Member states will be given the choice to exempt energy used by house owners for heating from the taxes. A long transition period (until 2030) will be given to allow companies to adapt themselves to the new structure (EU 2011);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A combination of low interest loans and advice regarding energy savings is according to Ecofys a possible policy instrument to achieve energy savings in the residential sector. After providing advice on possible energy savings measures to house owners, low interest loans provide the financial means necessary to implement these proposed measures. Part of the savings in energy costs will be deducted to pay for the investments. In the Netherlands there are “one-stop-shops” that offer the complete package of energy efficiency advice and low interest loans (for example NUON, wonen++, etc.) (Ecofys 2009, p. 32);</li> <li>• To accelerate the rate by which old and inefficient appliances for heating or “white goods” are replaced, a rebate for old appliances can be introduced. The rebate would be in the form of a voucher that can be used for buying a newer model of the same type of appliance (Ecofys 2009, p. 22);</li> <li>• To stimulate the purchase of more efficient household appliances, subsidies, differentiation in sales taxes or a bonus-malus system (combination of subsidies and differentiation of sales taxes). The financial difference between an efficient and non-efficient appliance, created by the subsidies/sales tax/bonus malus would need to be about 20 to 50 euros according to Ecofys (Ecofys 2009, p. 19 t/m 25).</li> </ul>
Social psychological barriers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changing the “mental settings” of people regarding the way they for example heat their houses or isolate requires time, incentives and regulation, according to the European Commission (EC 2011g, blz.8);</li> <li>• Innovative programs are needed to reduce the information barriers and to lower transaction costs regarding energy efficiency measures (ECF 2010, p. 16, 17);</li> <li>• Smart meters<sup>111</sup> and other applications may be needed in order for consumers to adjust their consumption patterns<sup>112</sup> (EC 2011f, p.9);</li> <li>• An example of an incentive for investments in energy efficiency proposed by the European Commission is on-site advice by experts (EC</li> </ul>

<sup>111</sup> Regarding the introduction of smart meters, the European Commission's third Energy Package demands member states to execute a cost benefit analysis before 3 September 2012. This analysis is not obligatory, but when not executed, 80% of all users will need to have a smart meter installed by 2020 (SERV and Minaraad 2012).

<sup>112</sup> Note however that a recent study by CREG has demonstrated that since the liberalization of the Flemish, Brussel's and Wallonian electricity market, and despite the subsequent structural price differences between the energy prices, a relatively small amount of home owners have changed energy supplier (CREG 2012, p. 13).

	<p>2011f, p.9);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecofys proposes awareness campaigns in addition to regulating instruments to enhance energy savings in the residential sector. On European level there are already initiatives to provide the public more information regarding climate change in general, as well as specific “hot topics”. Another European example of information campaigns is the topten project. This project creates websites for various countries in which the top ten most efficient appliances or technologies that are currently available on the market are presented (Ecofys 2009, p. 27, 28). A campaign could also focus on the accelerated replacement of old appliances, buying efficient appliances or accelerated development of energy efficient appliances by producers. The communication of the campaigns should use existing communication channels to reach its audience (Ecofys 2009, p. 27, 28). There are various examples of awareness campaigns within the member states of the EU. Finland has an information centre for consumers that provide information regarding the energy use of household appliances. In Germany there is a project that allows consumers to determine the energy and cost savings by replacing an old refrigerator by a more efficient one. Comparable calculations are performed for heat pumps and central heating (Ecofys 2009, p. 27, 28).</li> </ul>
Lack of system view for optimal planning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• An analysis needs to be made regarding the possibilities to use spatial planning and urban development to achieve energy savings on mid- and long-term (EC 2011f, p. 10);</li> <li>• The optimal balance between isolating buildings and using waste heat from combined heat and power plants (CHP) needs to be examined (EC 2011f, p. 10);</li> <li>• It is deemed important not to solely focus on improving the efficiency of appliances but also to reduce the general demand for energy services. This will need to be achieved by altering behavior or by improving processes on a system level.</li> </ul>
Electrification of residential and transport sector	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No advice</li> </ul>
<b>Electricity grid</b>	
Lack of European long-term vision	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF recommends that the European Union demands its member states to create long-term plans regarding the development of their electricity production and electricity demand, which is consistent with the decarbonisation targets for 2050 and that, can support the strategic development of the electricity network. ACER/ENTSO-E needs to devise a strategic plan based on the long-term plans of the member states to increase the interconnectivity with minimal costs. ACER/ENSO-E can subsequently provide feedback to the member states regarding potential interregional connections that could reduce the costs of the energy transition (ECF 2010e, p.9);</li> <li>• According to Greenpeace an independent European institute needs to be established to oversee the planning of the transmission grid and to develop long-term scenarios (Greenpeace 2011, p. 28).</li> </ul>

<p>Uncertainty regarding development of production-units</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The “Ten Year network Development Plans” by ENTSO-E needs to take into account the predictions of the Renewable Energy Directive regarding the development of renewable energy technologies (Greenpeace 2011, p. 28);</li> <li>• Governmental bodies need to implement policy that provides clarity regarding the zones that are selected for further development of decentral production and/or production based on renewable energy sources, to both project developers of production units as to transmission and distribution operators. The selected zones would be identified based on cooperation with the grid operator, who can identify the most suited zones for decentral production units (Elia 2011a, p. 69).</li> </ul>
<p>Lack of coordination between countries</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The European Commission has indicated that “Energy Islands” within the European Union need to disappear. Implementation of existing policy instruments regarding the internal energy market and new policy such as the “Energy Infrastructure Regulation” can help in this respect. The 10-year infrastructure plan for Europe developed by ENTSO and ACER provides a long-term vision for investors and needs to stimulate stronger regional cooperation (EC 2011f, p. 15). The European Commission, ACER and ENTSO-E need to make sure there is an effective coordination between regional actors (CEPS 2012, p. 29);</li> <li>• The autorisation by ACER/ENTSO-E needs to be broadened according to ECF, to enable them to develop a strategic long-term plan to expand the interconnections. This plan will contribute to the optimal usage of the available resources of all the member states (ECF 2010e, p. 8);</li> <li>• The internal congestion of transmission grids are a substantial part of the problem of the electricity trading in Europe. Focus on this problem needs to be reinforced in the proposal of the European Commission and not ignored due to concern regarding the subsidiarity principal (CEPS 2012, p. 5);</li> <li>• According to CEPS, new models for cooperating are needed between governments, TSOs and regulators for the further development of the offshore grid. The North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative is according to CEPS an important element to make progress in this field (CEPS 2012, p. 30);</li> <li>• The policy regarding congestion management needs to stimulate investments that are needed for the integration of renewable electricity and to complete the internal market for electricity. To make optimal use of the new transmission infrastructure, EU-wide linking of the day-ahead and intraday markets are needed. More coordination is therefore crucial, to ensure that national instruments that support renewable energy sources (RES) of different member states are compatible, in order to guarantee a fair and efficient competition in the European electricity market. Another challenge is the integration of the balancing markets. This will hopefully be achieved by the development of a European code for balancing (CEPS 2012, p. 30, Greenpeace 2011, p. 28).</li> </ul>
<p>Delay permit granting</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The European Commission has made a proposal for guidelines for a</li> </ul>

procedures	<p>trans-European energy infrastructure. The core of the proposal consists of the “projects of common interest”. These projects are to receive a more streamlined and faster permit granting procedure. A faster procedure would mean that the project received a so-called “priority status” on a national level (CEPS 2012, p. 26, 27);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducing a “one-stop-shop” approach coupled to an ambitious 3-year time limit, should significantly accelerate the permit granting procedure (CEPS 2012, p. 26, 27);</li> <li>• Various studies emphasize the importance of incorporating stakeholders in an early stage in a new project to increase the chance of acceptance (SRU 2011, p. 563; CEPS 2012, p. 25);</li> <li>• Underground cables need to be considered as these are more likely to be accepted by the general public. This could significantly speed up the permit procedure (SRU 2011, p. 566, ECF 2011, p. 48). A standardized evaluation scheme could potentially be used to determine per project if underground cables are a valid option. Such a scheme is being considered in Switzerland (SRU 2011, p. 566);</li> <li>• According to Greenpeace, net regulators should give priority to optimizing the current network infrastructure (Greenpeace 2011, p. 28);</li> <li>• Regulators need to have a wider mandate to include environmental consideration and public acceptance as a criterion for the authorization of new power lines, alongside economic deliberations (Greenpeace 2011, p. 28).</li> </ul>
Lack of financial means	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A credit program could be established to resolve the problem of low profits from investments due to high interest tariffs for loans from banks (SRU 2011, p. 562);</li> <li>• There is a need for a debate about the rate of return of investments by grid operators and project developers (SRU 2011, p. 562);</li> <li>• Other project developers, aside from transmission operators, should be allowed to offer <i>merchant</i> projects (CEPS 2012, p. 29). However, the pros and cons of such <i>merchant</i><sup>113</sup> project need to be examined. Pansini for example notes that there is a possible threat that <i>merchant</i> projects will only choose the “super” projects that have significant economic benefits, leaving the less attractive, but necessary, projects for the transmission system operators (Pansini 2004, p. 150, 151). A study by 3E et al. also notes that even though the concept of <i>merchant</i> interconnectors can be a stimulant for investments with high risks, the investors of such interconnectors may try to “block” new interconnector projects due to fear that these projects would reduce the profits of their own interconnectors. It is therefore important to make sure there is no conflict of interests between investors that at the same time fulfill a key role in grid planning, grid operation or that take political decisions related to this subject (3E et al. 2011, p. 15);</li> </ul>

<sup>113</sup> According to the ECF study “Power Perspectives 2030”, “*merchant*” relates to the investments in transmission lines where the investors need to earn back their investments by exploiting market opportunities, instead of (allowed) passing on of costs and risks to consumer bills.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• New point-to-point transmission lines could be initiated by national governments themselves by means of, for example, tenders (SRU 2011, p. 562);</li> <li>• The projects of common interest, as proposed by the European Commission will gain access to EU funds via the Connecting Europe facility (CEPS 2012, p. 27).</li> </ul>
Difficulties allocation of costs of interconnector projects	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The improved cost-allocation procedures that will be developed by ENTSO-E will facilitate the allocation of costs and investment decisions of regulating authorities for project with cross-border impacts and provide incentives for a grid extension that follow long-term objectives (CEPS 2012, p. 27). Regarding the process of developing this cost-allocation procedure, CEPS advises to have an open discussion (CEPS 2012, p. 28, 29);</li> <li>• The results of the cost-benefit analysis depend on the value assigned to certain energy policy targets. Although there are other options to improve the integration of renewable energy sources (storage, Demand side management), these may not necessarily have the same influence on targets concerning the internal market in comparison to expansion of the electricity grid. These political choices need to be discussed and cannot be solved as part of a technical process (CEPS 2012, p. 28, 29);</li> <li>• For the cost distribution among countries aspect of building interregional transmission lines, shorter time horizons are more appropriate, as it is hard to imagine that national regulators will be willing to accept cost-allocation decision that are based on a long-term cost-benefit analysis that necessarily includes a large number of “heroic” assumptions (CEPS 2012, p. 29).</li> </ul>
Technical barriers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determining the right amount of standardization regarding HVDC technology and offshore network related technology, would support the expansion of the transmission network (CEPS 2012, p. 3);</li> <li>• The study 3E et al. (2011) notes that tee-in<sup>114</sup>, hub-to-hub<sup>115</sup> and split wind farm<sup>116</sup> connections can be often cost effective options for offshore wind farms. Furthermore, these grid designs can contribute to the safety of the system and reduce the environmental impact (3E et al. 2011, p. 15). Connecting the offshore grid to the storage capacity of hydropower plants in Northern Europe can reduce the need for back-up capacity (3E et al. 2011, p. 10). Policy makers and regulators should develop policy instruments that stimulate innovative solutions such as the proposed grid designs. At the moment, such instruments are not present in most legal and political frameworks. Especially the</li> </ul>

<sup>114</sup> Tee-in refers to connecting a wind farm or wind farm hub with an already existing or already planned transmission line or interconnector between countries, instead of connecting it directly with the main land (3E et al. 2011, p. 10).

<sup>115</sup> Hub-to-hub refer to creating transmission connections between different countries by connecting wind farm hubs that themselves belong and are connected to different countries (3E et al. 2011, p. 10).

<sup>116</sup> Split wind farm is a variation of the tee-in concept. A wind farm hub is connected to the main land of two different countries. In doing so, the hub is both connected to the main land and also acting as interconnector with a relatively small additional investment (3E et al. 2011, p. 10).

	<p>compatibility of supporting policy measures and the allocation of the advantages should be discussed as soon as possible either bi-lateral or internationally (3E et al. 2011, p. 15).</p>
<p><b>Electricity production</b></p>	
<p>Lack of long-term European policy</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ECF recommends that the European Union demands its member states to create long-term plans regarding the development of their electricity production and electricity demand that are consistent with the decarbonisation targets for 2050 and that can support the strategic development of the electricity network. ACER/ENTSO-E needs to devise a strategic plan based on the long-term plans of the member states to increase the interconnectivity with minimal costs. ACER/ENSO-E can subsequently provide feedback to the member states regarding potential interregional connections that could reduce the costs of the energy transition (ECF 2010e, p.9).</li> </ul>
<p>Uncertainty future role of nuclear power and carbon capture and storage</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• According to the studies Greenpeace (2011) and SRU (2011), nuclear power and coal-fired power plants need to be phased out when a high share of renewable energy sources in electricity production is to be achieved. Reason for this is their inflexible character, making any form of cooperation with high shares of intermitting renewable energy sources difficult (Greenpeace 2011, blz. 5). The ECF (2010) study however argues that a system with both a certain amount of base-load from nuclear power and coal-fired power plants with CCS and intermitting renewable sources is possible, if the transmission capacity and the back-up capacity is expanded on (ECF 2010, p. 20);</li> <li>• The CREG notes that a quick “final” decision is needed in Belgium regarding the phase out of nuclear units to remove perceived uncertainties by investors that still need to make decisions regarding investments in unit that are to be activated in the period 2016-2020 (CREG 2011a, p. 48).</li> </ul>
<p>Threatening shortage of production capacity in short term</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In order to be able to meet the electricity demand from 2012-2020 in Belgium, despite a lack of investments in new production capacity, CREG (2011a) suggests to maintain the current production capacity by postponing taking the oldest power plants offline by one or two years and prolong the use of the classical thermal units that have reached the end of their lifetime until the end of 2016 and keep them as reserves. Furthermore, measures need to be put into action that can support new financial investments (CREG 2011a, p.47);</li> <li>• As previously mentioned, the CREG notes that a quick “final” decision is needed in Belgium regarding the phase out of nuclear units to remove perceived uncertainties by investors that still need to make decisions regarding investments in unit that are to be activated in the period 2016-2020 (CREG 2011a, p. 48).</li> </ul>
<p>Variable character of intermitting renewable energy sources</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas-fired power plants will play an important role during the development of the electricity sector. According to ECF they will serve both as flexible baseload and as back-up capacity as renewable energy sources become more dominant in electricity production. After 2030 it is however predicted that gas-fired power plants can only be used</li> </ul>

	<p>when technologies are commercially available to eliminate the CO<sub>2</sub> emissions of these plants. Chances are that after 2020 the gas distribution system will need to be expanded to deal with a potential increase in gas demand (ECF 2011, p. 10);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The ECF (2010) study notes that the expansion of the interconnectivity in Europe can be a cost effective solution to deal with the variable character of intermitting RES. The increase in connectivity will enable reducing the local (national) tops of the fluctuations in electricity production and demand and will make back-up capacity available on a greater scale (ECF 2010, p. 19). Studies by SRU and Greenpeace show that an electricity system based on (almost) 100% renewable energy in Europe is possible, provided that sufficient additional interconnections are build (SRU 2011, p. 561, Greenpeace 2011, p.5);</li> <li>• The needed expansion of the transmission grid forms a significant challenge that poses various economic/financial, political/administrative and technical problems. For more information regarding these challenges see chapter 4.3;</li> <li>• The CREG suggests for Belgium to research the economic viability to adjust current nuclear units to allow them to modulate during hours with high amounts of electricity production that cannot be regulated (CREG 2011a, p. 41);</li> <li>• The CREG suggests for Belgium to study the profitability of an additional pumped-storage power plant (CREG 2011a, p. 42);</li> <li>• Various studies note that a separate market might be needed to guarantee sufficient investments in production capacity. In some foreign markets, such initiatives have already been taken (capacity markets) (Elia 2011a, p. 123; Greenpeace 2011, p. 28; CREG 2011a, p. 49);</li> <li>• Prolonging the life time of currently existing and offline plants to serve as back-up should be investigated (ECF 2011, p. 50)</li> </ul>
Lack of transmission capacity	<ul style="list-style-type: none"> <li>• There is significant connection capacity in Belgium for decentralized production units. Connection capacity means the sum of capacity that can be connected to separate sub stations without need for structural investments in overhead or underground lines, but with the potential need for reinforcement of existing sub stations of the transmission grid. Therefore, it is advised to connect production units in geographic regions that have such capacity to their disposal. As the amount of time to receive permits for projects regarding sub stations are shorter than for lines or cables, the timing of such projects is better manageable with the demands of the project developers of decentralized production units (Elia 2011a, p. 169);</li> <li>• Elia notes that in Belgium production units can also be connected in zones even though this would normally pose a problem for the grid, provided that these units can be modulated when necessary. Later on additional reinforcements of the grid in these zones can take place so that this flexibility condition is nullified (Elia 2011a, p. 69);</li> <li>• As the expansion of the electricity grid and the implementation of renewable energy technologies are strongly related, a coordinated</li> </ul>



	<p>approach on EU level would be a logical step forward (ECF 2011, p. 42);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• For more information regarding the barriers and policy advices related to the expansion of the electricity grid, see 4.3.</li> </ul>
<p>Uncertainty regarding policy support for renewable energy technologies</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Support for the development and market penetration of new technologies by means of supporting policy instruments requires a clear target and has to have a determined fixed time in which it is to be active. Although support may be necessary until after 2020, it will need to be phased out as soon as technologies and their supply-chains are fully developed and any market failures have been resolved (EC 2011f, p. 17). There is a discussion regarding which instrument is most suited for such support (SERV 2011b) and also regarding how long renewable energy technologies should receive support.;</li> <li>• Social supporting policy needs to be considered to complement renewable energy supporting policy. An example is providing support to vulnerable households that experience difficulties due to higher energy prices. Or to aid workers that need to adjust due to the shift in a decarbonized economy to more highly educated jobs (EC 2011g, p. 43). Vulnerable households could be given support to install energy efficiency technologies and lower their energy use (ECF 2011, p. 17);</li> <li>• Carbon prices can provide an incentive for investments in low-carbon technologies. More coherence and stability between EU and national policy however is needed in order to obtain the full impact of the price signal by carbon prices (EC 2011f, p. 16);</li> <li>• Early action by the EU regarding investments in renewable energy technologies poses the potential risk of high fuel, carbon and electricity prices for the industrial sector in comparison with the rest of the world. This could negatively influence the competitiveness of the European industry (EC 2011g, p. 7);</li> <li>• Many of the economic advantages of low-carbon technologies come from having a international carbon market. The EU must therefore aim at achieving an international agreement regarding climate change (Eurelectric 2009, p. 85);</li> <li>• The costs and benefits of de energy transition will not be distributed equally among the member states. Policy makers should acknowledge this problem and take, if necessary, steps to deal with the problem (Eurelectric 2009, p. 68);</li> <li>• Greenpeace is a proponent of the phase out of subsidies and other support for inefficient plants, inefficient appliances/transport/buildings and also for fossil fuels and nuclear power (Greenpeace 2010, p. 56, 57)</li> <li>• An option to lower the needed investments in production capacity is to focus on using renewable energy technologies on locations that allow for maximum effective use of the technologies. This could be achieved for example by means of cross-border cooperation, especially regarding large scale renewable energy sources projects. When such coordination does not take place, then a significant higher capacity will need to be installed (ECF 2011, p. 49);</li> <li>• Support for research and development is needed to lower the costs of</li> </ul>

	<p>renewable energy technologies (EC 2011f, p. 10).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>
<b>Storage en Demand side management</b>	
Lack of economic incentives for storage technologies	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demand side management and storage services should be given access to the electricity market and should be “rewarded” via this market (EC 2011f, p. 14). The Commission will, with the help of ACER, in relation to the 3<sup>rd</sup> internal energy market package, research the effectiveness of different market models for compensation of capacity and flexibility and its interaction in a progressively integrated wholesale and balancing market (EC 2011f, p. 14, 15);</li> <li>• According to the German SRU (2011) study, expanding the transmission capacity of the connection between Germany and Norway could be an interesting option with regards to storage capacity. The investments for compressed air energy storage (CAES) are with the current market system not economically viable. However, converting the Norway hydro power plants into pumped-storage units requires significantly less investments and is, when coupled to the German market, most likely profitable (SRU 2011, p. 467 and 468). A study by 3E et al. also notes that for the integration of renewable energy, the connection of large pumped-storage units in Scandinavia with the European transmission grid is of great importance in order to compensate for the intermitting character of some RES (3E et al. 2011, p. 8).</li> </ul>
Further development of storage and Demand side management technologies is needed	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Using corrective controls will greatly increase the complexity of regulating the system. This perceived complexity poses a barrier for the implementation of Demand side management. The development of pilot projects can help increase the trust in Demand side management (Strbac 2008);</li> <li>• Smart grids enable the possibility to use DSM and to measure the two-way character of the energy flows (Elia 2011a, p. 81). Although there has been some experience with these grids, some aspects need to be further examined using pilot projects. These aspects include: the design of the systems, legislative/regulating/economic models that are relevant for this type of dynamic regulation of congestions/the economic benefits/the concrete implementation etc. (Elia 2011a, p. 81, Strbac 2008);</li> <li>• According to Greenpeace, the EU should focus more on developing the smart grid and DSM technologies by means of support for research and development (Greenpeace 2011, p. 28). ECF is of the opinion that the SET Plan should provide funds for a series of smart grid projects spread over Europe (ECF 2010e, p. 10).</li> </ul>