

# **GROEP GEMIX**

**Geactualiseerd verslag**

**Juli 2012**

**Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030 ?**

**Luc Dufresne, Voorzitter**

**Marie-Pierre Fauconnier, Directeur-generaal AD Energie, FOD Economie**

**Prof. Dr. Ir. Jacques De Ruyck**

**Met de medewerking van het Federaal Planbureau**

Opgedragen door  
Staatssecretaris M. Wathelet,  
Staatssecretaris voor Leefmilieu,  
Energie en Mobiliteit  
en voor Staatshervorming

*De Voorzitter en de leden van GEMIX wensen in het bijzonder hun dank te betuigen aan Mevrouw Carine Swartenbroekx, groepschef van het departement Studiën van de Nationale Bank van België voor haar medewerking aan de werkzaamheden van de groep.*

## INHOUD

<b>INLEIDING</b> .....	<b>1</b>
<b>1. AANBEVELINGEN</b> .....	<b>1</b>
1.1. HET BEHEERSEN VAN DE ENERGIEVRAAG .....	1
1.2. ENERGIEMIX .....	3
1.2.1. Fossiele energie .....	3
1.2.2. Hernieuwbare energiebronnen .....	4
1.3. "PRIMAIRE" MIX VOOR DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE EN -INVOER.....	5
1.3.1. Aardgas.....	5
1.3.2. Steenkool.....	5
1.3.3. Hernieuwbare elektriciteit en warmtekrachtkoppeling .....	6
1.3.4. Nucleaire energie.....	6
1.3.5. Ingevoerde elektriciteit.....	8
1.3.6. Het netwerk.....	8
1.3.7. De organisatie van de markten.....	8
1.4. FOLLOW-UP VAN DE EVOLUTIE VAN DE ENERGIEMIX.....	9
<b>2. METHODOLOGIE</b> .....	<b>10</b>
2.1. DOELSTELLINGEN VAN DE STUDIE .....	10
2.2. GERAADPLEEGDE STUDIES .....	10
2.3. OPNIEUW IN OVERWEGING GENOMEN WERKHYPOTHESEN .....	11
<b>3. VERGELIJKING VAN DE VERSCHILLENDE STUDIES</b> .....	<b>13</b>
3.1. CONTEXT VAN DE VERSCHILLENDE STUDIES.....	13
3.1.1. WP 21-08.....	14
3.1.2. WP 09-11 .....	15
3.1.3. PEEV 2011 .....	15
3.1.4. CE2030 .....	15
3.1.5. DLR.....	15
3.1.6. CREG.....	15
3.1.7. A. Polfliet.....	16
3.1.8. D. Comblin .....	16
3.2. EVOLUTIE VAN HET BRUTO BINNENLANDS VERBRUIK.....	17
3.3. EVOLUTIE VAN DE EINDVRAAG NAAR ENERGIE .....	19
3.4. STRUCTUUR VAN DE ELEKTRICITEITSBEVOORADING (PRODUCTIE EN NETTO-INVOER VAN ELEKTRICITEIT) .....	20
3.5. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE OP BASIS VAN HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN .....	24
3.6. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE AFKOMSTIG VAN WARMTEKRACHTCENTRALES.....	26

<b>4. ENKELE BIJKOMENDE PUNTEN VAN OVERWEGING .....</b>	<b>28</b>
4.1. TOETSING VAN DE KOSTEN VAN DE NUCLEAIRE PRODUCTIEKETEN.....	28
4.2. OVER HET NUT VAN EEN CAPACITEITSMARKT .....	29
4.3. OPSLAG VAN ELEKTRICITEIT EN INTEGRATIE VAN DE PRODUCTIE OP BASIS VAN HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN .....	31
<b>5. BIJLAGE 10: NIET-EXHAUSTIEVE LIJST VAN GECONSULTEERDE REFERENTIEWERKEN .....</b>	<b>33</b>

#### LIJST VAN DE GRAFIEKEN

Grafiek 1: Profiel van het verloop van de capaciteit en de productie van kernenergie (2012-2025) .....	13
Grafiek 2: Vergelijking van de studies en scenario's - evolutie van het bruto binnenlands verbruik (volume en uitsplitsing naar energievorm).....	18
Grafiek 3: Vergelijking van de studies en scenario's - evolutie van de eindvraag naar energie (volume en verdeling per energievorm) .....	19
Grafiek 4: Vergelijking van de studies en scenario's - elektriciteitsbevoorrading en -productie per energievorm .....	20
Grafiek 5: Vergelijking van de studies en scenario's - elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen (hoeveelheid en verdeling per energiebron).....	25
Grafiek 6: Vergelijking van de studies en scenario's - warmtekrachtkoppeling .....	27

#### LIJST VAN DE TABELLEN

Tabel 1: Kort overzicht van de hypothesen voor de simulatie van de referentiescenario's .....	12
---	----

## LIJST MET GEBRUIKTE AFKORTINGEN

ADSEI = Algemene Directie Statistiek en Economische Informatie van de Federale Overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie

BKG = broeikasgas

CCS = Carbon Capture and Storage: opvang en opslag van koolstofdioxide

EPE = Studie over de perspectieven inzake elektriciteitsbevoorrading voor de periode 2008-2017

ETS = European Trading System = Europees Emissiehandelssysteem

FPB = Federaal Planbureau

IAEA = International Atomic Energy Agency = Internationale Organisatie voor Atoomenergie

LTO = long term operation

NRP = National Reform Programme = Nationaal hervormingsprogramma

NIRAS = Nationale Instelling voor Radioactief Afval en Verrijkte Splijtstoffen

NREAP = National Renewable Energy Action Plan = nationaal actieplan voor hernieuwbare energie

PWR = Pressurized Water Reactor = drukwaterreactor

RES = Renewable Energy Sources = hernieuwbare energiebronnen (HEB)

RES-E = hernieuwbare energiebronnen - elektriciteit

RES-H = hernieuwbare energiebronnen – warmte en koeling

RES-T = hernieuwbare energiebronnen - transport

SC = supercritical (coal plant)



## INLEIDING

Deze actualisering van het GEMIX-verslag (hierna GEMIX 2 genoemd) berust op een diepgaande analyse van een aantal recente studies waardoor een mogelijk toekomstbeeld kon worden verkregen van de vraag naar en de mix van energie, meer bepaald elektriciteit. Sinds de publicatie van het GEMIX-verslag in september 2009 deden zich verscheidene gebeurtenissen voor die op het Belgische energiesysteem een impact hadden of nog steeds hebben, zoals de financiële en economische crisis die wordt gekenmerkt door een langere duur dan denkbaar was toen het verslag GEMIX 1 werd opgesteld, of de kernramp in Fukushima met haar gevolgen op het energiebeleid in Europa. De lijst van 32 aanbevelingen uit het eerste verslag werd punt voor punt opnieuw beoordeeld en eventueel aangevuld en/of gewijzigd. Hierbij werd steeds voor ogen gehouden dat deze aanbevelingen de doelstellingen inzake bevoorradingszekerheid, concurrentievermogen en milieubehoud zo goed mogelijk moesten helpen verwezenlijken.

Daarnaast dient vooraf te worden verduidelijkt dat de aspecten verbonden aan de beschikbare en in te zetten capaciteit werden geanalyseerd in het capaciteitsverslag opgesteld door de AD Energie volgens een *bottom-up* benadering.

## 1. AANBEVELINGEN

### 1.1. Het beheersen van de energievraag

Een geslaagde beheersing van de vraag zou de afhankelijkheid van ingevoerde energie verminderen en zou de aanzienlijke daling van broeikasgasemissies, evenals de realisatie van de Belgische doelstelling inzake de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen (RES) vergemakkelijken.

De invloed van de economische en financiële crisis op de activiteiten en de vraag naar energie, en de toepassing van de nationale en Europese reglementaire bepalingen inzake energie-efficiëntie hebben de groei van de vraag naar energie afgezwakt.

De in 2011 geactualiseerde studie van de impact van het klimaat- en energiepakket (WP 09-11 van het FPB) geeft aan dat de eindvraag naar energie ongeveer 450 TWh zou bedragen in 2020 <sup>1</sup>. Geen van de nieuwe studies die beschikbaar waren op het ogenblik dat het GEMIX 2-verslag werd opgesteld, ontkracht de in GEMIX 1 geformuleerde beoordeling die stelt "dat er bijkomende verminderingen mogelijk zijn die het verbruik zouden kunnen terugbrengen tot ongeveer 400 TWh" (dat is een vermindering van om en bij de 11% vergeleken met de bovenvermelde nieuwe prognose, namelijk 450 TWh in 2020). Derhalve geldt nog steeds **dat een bepaald aantal bijkomende maatregelen moeten worden getroffen om dat niveau van 400 TWh te bereiken**. De ervaringen en de internationale studies leren immers dat deze potentiële energiebesparingen zonder een actief beleid ter bevordering van energie-efficiëntie nog lang niet zijn bereikt, ook al liggen de energieprijzen volgens de recente studies hoger en worden er aanvullende bepalingen ten uitvoer gelegd om te voldoen aan de doelstellingen inzake broeikasgassen en hernieuwbare energiebronnen. Daarnaast zijn de maatregelen ten gunste van de energie-efficiëntie ook instrumenten om de andere doelstellingen inzake vermindering van de broeikasgassen en het aandeel van RES te (helpen) bereiken. Op Europees vlak heeft de Commissie ter zake verschillende teksten voorgesteld <sup>2</sup>, en wat België betreft, werd in het in april 2011 uitgebrachte "nationaal

---

<sup>1</sup> Indien er gepaste maatregelen worden getroffen om te voldoen aan de eisen van het wetgevende klimaat- en energiepakket van de EU dat geen bindende doelstelling oplegt voor het verhogen van de energie-efficiëntie.

<sup>2</sup> Op 22 juni 2011 publiceerde de Europese Commissie haar voorstel voor een richtlijn inzake energie-efficiëntie. Met dit voorstel worden twee reeds geldende richtlijnen opgeheven: de richtlijn inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling (2004/8/EG) en de richtlijn betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en

2.

hervormingsprogramma" (NRP) een indicatief streefdoel geformuleerd om de energie-efficiëntie in 2020 met 18% te verbeteren.

- (1) Aangezien de bevoegdheden inzake energie-efficiëntie tussen verschillende beleidsniveaus worden verdeeld (federaal, regionaal, provinciaal en zelfs gemeentelijk), **moest er een nationaal platform worden opgericht dat alle beleidsmaatregelen op elkaar kan afstemmen en zelfs kan vereenvoudigen, met respect voor de bevoegdheden van elk niveau.** Dat overleg tussen de verschillende beleidsniveaus kreeg gestalte in de oprichting van een ENOVER-werkgroep "Energie-efficiëntie". Voorts werd het tweede, in juni 2011 ingediende "Actieplan energie-efficiëntie" gemeenschappelijk uitgewerkt, terwijl het eerste plan door elk deelgebied was opgesteld.

De door GEMIX 1 bepleite regelmatige follow-up van de verwezenlijkingen is uitdrukkelijk vastgelegd in de nieuwe richtlijn inzake energie-efficiëntie, om na te gaan of het traject naar een verbetering van de efficiëntie met 20% voor de EU in 2020 wordt nageleefd.

- (2) **Op basis van de onderzochte studies was het niet mogelijk om te bepalen hoeveel energie in 2030 extra moet worden bespaard ten opzichte van 2020. Dit zou bijkomende analyses vereisen.** Hoewel een deel van de opgave reeds werd verwezenlijkt voor de jaren tot 2020 in het kader van het NRP 2011, blijft een beoordeling van de situatie over de periode 2020-2030 noodzakelijk om het energieverbruik (en dus de uitstoot van broeikasgassen) verder te verminderen en de bevoorradingszekerheid en het concurrentievermogen te versterken. Indien in 2030 een nieuwe RES-doelstelling zou moeten worden vastgelegd (in % van de bruto-eindvraag naar energie), zou een grotere beheersing van de vraag vereist zijn, aangezien het potentieel aan hernieuwbare energiebronnen in België volgens het huidige paradigma vanaf 2020 grotendeels opgebruikt zal zijn. Het begrip gebruikspotentieel moet echter genuanceerd worden beoordeeld, aangezien de limieten van dat potentieel worden bepaald door de onbeschikbaarheid van vormen van opslag van elektriciteit tegen een redelijke prijs en van mogelijkheden om de vraag te controleren.<sup>3</sup>
- (3) **De nadruk dient ook gelegd op de noodzaak om normatiever te worden** (prioriteiten vastleggen bij het uitvoeren van maatregelen en ze zo goed mogelijk opleggen) **om de werkelijke realisaties te kunnen meten en (misschien) niet de illusie te ondergaan van een beweging naar meer energie-efficiëntie, eerder dan echte realisaties.** Alle beschikbare middelen moeten worden aangewend: economische instrumenten (fiscaliteit, stimulansen, prijzen), normen en informatie voor de verbruikers, na een grondige analyse of ze geschikt zijn om aan de vooropgestelde doelstellingen te beantwoorden.<sup>4</sup>

---

energiediensten (2006/32/EG). Het voorstel van richtlijn sluit aan bij het in maart 2011 gepubliceerde plan 2011 voor energie-efficiëntie, dat de ideeën van de Commissie inventariseerde om in belangrijke mate bij te dragen tot de verwezenlijking van de indicatieve doelstelling van 20% energiebesparing tegen 2020. Het plan had betrekking op alle sectoren behalve transport. Het omvatte weliswaar maatregelen die verband houden met de vermindering van de vraag naar energie, maar nam ook de efficiëntie van de energieproductie in aanmerking.

<sup>3</sup> In dat verband hebben de ministers van Energie eveneens een backcastingstudie besteld over 100% hernieuwbare energie in 2050. Het verslag van die studie zou tegen eind oktober 2012 uitkomen.

<sup>4</sup> Wat deze punten betreft, werd de recente ontwikkeling gekenmerkt door, enerzijds, een betere rolverdeling tussen deelgebieden (onder meer voor de financiering) als gevolg van de in het regeerakkoord vastgelegde regionalisering en, anderzijds, een striktere regelgeving inzake normen, met de kaderrichtlijnen over Eco-design en Energie-etikettering.



(4) **Deze benadering vanwege de overheid zou moeten bevatten:**

- een **controle** van de aard en de werkelijke realisatie van de werken die overheidssteun (subsidies, fiscale vermindering enz.) hebben gekregen. Het is ook belangrijk om over een **kwantificatie van de energie-impact van de werkelijk uitgevoerde werken te beschikken** zoals vereist door de Europese richtlijn betreffende de energie-efficiëntie (alleen mogelijk met een controle);
- een **rangschikking van de prioriteiten** die sociaal billijker is in de toekenning van steunmaatregelen (in aanmerking nemen van het inkomenspeil en de betaalbaarheid voor de niet-eigenaars).

(5) De Groep GEMIX wenst hierbij eraan te herinneren dat energie-efficiëntie bij het eindgebruik vraagt dat de energieleveranciers, distributienetbeheerders en detailhandelaars in energie financieel bijdragen aan de verbetering van de energie-efficiëntie.

(6) Met een **constant budget** is het wenselijk voorrang te geven aan maatregelen met de **beste kosten-efficiëntieverhouding**.

(7) **De Groep GEMIX staat erop dat deze aanbevelingen betreffende energie-efficiëntie worden gerealiseerd, en dit onafhankelijk van de te maken keuzes betreffende de energiemix.**

## 1.2. Energiemix

(8) **Een omgeving die gunstig is voor investeringen dient verzekerd te worden voor de actoren** die in een open en internationale markt functioneren, opdat er voldoende stimulansen zouden zijn om in België installaties op te starten die absoluut noodzakelijk zijn om een evenwichtige energiemix te realiseren. Deze moeten samengaan met onontbeerlijke investeringen in de elektriciteits- en gasnetwerken.

### 1.2.1. Fossiele energie

(9) Op het vlak van fossiele energie (aardolie, aardgas en steenkool) waarvoor België volledig aangewezen is op het buitenland is het **behoud van een evenwichtige energiemix** in termen van oorsprong, brandstoftype, technologie en bevoorradingswijze (bv. voor aardgas: LNG of aardgasleidingen, van diverse oorsprong) **onontbeerlijk** en moet er ook rekening worden gehouden met de technische verplichtingen die deze bevoorradingen kunnen beïnvloeden. Uit de recente ontwikkelingen blijkt echter dat de rol van steenkool in de productie van elektriciteit en/of de ijzer- en staalnijverheid lijkt af te nemen (of zelfs te verdwijnen). De te nemen beslissing over de nucleaire productie blijft niet zonder gevolgen voor de structuur van de bevoorrading met fossiele primaire energie, en a priori met aardgas, om de eventueel buiten gebruik gestelde nucleaire productie te vervangen.

(10) Aangezien **aardolie** nog **altijd belangrijk zal blijven** voor het transport **tot 2030**, ondanks de inbreng van 'duurzame' biobrandstoffen, de ontwikkeling van hybride wagens, elektrische voertuigen en voertuigen op gecombineerd aardgas (CNG), en de stijgende trend van de aardolieprijs, **moet het onderzoek en de ontwikkeling van biobrandstoffen van de tweede en derde generatie en van systemen voor alternatieve aandrijving worden gestimuleerd.**

4.

- (11) Een hoger aardgasverbruik vereist onder andere het vastleggen van een **duidelijk beleid voor gas (L)** met een lage calorische waarde dat enkel afkomstig is van Nederland: **omschakeling op middellange termijn** op gas (H) en de **waarborg op lange termijn van Nederland**.

De beveiliging van de aardgasbevoorrading moet worden verzekerd door **wettelijke veiligheidsnormen voor de periodes van grote koude en voor noodgevallen**. Een samenwerking met de aangrenzende landen is hier dan ook noodzakelijk, rekening houdend met de beperkte seizoensgebonden opslagcapaciteit van België (het equivalent van twee weken verbruik).

- (12) De vooruitzichten inzake de ontwikkeling van het opvangen en opslaan van koolstofdioxide (CCS) in België zijn aanzienlijk beperkter geworden sinds de publicatie van het GEMIX 1-verslag en de Groep formuleert geen aanbeveling met betrekking tot CCS.

#### 1.2.2. Hernieuwbare energiebronnen

- (13) **De doelstellingen inzake het gebruik van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020 zijn ambitieus en kunnen alleen worden verwezenlijkt door middel van belangrijke steun en een drastische vermindering van administratieve procedures**, inclusief voor de transportlijnen die bedoeld zijn om de grootste installaties op het netwerk aan te sluiten. De geleidelijke invoering van een centraal toegangspunt voor de vergunningen vormt in die zin een stap in de goede richting.

- (14) **Aangezien de bevoegdheden inzake RES tussen verschillende beleidsniveaus worden verdeeld (federaal, regionaal, provinciaal en zelfs gemeentelijk), is het absoluut noodzakelijk te beschikken over een specifiek nationaal platform dat een plan kan opstellen om de doelstellingen te bereiken, alle beleidsmaatregelen op elkaar af te stemmen en zelfs te vereenvoudigen, met respect voor de bevoegdheden van elk niveau.**

Die procedure is omschreven in het kader van het "*National Renewable Energy Action Plan*" (NREAP) dat opgenomen is in de Europese richtlijn 2009/28/EG alsook in de in het raam van de RES-richtlijn geplande verslagen. Ze vindt plaats binnen ENOVER. Het is belangrijk de discussies over het Belgische aandeel in de *burden sharing* van de doelstellingen van de voornoemde richtlijn af te ronden.

De invoering van een register van de met RES werkende elektriciteitscentrales, dat gezamenlijk wordt beheerd door de gewesten en de federale Staat, zal een statistische dekking in real time mogelijk maken, zowel voor de gecentraliseerde als de gedecentraliseerde eenheden en/of die met een geringe capaciteit.

- (15) Omdat de valorisatiecapaciteit van **de inlandse biomassa beperkt is** en de biomassa een belangrijke rol speelt in de RES-mix tegen 2020, **moeten duurzame en ethisch aanvaardbare bevoorradingswijzen worden ontwikkeld**. Dit is des te meer het geval omdat uit de door de lidstaten ingediende NREAP's blijkt dat een sterk beroep op biomassa wordt overwogen. Door zich te baseren op recente resultaten (het scenario 20/20 van WP 09-11), zou de Belgische vertaling van de doelstelling van 13% RES in de bruto-eindvraag naar energie in 2020 worden gerealiseerd door ongeveer **10% biomassa in onze primaire energiebehoeften, waarvan ongeveer 11% afkomstig zou zijn van import. Om deze bijdrage te realiseren, is een ondersteunend beleid noodzakelijk, evenals een studie van de concretisering van deze import.**

- (16) Het **gebruik op grote schaal van biomassa moet ook worden onderworpen aan strenge emissiecriteria (met name voor fijn stof)**, in het bijzonder voor de (zeer) kleine installaties.

(17) Wat de **biobrandstoffen** voor het transport betreft, heeft de wetgever voortaan duurzaamheidscriteria vastgelegd<sup>5</sup>. Er is een aanzienlijke inspanning nodig om biobrandstoffen van de tweede generatie te ontwikkelen teneinde zich voor te bereiden op een eventuele verhoging van de RES-vereisten voor transport van meer dan 10% zoals voorzien voor 2020.

### 1.3. "Primaire" mix voor de elektriciteitsproductie en -invoer

**De toepassing van de RES-richtlijn zorgt ervoor dat de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie op basis van RES hoofdzakelijk onafhankelijk gebeurt van de primaire mix van fossiele en nucleaire energie.**

In verband met de situatie op korte en middellange termijn heeft de groep GEMIX kunnen vaststellen dat minder nieuwe projecten op basis van fossiele energie werden gerealiseerd dan gepland in 2009 en dat men neigt naar een volledige sluiting van de steenkool-eenheden, afgezien van de omschakeling van verscheidene eenheden naar biomassa. Wat de elektriciteitsproductie op basis van RES betreft, werd nieuwe capaciteit sneller dan verwacht in gebruik genomen. Daartegenover heeft de economische crisis de stijging van de vraag naar elektriciteit afgeremd. Algemeen beschouwd komt de problematiek van de periode 2012-2017 tot uiting in de conclusies van de *bottom-up* analyse van de AD Energie.

#### 1.3.1. Aardgas

(18) Aangezien **aardgas** de fossiele brandstof is die het minst vervuilende stoffen per kWh produceert, en zowel in basis, semibasis als om tegemoet te komen aan de piek van de belastingscurve kan worden ingezet, **geniet deze de voorkeur** bij beslissingen om oudere eenheden te vervangen of om het productiepark uit te breiden. Die eenheden zijn tevens complementair voor de goede werking van een productiepark dat in toenemende mate berust op intermitterende productie. Niettemin wordt de rentabiliteit van de investeringen in dergelijke eenheden, en daardoor de effectieve uitvoering ervan, beïnvloed door het bedrijfsresultaat waarop de operator mag rekenen. Een tijdelijke overcapaciteit (ten gevolge van de crisis) en het groeiende aandeel van RES-eenheden die als "*must run*"-eenheden de plaats innemen van de gascentrales terwijl deze een rol als back-up dienen te vervullen om hun intermitterende aard te compenseren, leiden tot een daling van het aantal uren dat de bestaande eenheden functioneerden, en van de inkomsten die ze verschaffen, wat de aantrekkingskracht van nieuwe investeringen van dat type des te meer verkleinde.

#### 1.3.2. Steenkool

(19) Het eventuele gebruik van steenkool vereist dat **nieuwe investeringen CCS Capture Ready zouden zijn**.<sup>6</sup> Uit het vergelijken van **verschillende studies blijkt** dat de ontwikkeling van de steenkoolketen **mogelijk blijft ondanks de BKG-verplichtingen**. De bevoorrading verloopt vlotter dankzij de makkelijke opslag en de veelzijdige geografische oorsprong van steenkool. *In fine* zal de effectieve installatie van nieuwe eenheden afhangen van hun maatschappelijke aanvaarding.

<sup>5</sup> In het op 7 december 2011 in het Staatsblad gepubliceerde koninklijk besluit van 26 november 2011 worden de door de Europese richtlijn 2009/28/EG vastgelegde duurzaamheidscriteria in Belgisch recht omgezet.

<sup>6</sup> *CCS Capture Ready*: de nieuwe centrales moeten worden ontwikkeld met de mogelijkheid tot een makkelijke aanpassing voor het functioneel opvangen van CO<sub>2</sub>. Het opvangproces van CO<sub>2</sub> blijft een proces dat het rendement van een centrale met ongeveer 10 basispunten beïnvloedt (rendement zonder opvang = ± 45%).

## 1.3.3. Hernieuwbare elektriciteit en warmtekrachtkoppeling

(20) **De doelstellingen van de RES-ontwikkeling die nader zijn omschreven in de RES-richtlijn moedigen een bijzonder grote ontwikkeling van groene elektriciteit aan.** De energievoorzichten tegen 2030 die het FPB in november 2011 bekendmaakte (scenario Ref\_20/20), liggen in de lijn van het cijfer van 2009 (dat op zijn beurt gebaseerd is op de WP 21-08 van het FPB) : de Belgische vertaling van de doelstelling van 13% RES in de bruto-eindvraag naar energie in 2020 zou leiden tot 25% RES in de elektriciteitsproductie, wat een **ambitieuze doelstelling** vormt. **Op basis van de bovengenoemde studie zouden de RES-E ongeveer 21 TWh kunnen vertegenwoordigen.** Deze 21 TWh bestaan uit ongeveer 3,6 TWh *onshore* windenergie, 7,4 TWh *offshore*, 9,3 TWh biomassa, 0,4 TWh hydraulische en 1,0 TWh fotovoltaïsche energie. Het overeenstemmende vermogen bedraagt 1,7 GW *onshore*, 2,2 GW *offshore*, 2,4 GW biomassa, 0,1 GW hydraulische en 0,3 GW fotovoltaïsche energie.

**Om die productie te behalen, blijven belangrijke ondersteunende maatregelen vereist.** Deze zijn momenteel gebaseerd op groenestroomcertificaten. Het is aan te bevelen op zijn minst de steunmaatregelen van de verschillende beleidsniveaus te harmoniseren en de ervaringen in het buitenland te volgen om er zich eventueel door te laten inspireren.

(21) Een kwaliteitsvolle warmtekrachtkoppeling **moet constant worden gestimuleerd en ondersteund** om haar energiepotentieel te bereiken op basis van de warmtevraag. Dit potentieel mag echter niet worden overschat.

## 1.3.4. Nucleaire energie

(22) Bij een beslissing over kernenergie moeten de volgende punten in acht worden genomen:

- in de vergeleken studies leidden de opwaartse herziening van de prijzen van fossiele brandstoffen en het al dan niet samenvallen van de economische en financiële crisis met de eerste effecten van de maatregelen inzake energie-efficiëntie tot lagere groeivoorzichten voor de vraag naar elektriciteit;
- in verband met het aanbod van capaciteit moet een vertraging worden vastgesteld in de verwezenlijking van verscheidene projecten voor (aardgas)centrales, die op het gepaste tijdstip de productie van de buiten gebruik gestelde kerncentrales kunnen compenseren (zie grafiek 5 van het GEMIX 1-verslag);
- de timing voor de realisatie van een productiepark met toereikende capaciteit om te voldoen aan de vraag tijdens de periode 2012-2017, is een ware uitdaging geworden die aan bod komt in het verslag van de AD Energie over de middelen om elektriciteit te produceren;
- de bezorgdheid om te waken over de continuïteit van de werking van het economische weefsel;
- dit alles in overeenstemming met de vereisten voor milieu en een beveiliging van de bevoorrading.

Er moet worden opgemerkt dat een beperkte verlenging in de tijd (enkele jaren) mogelijk is op voorwaarde dat er wordt geïnvesteerd: in 2015 moeten de drie oudste reactoren noodzakelijkerwijs worden onderworpen aan een tienjaarlijkse revisie die zal nopen tot het nazien van bepaalde componenten die aan het einde van hun levenscyclus zijn gekomen (bv. deksel van de kuip, beschermingssystemen, motoren, kleppen, ...).

De levensduurverlenging van de drie oudste reactoren vereist een investering van €920 miljoen (ramingen november 2011) om te voldoen aan de reeds vastgestelde behoeften voor de tienjaarlijkse herziening en aan de nieuwe vereisten die uit de stress tests voortvloeien. Die investering vergt een

aflossingsperiode van ongeveer 10 jaar om economisch rendabel te zijn en zal als randeffect hebben dat het bedrag van de eventueel belastbare nucleaire rente afneemt.

Die overwegingen vormen een aanvulling op de conclusies van het door de AD Energie voorbereide capaciteitsverslag.

**Ingeval wordt besloten de nucleaire capaciteit te verlengen, blijven de onderstaande *conditiones sine qua non* onvermijdelijk en moeten ze ontegenzeggelijk rekening houden met de aanbevelingen die voortvloeiden uit de stress tests die naar aanleiding van het kernongeval in Fukushima werden gehouden:**

- **de veilige werking en het afvalbeheer** moeten een prioritaire zorg blijven;
- alle maatregelen **die werden genomen tegen de proliferatie van splijtstoffen** moeten behouden blijven overeenkomstig internationale programma's ter zake en onder de supervisie van de Belgische en internationale nucleaire instanties Euratom en IAEA;
- **de waakzaamheid voor de nucleaire veiligheid moet worden verhoogd.** Elke verlenging van de levensduur van een reactor moet door het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle worden bekrachtigd. Ze moeten het voorwerp uitmaken van een internationale *benchmarking* die de positie van de reactoren waarvoor een langere levensduur is vereist, aantoot in vergelijking met andere eenheden van hetzelfde type en dezelfde ouderdom. Een absolute transparantie tegenover het publiek inzake incidenten moet worden gegarandeerd.
- **het samenstellen van voorzieningen** voor de toekomstige kosten voor het beheer van radioactieve splijtstoffen en de ontmanteling van nucleaire centrales **moeten van nabij worden gecontroleerd. De initiatieven ter garantie van een betere beschikbaarheid van de voorzieningen, wanneer men ze nodig zal hebben, moeten worden voortgezet.**
- er werd **duidelijk bepaald dat het gebruik** van grotendeels afgeschreven nucleaire centrales **een schaarsterente genereert in hoofde van de historische nucleaire operator.** Deze **rente** zou volledig of **gedeeltelijk** worden **opgevangen ten voordele van alle verbruikers, in het belang van intergenerationale billijkheid.** Bij de evaluatie moet er echter op gelet worden om de investeringsstimulus te behouden, in een algemene context (op Europees vlak) van vernieuwing en/of uitbreiding van de productiecapaciteit van elektriciteit. Deze rente zou bij voorkeur moeten worden gebruikt om bij te dragen tot de verwezenlijking van de doelstellingen van het energiebeleid;
- **eigenaars van nucleaire centrales zouden** moeten worden verplicht om **bij te dragen aan de financiering in België van R&D** inzake splijtstoffen, nucleair afval en medische nucleaire toepassingen;
- er dient ook een beslissing te worden genomen over de opwerking van gebruikte brandstoffen;
- **al het nodige moet worden gedaan,** rekening houdend met de technologische evolutie, om tot een **definitieve oplossing** te komen die vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar is voor het beheer van **radioactief afval van type B en C.** Het spreekt voor zich dat de beslissingen die worden genomen inzake het beheer van afval van type A, moeten worden uitgevoerd.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Afvalcategorieën:

- A: afval met korte levensduur, zwak of gemiddeld radioactief;
- B & C: sterk radioactief afval en/of met een lange levensduur. Afval van type B geeft geen of weinig warmte af; afval van type C geeft warmte af en vereist een afkoelingsperiode voor de definitieve verwerking.

8.

#### 1.3.5. Ingevoerde elektriciteit

(23) Voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit is het **echter vereist dat het in het land beschikbare productiepark** (rekening houdend met de noodzakelijke reserves) **minstens overeenstemt met het nationale piekverbruik.**

#### 1.3.6. Het netwerk

(24) **De ontwikkeling van RES vereist een aangepast en vermaasd hoogspanningsnetwerk met hoogspanningslijnen voor het beheren van de massieve elektriciteitsstromen die kunnen worden gecreëerd door het intermitterende karakter** van de productie van grote windmolenparken, zowel *onshore* als *offshore*, in België en in het buitenland.

(25) De ontwikkeling van een aan de **offshore parken gekoppeld onderzees netwerk** wordt beschouwd als **strategisch** voor de ontwikkeling van *offshore* windmolenparken in de Noordzee.<sup>8</sup> Dit project houdt gelijke tred met de versterking van de huidige hoogspanningsinfrastructuur.

(26) **De investeringen voor het aanpassen van elektriciteitsdistributienetwerken aan stromen in twee richtingen (*smart grids*) veroorzaakt door de integratie van hernieuwbare en gedecentraliseerde energie zoals fotovoltaïsche panelen, hangen samen met de ontwikkeling hiervan.** Bij de vernieuwing van de distributie-infrastructuur moet rekening worden gehouden met de mogelijkheid van een graduele lancering van elektrische voertuigen.

(27) Ter aanvulling van de ontwikkeling van intelligente netwerken **moet de ingebruikneming van intelligente tellers (*smart meters*) in fases verlopen** om de kosten-baten van zo'n gebruik goed te kunnen evalueren en moet ze gepaard gaan met een bewustmaking van de gebruikers van hun toegevoegde waarde.

#### 1.3.7. De organisatie van de markten

(28) Aangezien het op een vrije markt moeilijk is om **investeringen in piekeenheden gerealiseerd te zien worden**, is het nuttig om **een bijkomende taak te voorzien voor een entiteit onafhankelijk van producenten en leveranciers.** Deze taak, die kan worden beschouwd als een 'openbare dienst', zou tegen een gereguleerd tarief moeten worden vergoed, aangezien de markt niet in staat is om voor deze bijkomende diensten een concurrentiële prijs op te geven, zoals bovendien gevraagd in de Europese richtlijnen betreffende elektriciteit.

(29) Gezien de **vermindering** op een vrije markt van **beschikbare productie-eenheden voor het leveren van reserve zou een oplossing er kunnen in bestaan dat de netbeheerder de mogelijkheid heeft om** het gebrek aan reservevermogen **te compenseren** door hem productiecapaciteit ter beschikking te stellen **zonder dat de netbeheerder met deze eenheden een actieve positie zou innemen** als producent. Andere, meer 'marktgerichte' oplossingen bestaan,

---

<sup>8</sup> De ontwikkeling van dat netwerk is trouwens gebaat bij een internationale samenwerking in het kader van het "Memorandum of Understanding over North Seas Countries' Offshore Grid Initiative" (NSCOGI), dat België in december 2010 heeft onderschreven.

zoals de *capacity market* (VS) of de mogelijkheid van contracten voor langere periodes dan tijdens het gereguleerde stelsel, maar vragen bijkomende analyses.

- (30) **Er moet ook een fijnere analyse worden uitgevoerd van de oorzaken van het profiel van de belastingscurve** om deze eventueel te wijzigen en de **piekgebonden problematiek** te verlichten. Dit werk moet worden uitgevoerd in samenwerking met de verschillende actoren op de markt. De komst van intelligente netwerken zou de piekvraag moeten helpen verminderen.

#### **1.4. Follow-up van de evolutie van de energiemix**

- (31) De groep wenst een **versterkte continue controle van de energiemix**, de energiemarkten en de bevoorradingszekerheid in België binnen de bestaande instellingen die over voldoende menselijke en financiële middelen dienen te beschikken om deze essentiële taken voor onze maatschappij uit te voeren. In dit kader kreeg **een Wetenschappelijk comité bestaande uit 10 onafhankelijke deskundigen** gestalte door de oprichting van het "Energieobservatorium".
- (32) Bovendien is het **absoluut noodzakelijk** dat de politieke en economische beleidsmakers op het vlak van energie kunnen **beschikken over transparante en coherente statistische gegevens die snel geüpdate moeten kunnen worden** in het Energieobservatorium dat binnen de AD Energie werd opgericht.

X---X---X

## **2. METHODOLOGIE**

### **2.1. Doelstellingen van de studie**

Dit verslag vormt een actualisering van het in oktober 2009 gepubliceerde eindverslag van de Groep Gemix. Dat eindverslag, gelast door het KB van 28 november 2008 (Belgisch Staatsblad van 2 december 2008) had tot doel om één of meerdere scenario's van een ideale energiemix aan te reiken, die tegelijk voldoen aan de eisen op het gebied van:

- bevoorradingszekerheid;
- concurrentievermogen;
- de bescherming van het milieu/klimaat (vooral in het kader van het Klimaat-Energiepakket 20/20); evenals de kosten/baten van dit of deze scenario's ten aanzien van deze eisen.

Op vraag van de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie en Mobiliteit en voor Staatshervorming Melchior Wathelet zou de geactualiseerde versie van het GEMIX-verslag betreffende de Belgische energiemix het meer bepaald mogelijk moeten maken om een visie en een duidelijk kader van het Belgische energiebeleid op lange termijn aan te reiken en om de datum van de sluiting van de kerncentrales definitief vast te leggen, in overeenstemming met de wet inzake de uitstap uit kernenergie van 31 januari 2003. Deze actualisering zou ook moeten worden gebruikt bij de opstelling van het uitrustingsplan waarin het regeerakkoord voorziet en dat tegen de zomer van 2012 klaar moet zijn. De raming van de vraag zou zo goed mogelijk in het kader moeten passen van de opstelling van de tweede Prospectieve studie elektriciteit, van de opstelling en follow-up van het Nationaal actieplan voor energie-efficiëntie en van het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie.

### **2.2. Geraadpleegde studies**

Deze actualisering van het GEMIX-verslag (hierna GEMIX 2 genoemd) is gebaseerd op een uitvoerig onderzoek van studies aan de hand waarvan een plausibele evolutie van de vraag en van de energiemix kon worden afgeleid, vooral met betrekking tot elektriciteit. Wat de vooruitzichten inzake het energieverbruik betreft, is de analyse gebaseerd op de meest recente vooruitzichten van het Federaal Planbureau met betrekking tot het Belgisch energiesysteem, namelijk:

- Working Paper 09-11 (**WP 09-11**), met als titel "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010 Study commissioned by the Belgian federal authority", gepubliceerd in augustus 2011;
- en "Energievooruitzichten voor België tegen 2030" (**PEEV 2011**), gepubliceerd in november 2011.

Deze twee publicaties houden rekening met de recente ontwikkelingen op het vlak van demografie, economische groei, enz. en zijn gebaseerd op de op Europees niveau uitgevoerde analyses van de Europese Commissie. Ze liggen in de lijn van working paper 21-08 (**WP 21-08**) van het Federaal Planbureau, met als titel "*Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*", gepubliceerd in november 2008. Deze studie verduidelijkte de gevolgen van de goedkeuring van het (op dat ogenblik besproken) Klimaat- en energiepakket op het Belgische energiesysteem en de Belgische economie tegen 2020: een beoogde vermindering van 20 % op Europees niveau (zelfs 30 % in verscheidene alternatieve scenario's) van de uitstoot van broeikasgassen in vergelijking met 1990; een gebruik van 20 % hernieuwbare energiebronnen in de Europese Unie in verhouding tot het totale bruto-eindverbruik van energie, en een voor alle lidstaten geldende eis om in de transportsector een aandeel van 10 % hernieuwbare energie te behalen.



### **2.3. Werkhypothese herbekeken**

Sinds de publicatie van WP 21-08<sup>9</sup> is de situatie aanzienlijk veranderd, wat een weerslag had op de analyse:

- ten gevolge van de economische en financiële crisis die in het derde kwartaal van 2008 uitbrak en de niet te verwaarlozen impact daarvan op de nationale bbp's en op de macro-economische vooruitzichten is de economische context veranderd. Bovendien zijn door de recente ontwikkelingen op de aardgas- en aardoliemarkten de vooruitzichten met betrekking tot de prijzen van fossiele brandstoffen naar boven bijgesteld;
- de effecten van de structurele ontwikkeling van energie-intensieve industrietakken en/of van de achteruitgaande industriële bedrijvigheid hadden een weerslag op het energieverbruik (samengaan en "one shot"-vermindering);
- in 2008 en 2009 werden in de nationale wetgeving verscheidene maatregelen betreffende energie-efficiëntie goedgekeurd en ingevoerd. Daarnaast zijn ook de voldoende gedefinieerde wetgevingsinitiatieven op Europees niveau in aanmerking genomen. Het gaat daarbij meer bepaald om de Europese verordeningen betreffende de energielabels (Energy labelling en Ecodesign);
- op Europees niveau werden de referentiescenario's aangepast aan deze gewijzigde situatie; die situatie werd ook in aanmerking genomen in voorbereidende studies en impactanalyses voor scenario's van een grotere inspanning om in 2020 30 % minder broeikasgassen uit te stoten. Door de Mededeling van de Commissie van maart 2011 werd de tendens naar een koolstofarme concurrerende Europese economie tegen 2050 nog meer kracht bijgezet.

In Tabel 1 staan de voornaamste hypothesen die zijn gehanteerd voor de simulatie van de referentiescenario's (in de grafieken *baseline* genoemd). Bij deze scenario's wordt er niet van uitgegaan dat de doelstellingen noodzakelijkerwijze zullen worden behaald. De resultaten weerspiegelen de huidige geïmplementeerde beleidsmaatregelen en illustreren hoe het toekomstige Belgische energetische systeem er zou kunnen uitzien zonder bijkomende maatregelen of bij een ongewijzigd energiebeleid.

In de geactualiseerde documenten (WP 09-11 en PEEV 2011) werd de impact van de crisis in 2008 en 2009 in aanmerking genomen, waarbij ook de langetermijnvooruitzichten werden bijgesteld, in de overweging dat deze economische crisis en haar langdurige effecten een permanent bbp-verlies doen ontstaan en dat de opleving dat niet zal kunnen goedmaken. De verwachte prijzen van fossiele brandstoffen werden naar boven bijgesteld, wat een weerslag heeft op de energievraag maar ook op het peil van de koolstofprijzen dat vereist is om de beoogde vermindering van de uitstoot van broeikasgassen te behalen. Deze twee kosten zijn immers cumulatief, en een hogere brandstofprijs zal een relatief lagere koolstofprijs met zich brengen om een even groot ontradingseffect te sorteren op het verbruik van fossiele brandstoffen en, bijgevolg, op de daarmee gepaard gaande uitstoot van de broeikasgassen.

---

<sup>9</sup> Hoewel de WP 21-08 in november 2008 is gepubliceerd, werd in 2007 met de studie begonnen en dateren verscheidene hypothesen en analyses van datzelfde jaar.

**Tabel 1: Kort overzicht van de hypothesen voor de simulatie van de referentiescenario's**

	<u>WP 21-08</u> <u>(Baseline 2007)</u>		<u>WP 09-11</u> <u>(Baseline 2009)</u>		<u>PEEV 2011</u> <u>(Baseline 2009)</u>	
	<u>2020</u>	<u>2030</u>	<u>2020</u>	<u>2030</u>	<u>2020</u>	<u>2030</u>
Hypothesen m.b.t.						
- economische groei (%/jaar tussen 2005 - ...)	2,1	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7
bbp (in € miljard <sub>2005</sub> )	409,2	477,7	389	459	389	459
- bevolking (in miljoen)	10,8	11,0	11,3	11,7	11,3	11,7
- aardolieprijs (\$ <sub>2008</sub> /boe)	64,6	66,4	88,4	105,9	88,4	105,9
- aardgasprijs (\$ <sub>2008</sub> /boe)	48,6	50,3	62,1	76,6	62,1	76,6
- steenkoolprijs (\$ <sub>2008</sub> /boe)	15,5	15,7	25,8	29,3	25,8	29,3
- in aanmerking genomen beleid en maatregelen *	tot 12/2006		tot 04/2009 <sup>10</sup> (Ecodesign, effectieve toepassing v/h 3de pakket vanaf 2015)		tot 04/2009 (Ecodesign, effectieve toepassing v/h 3de pakket vanaf 2015)	
- kernuitstap	Wet van 2003 met kernuitstap vanaf 2015		Beslissing van oktober 2009 om D1, D2 & T1 10 jaar langer open te houden		Wet van 2003 met kernuitstap vanaf 2015	
Datum van opstelling	2008		2011		2011	

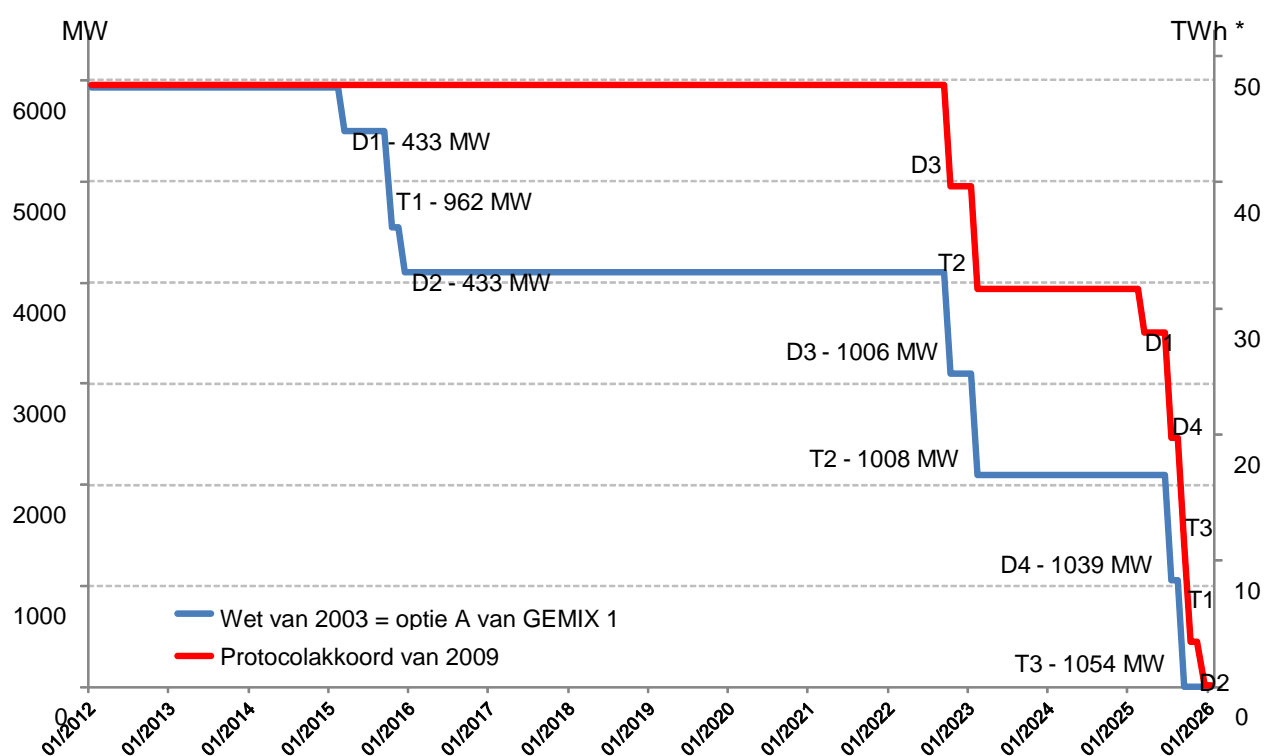
\* Rekening houdend met het wettelijke kader en de energiebeleidsmaatregelen die op deze datum waren goedgekeurd.

Bronnen: Europese Commissie, NTUA en Federaal Planbureau (WP 21-08, WP 09-11 en PEEV 2011).

Wat de productie van elektriciteit van nucleaire oorsprong betreft, is WP 09-11 - ten opzichte van de kernuitstapwet waarvan in WP 21-08 werd uitgegaan - opgesteld uitgaande van een geplande wijziging van het energiebeleid. In oktober 2009, nadat de Groep Gemix haar werkzaamheden had beëindigd, besliste de federale regering om de kernuitstapwet van 2003 te herzien en de sluiting van de drie oudste kerncentrales (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1) met tien jaar uit te stellen, waardoor de centrales in een andere volgorde zouden dichtgaan. Doel 3 en Tihange 2 zouden dan de eerste kerncentrales zijn die tegen 2022 zouden sluiten, waarna alle andere centrales (zowat 6000 MW) tegen 2025 zouden dichtgaan. De ontwikkeling van de nucleaire capaciteit (linkerschaal) en van de daaraan verbonden productie (rechtterschaal) wordt weergegeven in Grafiek 1, conform de wet van 2003 enerzijds en volgens het in oktober 2009 tussen België en de groep GDF Suez gesloten protocolakkoord anderzijds. Wat dit protocolakkoord betreft, kan niet worden getornd aan de absolute veiligheidsvoorwaarden die aan een verlengde levensduur van die centrales verbonden zijn en moeten de aanbevelingen die voortvloeien uit de stresstests die na het ongeval in de kerncentrale van Fukushima zijn uitgevoerd, absoluut in die voorwaarden worden opgenomen.

De jongste lange-termijn "Energievooruitzichten" zijn opgesteld in het kader van het huidige energiebeleid, namelijk de kernuitstapwet van 2003.

<sup>10</sup> Voor een gedetailleerde beschrijving van de in aanmerking genomen maatregelen, zie: European Commission, Directorate General for Energy (2010), "EU energy trends to 2030 – update 2009", pp. 17-19.

**Grafiek 1: Profiel van het verloop van de capaciteit en de productie van kernenergie (2012-2025)**

\* Nettoproductie op basis van een beschikbaarheidsgraad van 92 %

Bron: FANC (2011).

In de volgende hoofdstukken wordt geanalyseerd welke invloed deze beslissingen en/of hypothesen hebben op de niveaus en structuren van energieverbruik. Waar mogelijk wordt vergeleken met de resultaten die uit de andere analyses en studies naar voren komen.

### 3. VERGELIJKING VAN DE VERSCHILLENDE STUDIES

#### 3.1. Context van de verschillende studies

De groep GEMIX 2 heeft haar verslag opgesteld op basis van de recentste studies van het Federaal Planbureau over het Belgisch energiesysteem in zijn geheel. Die studies staan beschreven in:

- working paper 21-08 (**WP 21-08**), met als titel "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy";
- working paper 09-11 (**WP 09-11**), met als titel "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010";
- "Energievooruitzichten voor België tegen 2030" (**PEEV 2011**).

Net als bij de werkzaamheden van GEMIX 1 werden de resultaten uit de voornoemde studies voor zover mogelijk ook vergeleken met de resultaten van:

- de studie "Energy Revolution: a sustainable pathway to a clean energy future for Belgium" die het Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment in 2006 op vraag van Greenpeace uitvoerde;
- het eindverslag van de Commission Energy 2030 "Belgium's Energy Challenges towards 2030 - final report" van juni 2007, in de grafieken hierna CE2030 genoemd;
- de studie (F)110616-CDC-1074 van de CREG "over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020" (hierna CREG genoemd), gepubliceerd in juni 2011;
- de analyse "Road book towards a nuclear-free Belgium. How to phase out nuclear electricity production in Belgium ?" door Alex Polfliet, gemaakt op vraag van Greenpeace, van juli 2011;
- het verslag "L'avenir énergétique: la Belgique peut à la fois sortir du nucléaire et réduire l'effet de serre", door D. Comblin voor Les Amis de la Terre Belgique, APERe, Grappe, Nature et Progrès Belgique, van april 2011.

De oudere analyses van DLR en van de Commission Energy 2030 blijven relevant omdat recentere studies eraan kunnen worden getoetst. De recentere studies vonden plaats tegen een heel andere economische en politieke achtergrond, onder andere ten gevolge van de economische en financiële crisis en van het gewijzigde beleid ter ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen. De andere analyses handelen meer specifiek over de capaciteit van de elektriciteitsproductie in België tegen 2020 en de toereikendheid ervan (of niet) in geval van sluiting van de eerste kerncentrales.

Uit de verschillende studies zijn - ook om de resultaten niet al te uitvoerig te laten worden - de scenario's geselecteerd die als het meest relevant worden beschouwd. Die scenario's worden hier voorgesteld en kort toegelicht.

### 3.1.1. WP 21-08

De geselecteerde scenario's zijn het referentiescenario **WP2108/baseline** en het scenario **WP2108/20/20** die zich inschrijven in het raamwerk van het Klimaat-Energiepakket. Met dat pakket wil men tegen 2020 twee doelstellingen behalen: de uitstoot van broeikasgassen op Europees niveau met 20 % verminderen en het gebruik van hernieuwbare energiebronnen opvoeren tot 20 % van het bruto-eindverbruik van energie. Voor België ziet het concrete traject van die doelstellingen er als volgt uit:

- om de uitstoot van de broeikasgassen te verminderen, hebben de niet-ETS-sectoren (European Trading System) in het kader van de door de EU-landen gedeelde inspanning ter vermindering van de uitstoot van broeikasgassen (*burden sharing*) de doelstelling opgelegd gekregen om tegen 2020 15 % minder broeikasgassen uit te stoten ten opzichte van hun uitstoot in 2005; de inspanning van de ETS-sectoren hangt af van het op Europees niveau vastgelegde uitstootmaximum en van de toewijzing van emissierechten via aanbesteding;
- om het gebruik van hernieuwbare energiebronnen (RES) te bevorderen, werd de doelstelling voor België vastgelegd op een aandeel van 13 % hernieuwbare energiebronnen in het bruto-eindverbruik van energie.

Deze doelstellingen kunnen desgevallend ook worden behaald met behulp van de flexibiliteitsmechanismen. In het zogenaamde *20/20 target*-scenario (**WP2108/20/20**) leggen deze

'versterkte' doelstellingen bijkomende verplichtingen op aan alle sectoren; die worden in aanmerking genomen in de modellering door middel van koolstofwaarden (CV) en hernieuwbare waarden (RV) die invloed uitoefenen op het peil en de mix van het energieverbruik.

### 3.1.2. WP 09-11

Naast het referentiescenario **WP0911/baseline** wordt ook het scenario **WP0911/20/20** bestudeerd. In de geest van de analyses van de Europese Commissie worden ook twee scenario's om de uitstoot van broeikasgassen met 30 % te verminderen, geselecteerd: het ene scenario is gebaseerd op een interne Europese dynamiek waarbij de flexibiliteitsmechanismen enkel tussen EU-lidstaten werkzaam zijn (scenario **WP0911/30/20\_int**), het andere scenario houdt de mogelijkheid in om de flexibiliteitsmechanismen (buiten de EU) te hanteren ten belope van de helft van de bijkomende inspanning (scenario **WP0911/30/20\_flex\_target**), met verschillende koolstofwaarden in de twee scenario's.

### 3.1.3. PEEV 2011

Net als voor de andere analyses van het Planbureau berust de vergelijking op het referentiescenario **PEEV2011/baseline**, en daarnaast op het scenario **PEEV2011/20/20** dat de toepassing van het wetgevend Energie-Klimaatpakket simuleert en op de scenario's **PEEV2011/30/20\_int** en **PEEV2011/30/20\_flex** die de twee keuzes omvatten met een versterking van de Europese inspanning om de uitstoot van broeikasgassen met 30 % te verminderen. Het verschil met het scenario van WP 09-11 zit in de nucleaire optie die conform de kernuitstapwet van 2003 is en in het in aanmerking nemen van het roadbook van de Europese Commissie om tegen 2050 tot een koolstofarme concurrerende Europese economie te komen. Dat houdt een grotere vermindering in van de uitstoot van broeikasgassen tussen 2020 en 2030.

### 3.1.4. CE2030

Behalve het referentiescenario **CE2030/baseline** dat is geanalyseerd in het kader van de "Commission Energy 2030" van 2006 werd ook het scenario **CE2030/bpk30s** opgenomen in de vergelijking tegen 2030. Dat is een bijzonder zwaar scenario voor het energiesysteem: het omvat de doelstelling om de CO<sub>2</sub>-uitstoot in België tegen 2030 met 30 % te verminderen in vergelijking met 1990 evenals de kernuitstap en daarnaast wordt er in dat scenario van uitgegaan dat de optie van de opvang en opslag van CO<sub>2</sub> (CCS) tegen 2030 commercieel niet operationeel zal zijn.

### 3.1.5. DLR

In het DLR-verslag worden twee scenario's voorgesteld: een referentiescenario met de naam **DLR/baseline** en een zogenaamd "Energy Revolution" **DLR/energy rev**-scenario. In de studie wordt vooruitgekeken naar 2050, maar er zijn ook tussentijdse resultaten tegen 2020 en 2030 beschikbaar. Het DLR-traject is een normatief scenario van het *backcasting*-type op basis van het PlaNet-model. In dat scenario wordt een vermindering van de broeikasgassen met 80 % vooropgesteld tegen 2050. Kerncentrales zouden na een levensduur van 30 jaar worden gesloten.

### 3.1.6. CREG

In zijn studie wil de **CREG** bepalen hoeveel bijkomende capaciteit vereist is om te voldoen aan de vraag naar elektriciteit over de periode 2011-2020, met een klein risico wat de toereikendheid van het productiepark betreft (beperkt aantal uren storing). Die bijkomende capaciteit wordt geraamd op basis van (a) een scenario van de evolutie van het Belgische elektrische systeem, opgesteld aan de hand van hypothesen over de evolutie van de vraag naar elektriciteit en van de uitwisselingen van elektriciteit met het buitenland, (b) de evolutie van het gecentraliseerde en gedecentraliseerde productiepark

(warmtekrachtkoppeling en hernieuwbare energiebronnen), en (c) de evolutie van de kosten (brandstofprijs en prijs van CO<sub>2</sub>). De (netto) toename van (gecentraliseerde en gedecentraliseerde) productiecapaciteit wordt opgenomen in een *bottom-up* benadering en resulteert uit het verschil tussen de totale capaciteit van de geplande indienstnames en de totale capaciteit van de geplande uitdienstnames. Vervolgens worden de eventuele bijkomende investeringen bepaald die nodig zijn om op een betrouwbare manier aan de elektriciteitsvraag te voldoen, en die bepaling leidt tot een ontwikkelingsprogramma voor de thermische eenheden van het gecentraliseerde productiepark voor de periode 2011-2020 (type en capaciteit van de nieuwe thermische eenheden die nodig zijn en planning van de indienstnames).

### 3.1.7. A. Polfliet

Wanneer ze beschikbaar waren, werden de verschillende elementen van vergelijking uit de analyse die A. Polfliet/Zero Emissions in opdracht van Greenpeace België maakte in de studie opgenomen. De resultaten van twee scenario's worden voorgesteld tegen 2026: een scenario "Business as Usual" (**POLFLIET 2026**) en een proactief scenario (**POLFLIET/proactive 2026**) die van elkaar verschillen in de hypothesen inzake verbruiksstijging (respectievelijk -0,3 % per jaar en -1 % per jaar tussen 2015 en 2026) en in de voorziene productiemix.

### 3.1.8. D. Comblin

Uit de analyse die door D. Comblin is gemaakt, werden extreme intervallen genomen, uitgedrukt in het peil van de elektriciteitsvraag die respectievelijk gemiddeld evolueert met 0,7 % per jaar tot in 2030 in het trendmatige scenario (het verbruik evolueert volgens de tendens die is vastgesteld over de periode 1998-2008) en met -1,3 % per jaar in het verminderingsscenario (vermindering met -0,5 % per jaar tot in 2015, -1 % per jaar tot in 2020, -1,5 % per jaar tot in 2025 en -2 % per jaar tot in 2030). Om aan die niveaus van de vraag te voldoen, worden scenario's voorgesteld in termen van penetratieniveau van de RES-eenheden en warmtekrachtkoppelingseenheden op gas met:

- in het scenario van extrapolatie van de nationale doelstellingen, een stijging van de RES-E-productie conform die van het " Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie in 2020 voor België" geëxtrapolerd tot 2030 en gecombineerd met een geleidelijke stijging tegen 2030 van de warmtekrachtkoppeling volgens de trend die is vastgesteld in de periode 2004-2009 (**COMBL/tend\_obj.nat**);
- in het proactieve scenario, een versnelling van de regionale doelstellingen om in 2020 de waarden te behalen van de verschillende RES-ketens die zijn voorgesteld in de REPAP-studie van Edora, vervolgens geëxtrapolerd tot 2030 en gecombineerd met een geleidelijke stijging tegen 2030 van de warmtekrachtkoppeling volgens de trend die is vastgesteld in de periode 2000-2009 (**COMBL/red\_proact**).

In tegenstelling tot het scenario van extrapolatie van de nationale doelstellingen voor de hernieuwbare energiebronnen dat een uitbreiding van de systemen met hernieuwbare biomassa plant, voorziet het scenario van extrapolatie van de Edora-doelstellingen een forse uitbreiding van offshorewindmolenparken, wat niet zonder gevolgen blijft voor de werking van het productiepark. Er moet op worden gewezen dat er bij de opstelling van deze scenario's geen economische optimalisering heeft plaatsgehad en dat hun specifieke economische kosten bijgevolg niet in aanmerking zijn genomen.

De grafieken 2 tot 6, die worden besproken in de volgende hoofdstukken, geven de voornaamste resultaten te zien die uit de verschillende studies naar voren komen. De eenheden werden eventueel geharmoniseerd en uitgedrukt in TWh om ze gemakkelijker met elkaar te kunnen vergelijken. De resultaten zijn per groep voorgesteld (afgebakend met verticale strepen) in deze volgorde, van links naar

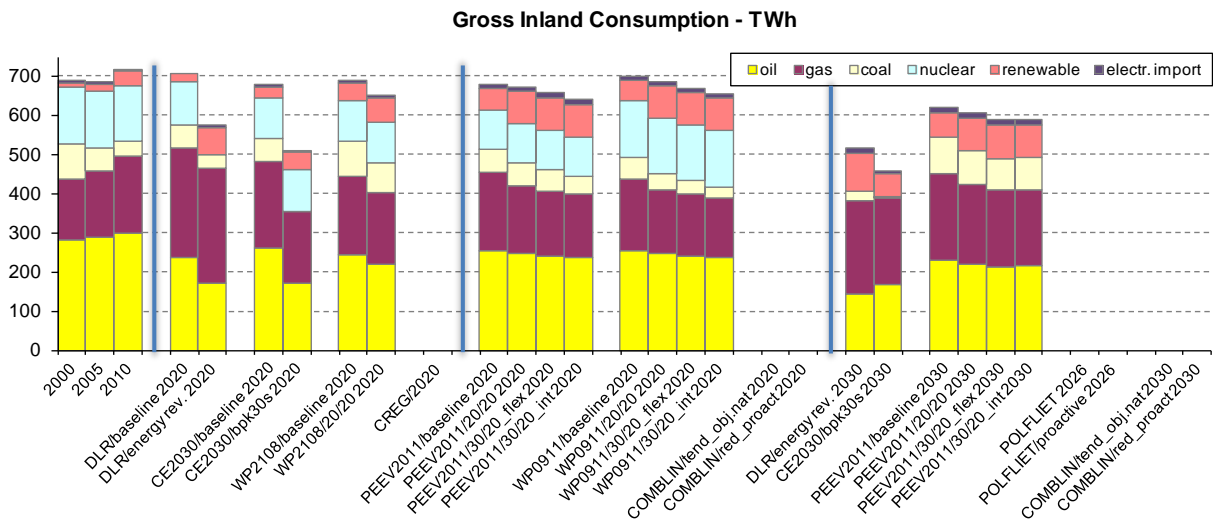
rechts: retrospectieve statistieken van Eurostat voor de jaren 2000, 2005 en 2010, referentiescenario en alternatieve scenario's die zijn voorgesteld door de studie tegen 2020 en vervolgens, desgevallend, tegen (2026) 2030. De verticale streep tussen de resultaten in 2020 voor de analyses die berusten op hypothesen die vóór en na de crisis zijn geformuleerd, maakt een bijkomend onderscheid, om de vergelijking visueel te vergemakkelijken.

### **3.2. Evolutie van het bruto binnenlands verbruik**

Het bruto binnenlands energieverbruik (*Gross Inland Consumption*) is het totale energieverbruik (inclusief niet-energetisch gebruik) dat wordt gedekt door de binnenlandse productie en de (netto-) invoer. Tussen 1990 en 2000 nam het energieverbruik aanhoudend toe, van 567 tot 689 TWh (49 tot 59 Mtep), en nadien bleef het op hetzelfde peil. Gedurende de prognoseperiodes 2005-2020/2030 lopen de samenstelling maar ook de evolutie van dat verbruik uiteen naargelang van het beschouwde elektriciteitsproductiescenario:

- de toekomstige evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik moet inderdaad omzichtig worden geïnterpreteerd, vooral aan het einde van de horizon wanneer de verschillen tussen hypothesen over de elektriciteitsketen het grootst zijn. Zo is de in de tijd vastgestelde dalende tendens in PEEV 2011 (baseline in 2020) niet alleen toe te schrijven aan een algemene verbetering van de energie-efficiëntie (zowel wat de eindvraag naar energie betreft als wat de energieomzetting betreft). Die tendens vloeit ook voort uit de toepassing van een statistische conventie die wordt gehanteerd bij de berekening van de warmteproductie afkomstig van kerncentrales en op basis waarvan de kerncentrales een rendement van 33 % toegekend wordt om de behoefte aan primaire energie te bepalen die overeenstemt met de elektriciteit die zij opwekken. Bij een ontmanteling van de kerncentrales vertaalt hun geleidelijke vervanging door thermische centrales (rendement van 45 tot 58 % in de steenkool-/aardgasketens) en/of door productie-eenheden die op hernieuwbare energiebronnen werken, waarvan sommige een rendement van meer dan 33 % hebben, zich in een relatief lager verbruik (minder omzettingsverlies). In WP 09-11 is sprake van een kleinere vermindering van het bruto binnenlands verbruik tegen 2020, want in dat document heeft de ontmanteling slechts plaats na de projectieperiode 2005-2020;
- de uitsplitsing naar energievorm wordt rechtstreeks beïnvloed door de specifieke hypothesen voor elk scenario (meer bepaald wat de kernuitstap betreft), door de evolutie van de relatieve brandstofprijzen en door de waarden van koolstof en hernieuwbare energiebronnen die de min of meer strenge verplichtingen vertalen in termen van klimaat- en hernieuwbare doelstellingen, voor heel het energiesysteem (en niet alleen voor de elektriciteitsproductie).

**Grafiek 2: Vergelijking van de studies en scenario's - evolutie van het bruto binnenlands verbruik (volume en uitsplitsing naar energievorm)**



Bronnen: Eurostat, FPB (2008), FPB (2011a), FPB (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) en eigen berekeningen.

De prognoses van de *baseline*-scenario's tegen 2020 komen in de buurt van 650 TWh, waarbij de onderste marge (PEEV 2011) meer bepaald voortvloeit uit het niveau-effect dat verbonden is aan de kernuitstap (sluiting van de eerste drie kerncentrales). Voor de alternatieve scenario's die drastischer verminderingen van de uitstoot van broeikasgassen/CO<sub>2</sub> en grotere verbintenissen inzake RES impliceren, neemt de behoefte aan primaire energie-equivalenten af, met een veel grotere vermindering in het scenario CE2030/bpk30s2020. Dit verschil kan worden toegeschreven aan het feit dat in deze studie het Belgisch energiesysteem in een gesloten systeem evolueert, terwijl het in de andere studies op een geïntegreerde manier evolueert binnen een Europees kader. Bovendien is dit scenario aan meer beperkingen onderhevig: geen kernenergie, geen CCS, vooraf bepaald niveau van elektriciteitsinvoer en 30 % minder uitstoot van CO<sub>2</sub> zonder toegang tot flexibiliteitsmechanismen. De door DLR ontwikkelde variëteit benadert dit scenario het meest. Tegen 2030 nopen de uitbalanceringshypothese in een gesloten systeem (CE2030) ten opzichte van een energiesysteem met enige flexibiliteit (PEEV 2011) tot een grotere inspanning op het vlak van energie-efficiëntie. Maar zelfs in een open systeem blijven energie-efficiëntie en een vermindering van het primaire verbruik absoluut noodzakelijk om de doelstellingen inzake verminderde uitstoot van broeikasgassen/CO<sub>2</sub> en inzake hernieuwbare energiebronnen te behalen. Dat is nog meer het geval wanneer deze doelstellingen worden opgedreven, zelfs bij hogere energieprijzen en wanneer bijkomende specifieke beleidslijnen en maatregelen verondersteld worden ingevoerd te zijn om deze doelstellingen te kunnen verwezenlijken.

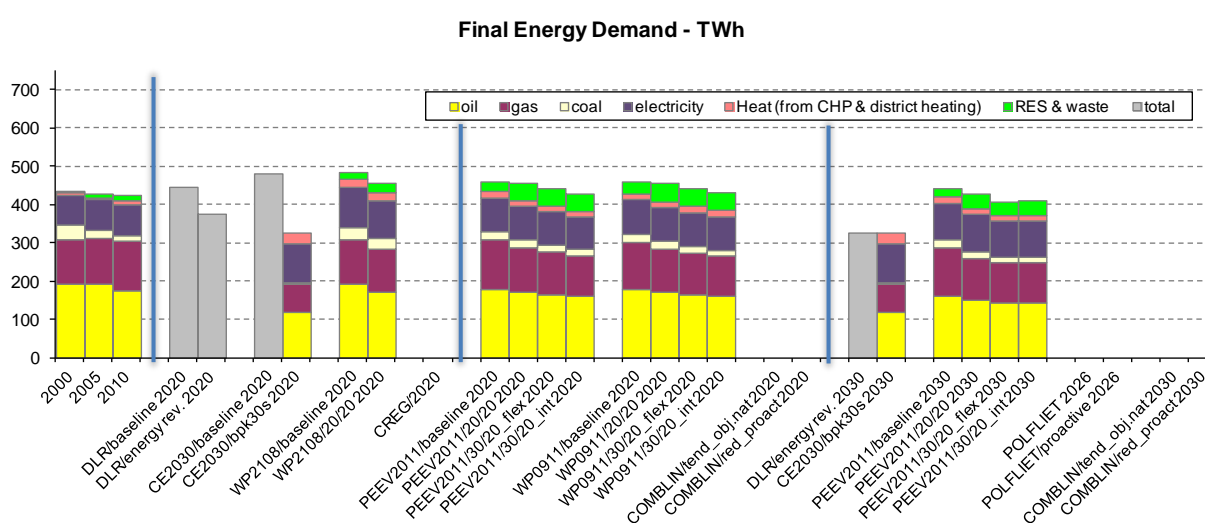
Wat de verdeling betreft, blijft aardolie dominant (deze brandstof geniet de voorkeur voor transport), ondanks een lichte daling in absolute cijfers. De voor de elektriciteitsproductie gekozen optie is bepalend voor hoe het verbruik van zowel aardgas als steenkool evolueert; dat verbruik evolueert weinig zo lang de kerncentrales in werking blijven, maar neemt toe (in een verschillend tempo naargelang van de relatieve prijzen) bij de opeenvolgende sluitingen van kerncentrales. In de oudere studies CE2030 en DLR vertonen de ramingen van het bruto binnenlands verbruik van hernieuwbare energiebronnen lagere *baseline*-prognoses in 2020 dan de andere prognoses (respectievelijk 27 en 20 TWh) terwijl die niveaus in 2010 reeds zijn overschreden (2,55 Mtep = 29 TWh). De verwachtingen nemen in alle gevallen toe, vooral gedurende de periode 2005-2020 (gemiddelde groei van 2 - 2,1 % per jaar). Voor na 2020 is geen doelstelling vooropgesteld en in projectie gaat de verdere ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen voort op het elan van eerder aangenomen beleidsmaatregelen.



### 3.3. Evolutie van de eindvraag naar energie

De eindvraag naar energie (*Final Energy Demand*) is de eindvraag naar de verschillende energievormen door de verschillende eindverbruikers. De verliezen bij de omzetting van primaire energie in eindenergie (meer bepaald omzettingsverliezen op de elektriciteitsproductie) en de verliezen bij het transport van energie zijn hierin niet meegerekend, zodat het uitsluitend gaat om de energiehoeveelheden die beschikbaar zijn voor de eindverbruikers. In de meest recente vooruitzichten stijgt de totale eindvraag eerst gematigd tegen 2020 ( $\approx 455$  TWh) en daalt die vervolgens tegen 2030 tot 440 TWh, onder het niveau van 2005. Aangezien de andere studies dan die van het Federaal Planbureau uitsluitend het elektrisch systeem beschouwden, hebben de onderstaande toelichtingen enkel betrekking op de analyses van het Federaal Planbureau.

**Grafiek 3: Vergelijking van de studies en scenario's - evolutie van de eindvraag naar energie (volume en verdeling per energievorm)**



Bronnen: Eurostat, FPB (2008), FPB (2011a), FPB (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) en eigen berekeningen.

De uitsplitsing naar brandstof geeft een combinatie te zien van enerzijds een vermindering van het eindgebruik van aardolieproducten en steenkool en anderzijds een stijging van de vraag naar elektriciteit, aardgas en RES (biomassa) en afval.

De vraag naar aardolieproducten neemt over heel de prognoseperiode af, en samen daarmee vermindert hun relatieve aandeel in de eindvraag naar energie van 43 % in 2005 tot 39 % in 2020 en 36 % in 2030. Er doet zich een combinatie van verscheidene effecten voor: een efficiënter individueel transport en een toegenomen gebruik van biobrandstoffen onder impuls van de CO<sub>2</sub>-verordeningen, een matigere groei van de transportactiviteit ten gevolge van de lagere economische groei, en een afgenomen verbruik voor huisverwarming.

De eindvraag naar vaste brandstoffen daalt met 15 %, van 24 TWh in 2005 tot 20 TWh in 2030. Zij vertegenwoordigen dan ook nog maar 4 % van de eindvraag naar energie. Die daling is voor het grootste deel toe te schrijven aan de ijzer- en staalindustrie (lagere productie van de hoogovens ten gevolge van een verminderde activiteit en het toenemende gebruik van elektrische boogovens) en in mindere mate aan de huishoudens (lager verbruik van steenkool voor verwarming).

Aardgas versterkt zijn penetratieniveau in de eindvraag; het gebruik van deze brandstof voor verwarming wordt namelijk aangemoedigd, aangezien het de fossiele brandstof met de laagste CO<sub>2</sub>-uitstoot is.

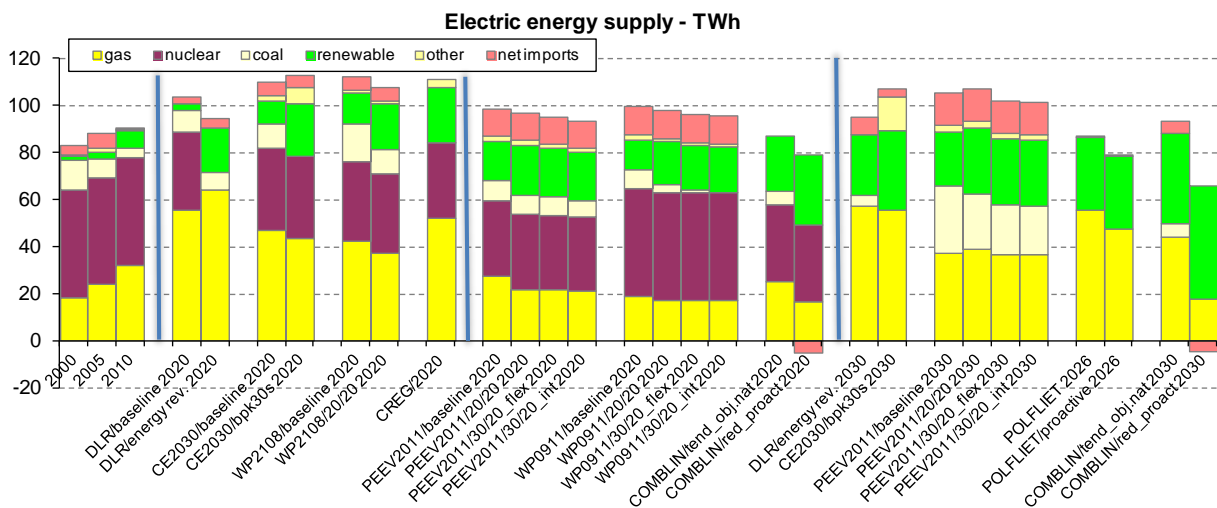
Het elektriciteitsverbruik neemt toe door de opkomst van specifieke toepassingen (meer bepaald warmtepompen) en door een toenemende elektrificatie die voortvloeit uit de toepassing van de richtlijn betreffende energie-efficiëntie en de energiediensten, en meer algemeen, uit de toepassing van het Klimaat-Energiepakket ('vergroening' van het elektriciteitsgebruik via 'groene' elektriciteit).

Bij de opstelling van de 20/20-scenario's is rekening gehouden met de tenuitvoerlegging van de RES-richtlijn en dus met de Belgische doelstelling van 13 % hernieuwbare energiebronnen in het bruto-eindverbruik van energie in 2020 (met de mogelijkheid om gebruik te maken van de flexibiliteitsmechanismen). Als gevolg daarvan bedraagt het aandeel van RES in 2020 12,7 % (+0,3 % wordt 'gerealiseerd' via flexibiliteitsmechanismen). De ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen (RES) loopt uiteen naargelang de toepassing: tegen 2020 is groene elektriciteit (RES-E) goed voor 35 % van het totaal van de hernieuwbare energiebronnen tegen 47 % voor de RES-H en 18 % voor de RES-T. In termen van eindverbruik voor elke toepassing vertegenwoordigen de groene productieketens in respectievelijk 2020 en 2030 21 tot 25 % van de elektriciteit, 11 % van verwarming en koeling en 11 tot 13 % van het transport.

### 3.4. Structuur van de elektriciteitsbevoorrading (productie en netto-invoer van elektriciteit)

De structuur van de elektriciteitsbevoorrading is weergegeven in grafiek 4.

#### Grafiek 4: Vergelijking van de studies en scenario's - elektriciteitsbevoorrading en -productie per energievorm



Bronnen: Eurostat, FPB (2008), FPB (2011a), FPB (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) en eigen berekeningen.

De meest recente vooruitzichten (WP 09-11 en PEEV 2011) verwachten dat de elektriciteitsbevoorrading in 2020 iets lager zal zijn dan 100 TWh, dat is een daling ten opzichte van de voorgaande vooruitzichten. Dit komt doordat rekening wordt gehouden met de jongste maatregelen gericht op energie-efficiëntie, met de veronderstelde geringere economische groei en met hogere brandstofprijzen (ook door de CO<sub>2</sub>-prijs in de ETS-sector, die een impact heeft op de elektriciteitsprijs). Dit stemt overeen met een gemiddelde groei op jaarbasis van de vraag naar elektriciteit (of opgevraagde elektrische energie <sup>11</sup>) met 0,8%/jaar, en die zich handhaaft op 0,7%/jaar tijdens de periode 2005-2030 die in PEEV 2011 wordt behandeld, of iets meer dan 105 TWh tegen 2030. In alle gevallen wordt de elektrificatie van de eindvraag bevestigd met een steeds groter aandeel van elektriciteit in het eindverbruik, dat oploopt tot 22% in 2030 (zie grafiek 3).

De elektrificatie van het energiegebruik komt niet tot uiting in de scenario's gericht op een vermindering van het verbruik uit de studies van D. Comblin ("verminderingsscenario") en A. Polfliet (proactive scenario). In deze scenario's blijft de vraag naar elektriciteit in 2030 ongeveer 20% lager dan in de andere projecties.

Omgekeerd gaat de analyse van de CREG tegen 2020 uit van een ontwikkeling van de elektriciteitsvraag die gemodelleerd is op de hoge variant uit het door Elia opgestelde "Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020" in de aan openbare raadpleging onderworpen versie van september 2010. Deze oefening berustte op de "Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017" die door de AD Energie en het Federaal Planbureau werd uitgewerkt op basis van vóór de crisis geformuleerde hypothesen. In de definitieve versie van september 2011 neemt het "Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020" de meest recente projectie van het Federaal Planbureau in aanmerking, die onder meer rekening houdt met de crisis en met een verloop van de vraag dat nauwer aansluit bij de andere scenario's (vraag naar elektriciteit in 2020 herzien van 104 TWh naar 99 TWh). Dit element is niet overgenomen in de in juni 2011 gepubliceerde analyse van de CREG.

In de verschillende scenario's van het Federaal Planbureau wordt een invoer van elektriciteit meegenomen. Het niveau van die import is identiek in alle scenario's en houdt rekening met de interconnectiecapaciteit en met de strategieën die de regeringen en/of de beheerders van de transportnetwerken van de aangrenzende landen bekendmaken. In de recentere vooruitzichten is die invoer tweemaal hoger geworden dan in het referentiejaar 2005, met een stijging van 6,3 TWh in 2005 tot respectievelijk 12 en 14 TWh in 2020 en 2030. Die toename past in het vooruitzicht van een ontwikkeling van "CCS ready"-centrales in Nederland in de nabijheid van de havens met als doel elektriciteit uit te voeren. De in aanmerking genomen import verlaagt in dezelfde mate het peil van de elektriciteitsproductie in België.

Op te merken valt dat in het scenario "vermindering - pro-actief" van D. Comblin een sterke daling van de vraag in combinatie met een consequente penetratie van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling op basis van gas het in sommige jaren mogelijk maakt een netto-uitvoersaldo te genereren.

Na een vergelijking van de in de laatste twee publicaties van het Federaal Planbureau (WP 09-11 in PEEV 2011) toegelichte *baseline*-scenario's tegen 2020 op het vlak van de energiemix voor de productie van elektriciteit, kan een onderscheid worden gemaakt tussen de invloed van de beslissing om de wet van 2003 te bevestigen (PEEV 2011) of de ingang ervan met tien jaar uit te stellen voor de drie oudste

---

<sup>11</sup> Opgevraagde elektrische energie = nettoproductie + netto-invoer = netto-energieverbruik + verliezen op het net.

eenheden (WP 09-11). Deze hypothese vormt het belangrijkste onderscheid tussen beide oefeningen op het vlak van de elektriciteitsproductie.

De inhoud van de energiebeleidsbeslissing inzake kernenergie zal bepalen of er meer of minder gebruik wordt gemaakt van fossiele brandstoffen (aardgas of steenkool), aangezien deze laatste moeten worden beschouwd als brandstoffen die het saldo van de productie uitmaken. Immers:

- de sector van de elektriciteitsproducenten valt onder het ETS maar met koolstofprijzen die op Europees vlak worden bepaald en die de Belgische beslissing over kernenergie maar in geringe mate kan beïnvloeden (Federaal Planbureau, 2007). De impact in termen van kosten (via de koolstofprijs) op de elektriciteitsmix is beperkt en werkt veeleer door als gevolg van vroegere regelgevende maatregelen;
- gelet op de lage unitaire kosten ervan zou het beroep op kernenergie zich maximaal handhaven binnen de grenzen van de lopende wettelijke en reglementaire beperkingen. Deze zijn niet altijd nauwkeurig omschreven aangezien het besluit van oktober 2009 nog niet in wetteksten was omgezet bij het ontslag van de regering in het voorjaar van 2010. De toepassing van de wet van 2003 zal vanaf 2015 leiden tot een inperking van de nucleaire capaciteit en productie. Het regeringsbesluit van oktober 2009 zou het mogelijk hebben gemaakt ze te versoepelen tegen de publicatie van deze studie, maar met een des te sterkere impact in 2025;
- de ontwikkeling van RES in de elektriciteitsproductie wordt vooral teweeggebracht door de EU-doelstellingen ter zake die België moet naleven. Het (in ons land beperkte) potentieel wordt er maximaal door benut. Zoals in deel 3.5 werd uiteengezet, blijft de beoordeling van dat potentieel delicaat wegens het doorgaans intermitterende en "must run"-karakter van die hulpbronnen. De RES-E vereisen de beschikbaarheid van hetzij back-upcentrales, hetzij massale opslagmogelijkheden of het nemen van drastische maatregelen om de vraag te beheersen of een combinatie van de drie. Een ontoereikende beschikbaarheid remt de ingebruikname van dat potentieel af;
- het beroep op fossiele brandstoffen zoals aardgas en steenkool zal afhankelijk zijn van de relatieve kosten van beide ketens (kosten van koolstofdioxide gecombineerd met het emissiepeil per keten, respectieve kosten van de brandstoffen en technologische ontwikkeling van de CCS-keten). In dat verband gaan de bovenvermelde studies van het Federaal Planbureau uit van technisch-economische overwegingen en werden enkel tot april 2009 genomen maatregelen inzake economisch beleid, klimaat en leefmilieu erin opgenomen. Daarentegen houden ze geen rekening met een eventueel verzet tegen de inwerkingstelling van steenkooleenheden. Deze tegenkanting, die vooral door lokale en ook regionale autoriteiten wordt gemanifesteerd, vormt evenwel een realiteit die niet mag worden geminimaliseerd, aangezien ze de facto het aantal beschikbare alternatieven beperkt.

Het gebruik van aardgas wordt het meest beïnvloed door de herziening en/of het hanteren van nieuwe hypothesen, overeenkomstig zijn rol als brandstof om de productie van elektriciteit sluitend te maken. Terwijl aardgas in de voorgaande oefeningen de meest gevraagde brandstof buiten kernenergie was, brengen de striktere milieu- en RES-eisen in het kader van de meest recente scenario's 20/20 en 30/20 het relatieve aandeel ervan in 2020 op een niveau dat vergelijkbaar is met dat van de hernieuwbare energiebronnen.

Tegen die horizon gaat de aan de hand van aardgas geproduceerde elektriciteit achteruit door het gezamenlijk effect van verschillende factoren:

- de stijging van de brandstofprijzen, de neerwaartse herziening van de economische groei en de inachtneming van de efficiëntiemaatregelen hebben een neerwaartse invloed op de vraag naar elektriciteit;
- het toegenomen beroep op invoer van elektriciteit (exogeen gegeven);
- het al dan niet handhaven van de productie van elektriciteit via kernenergie;
- de mogelijkheid om in economische omstandigheden steenkoolcentrales te exploiteren (invloed van de doelstellingen ter vermindering van broeikasgassen en de koolstofprijs in de optimalisatie van het energiesysteem, door de *merit order* van thermische eenheden te wijzigen).

Tegen 2030 wordt die rol als saldo makende brandstof echter (weer) duidelijk toegewezen aan steenkool, dat voor die rol aardgas beconcurrert op grond van de evolutie van hun relatieve prijzen en van de koolstofprijs. Met een in ruime mate benut potentieel aan hernieuwbare energie en zonder kernenergie blijft er niets anders over dan een beroep te doen op fossiele brandstoffen (en op efficiëntie).

Die vaststelling betreffende een kleinere rol van aardgas in de energiemix tegen 2020 wordt op het eerste gezicht niet gedeeld door de analyse van de CREG. Dat heeft te maken met de "*bottom-up*"-benadering die de CREG hanteert. Van de (exogene) ramingen van de vraag wordt het verwachte verloop afgetrokken van de capaciteit inzake RES en warmtekrachtkoppeling, alsook de capaciteit van de buiten gebruik gestelde eenheden (onder meer die van de nucleaire eenheden zoals bepaald bij de wet van 2003). Derhalve wordt aan de behoefte aan (gecentraliseerde) productiecapaciteit voldaan door rekening te houden met de geprogrammeerde ingebruiknemingen en met de te plannen complementaire eenheden die alle gebruikmaken van gas. De facto neemt het aandeel van aardgas aanzienlijk toe, naast een verdubbeling van de productie van RES-electriciteit tot een peil dat vergelijkbaar is (en dat past in het NREAP) met de projecties uit de andere studies. Het is niet uitgesloten dat het aandeel van gas in de mix van de elektriciteitsproductie kleiner uitvalt indien een minder hoge vraag naar elektriciteit in aanmerking wordt genomen.

De weerslag van de ontwikkelingsscenario's op de vraag naar aardgas voor de productie van elektriciteit is niet onbeduidend, zowel wat het verschil in niveau tegen 2020 als het verloop tussen 2005 en 2020 betreft (daling of stagnatie van de behoeften in 2020): van 4,6 Mtep/jaar in 2005 (bij een opgetekend rendement van 45% voor de gaseenheden), zou de vraag naar aardgas evolueren naar een peil tussen 3,5 en 4,8 Mtep/jaar in 2020 (met een rendement van 50% voor het gascentralepark) in de *baseline*-scenario's. Bij een volledige uitstap uit kernenergie neemt de vraag naar gas nog toe tot 5,9 Mtep/jaar in 2030 (bij een rendement van 55%). Die "tweederonde"-effecten hebben gevolgen voor zowel de infrastructuur voor de elektriciteitsproductie als voor de aardgasinfrastructuur en de aardgasbevoorrading. Evenzo hebben de goedkeuring van het klimaat- en energiepakket en de eventuele versterking ervan (scenario's 20/20 en 30/20) eerst tot gevolg dat ze tegen 2020 de vraag naar aardgas matigen tot ongeveer 3-3,7 Mtep/jaar, waarna er in ruimere mate gebruik van wordt gemaakt tegen 2030 (6,1 Mtep/jaar), in scenario's waar de keuze voor steenkool openblijft. In de maatschappelijke realiteit is de keuze voor steenkool niet populair, wat het sluitend maken van de elektriciteitsproductie exclusief aan aardgas zou kunnen overlaten: in de bijkomende veronderstelling dat er geen beroep wordt gedaan op steenkoolcentrales, zou de impact op de vraag naar meer aardgas om een gelijkwaardige productie te verzekeren in 2030 tussen 3,7 en 4,6 Mtep/jaar extra liggen, volgens het scenario van PEEV 2011. Afgezien van de toegenomen vraag naar de brandstof zouden de schommelingen van de vraag naar aardgas worden versterkt, wat ook een weerslag heeft op de dimensionering (en de werking) van het aardgasnet, met inbegrip van de opslag.

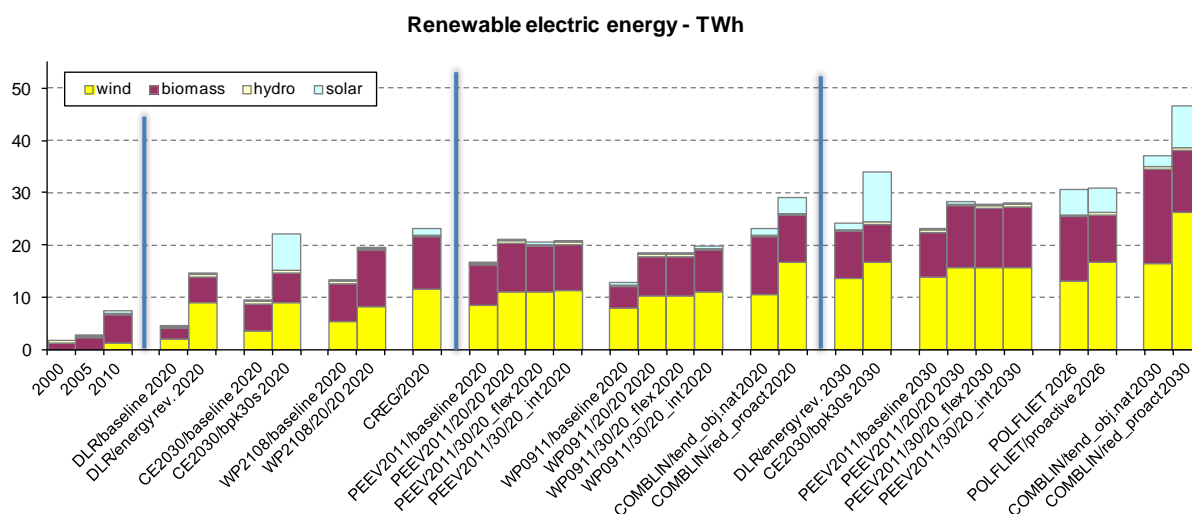
De hierboven beschreven ontwikkelingen vergen investeringen om de structuur van het elektriciteitsproductiepark aan te passen, zowel om het hoofd te bieden aan de verwachte stijging van de vraag naar elektriciteit (gemiddeld +0,7% per jaar tussen 2005 en 2030) als om de vervanging van verouderde en/of te ontmantelen eenheden te verzekeren. Volgens het Federaal Planbureau werden, in het scenario waarbij de nucleaire eenheden worden verlengd (WP 09-11), de tussen 2006 en 2020 vereiste investeringen geraamd op 9 miljard EUR<sub>2005</sub>. Bij een uitstap uit kernenergie zou het, naar schatting, nodig zijn elk jaar tot in 2030 een extra capaciteit van gemiddeld 840 MW te ontwikkelen om de sluiting van geprogrammeerde centrales te compenseren en te voldoen aan de groeiende vraag naar elektriciteit. Voorts is een versnelling te verwachten om de periode 2020-2025 te overbruggen, waarin een potentiële productiecapaciteit van 4000 MW via kernenergie verdwijnt. In geld uitgedrukt vertegenwoordigt dit ongeveer 20 miljard EUR<sub>2005</sub> tegen 2030, waarvan 7 miljard moet worden verschaft vóór 2020 en 13 miljard tussen 2020 en 2030. Naast die investeringen in productiecapaciteit, mag het belang van investeringen in transportinfrastructuur niet over het hoofd worden gezien, vooral wanneer de vestiging van nieuwe eenheden wordt ingegeven door het streven naar een optimale lokalisering en niet door de nabijheid van de verbruikscentra, zoals dat het geval kan zijn voor bepaalde RES-E-ketens.

Tot slot kan worden gesteld dat de beslissing om de kerncentrales al dan niet te handhaven de meest zichtbare impact op de energiemix uitoefent in de *switch* in termen van relatief aandeel tussen aardgas en RES, aangezien de "opgelegde" ontwikkeling van RES ten koste gaat van aardgas. De steenkool- en aardolie-eenheden en de nucleaire eenheden behouden hun relatieve aandeel in de lijn van een economische optimalisatie in de ingebruikname van het elektriciteitspark (volgorde van beroep of *merit order* naar toenemende kosten): steenkooleenheden minder getroffen door de prijs van de brandstof steenkool (maar momenteel kampend met een maatschappelijk aanvaardingsprobleem), inzet van *jetfuel*-centrales voor het piekverbruik, economisch interessante kerncentrales en prioritaire koppeling van de RES-eenheden.

### **3.5. Elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen**

De productie van elektriciteit aan de hand van hernieuwbare energiebronnen (RES-E) wordt uitvoerig weergegeven in de onderstaande grafiek. De eerste projecties die werden geformuleerd in GEMIX 1 waren veeleer conservatief (17 TWh in 2020) en zijn licht opwaarts herzien in de meer recente analyses, tot ongeveer 21 TWh in 2020 waarna zowat 28 TWh zou worden bereikt in 2030.

**Grafiek 5: Vergelijking van de studies en scenario's - elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen (hoeveelheid en verdeling per energiebron)**



Bronnen: Eurostat, FPB (2008), FPB (2011a), FPB (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) en eigen berekeningen.

Zoals reeds in het voorgaande verslag werd beklemtoond, heeft het behoud van kernenergie nauwelijks invloed op het aandeel van hernieuwbare elektriciteit. De facto zorgt de toepassing van de RES-richtlijn ervoor dat de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie op basis van RES grotendeels onafhankelijk verloopt van de primaire mix van fossiele en nucleaire energie.

Om de bijdragen van de verschillende ketens te beoordelen, is het nuttig zich de basis te herinneren die Professor De Ruyck hanteerde om het potentieel aan hernieuwbare energie voor de elektriciteitsproductie te ramen in de commissies Ampère en CE2030.

Het moeilijkst te ramen is biomassa, omdat dit een grondstof is die, ten minste in alle beschouwde scenario's, grotendeels moet worden ingevoerd. De limieten zijn dus veeleer van ethische aard, in die zin dat we niet het "recht" hebben ons een bovenmatig aandeel in de markt van biomassa toe te eigenen. Overigens zal de reële ontwikkeling op middellange termijn voor biomassa volledig afhangen van de mate waarin in dergelijke centrales zal worden geïnvesteerd, en van de manier waarop de overheid het massale gebruik van biomassa voor de elektriciteitsproductie zal aanmoedigen of ontmoedigen (zonder het te hebben over het gebruik ervan voor andere doeleinden, zoals verwarming). De huidige prognoses inzake biomassa liggen iets lager. Terwijl de scenario's in GEMIX 1 rekenden op een productie in 2020 van 8-11 TWh elektriciteit op basis van biomassa, verwachten de recentere studies ten hoogste 8 TWh in 2020 en 11 TWh in 2030. Deze laatste raming lijkt ambitieus en zal waarschijnlijk worden verwezenlijkt via een massale invoer van biomassa.

De productie aan de hand van windenergie komt in de buurt van 10,4 TWh in 2020 en van 16,5 TWh in 2030. De projectie COMBLIN/red\_proact 2030 die berust op de REPAP-studie van Edora, raamt de productie via windmolens op 26,2 TWh in 2030 en wijkt dus sterk af. Wat *offshore* windenergie betreft, vormen de opening van nieuwe concessies en versnelde ingebruiknemingen (met inbegrip van hun aansluiting) evenveel marges die eventueel kunnen worden aangesproken. Deze doelstellingen inzake windenergie zijn haalbaar, bij een vastberaden aanpak en met de steun van de overheid.

De fotovoltaïsche productie is beperkt, behalve in het kader van scenario CE2030 dat verloopt in een gesloten energiesysteem dat "verplicht" is alle mogelijkheden te benutten tegen zeer hoge kosten. De extrapolatie van de doelstellingen van de industrie van hernieuwbare energiebronnen (Edora) tegen 2030

blijkt bijzonder ambitieus in het Comblin-scenario (7,9 TWh in 2030). Daarbij moet worden opgemerkt dat dankzij de sterker dan voorspelde ontwikkeling van fotovoltaïsche zonne-energie van de afgelopen jaren reeds in 2010 een productiecapaciteit kon worden bereikt die hoger was dan de meest optimistische verwachtingen tegen 2020. De impact op de energiebalans van België is echter marginaal op het gebied van productie en om die groei in stand te houden, dient een ondersteunend beleid te worden gehandhaafd. Een productie van enkele TWh zou het tegen 2020 te bereiken doel moeten vormen.

Feitelijk hangt de ontwikkeling van de fotovoltaïsche en op windenergie gebaseerde RES-E samen met de overwegingen inzake opslag van elektriciteit, omdat de *must run*-productieprofielen van die ketens niet afgestemd zijn op de belastingscurven. Het onzekere karakter van die bronnen speelt immers een toenemende en zelfs meer en meer doorslaggevende rol in hun "potentieel". Het behoeft geen betoog dat de voor zonne-energie en zelfs voor windenergie (dankzij de *offshore*) beschikbare oppervlakte niet (of niet meer) de echte beperkende factor is. Buiten het louter economische aspect (vooral de subsidies voor zonne-energie en de financiering van de *offshore*) wordt de impact van zonne-energie en vooral van windenergie op de controle van het netwerk steeds belangrijker, zozeer dat tegenwoordig aardgascentrales hun marktpositie verliezen omdat het aantal uren dat ze nog functioneren, afneemt.

Zoals reeds werd onderstreept in de verschillende commissies, speelt ook het aspect van de opslag, samen met een streng toezicht op de vraag, een steeds grotere en zelfs een doorslaggevende rol in een vrij nabije toekomst. Er waren reeds "plafonds" ingevoerd in het Ampère-verslag, in de overweging dat het zeer moeilijk wordt een capaciteit aan zonne-energie uit te bouwen die groter is dan de bestaande capaciteit, wat eveneens geldt voor windenergie (respectievelijk 10000 MW voor elke energiebron). Rekening houdend met de gelijkwaardige werkingsuren ten belope van zowat 870 uur per jaar voor fotovoltaïsche zonne-energie en van ongeveer 2200 uur voor *onshore* windenergie en 3500 uur voor *offshore* windenergie, bedragen die plafonds respectievelijk ongeveer 10% en 33% van de totale productie, ongeacht of de vraag toeneemt of afneemt. Hierbij worden ook de uren buiten beschouwing gelaten met veel wind in combinatie met een felle zonneshijn, waarin de overcapaciteit van de productie tweemaal zo groot kan zijn als de vraag.

Bijgevolg liggen de plafonds, behalve bij een snelle ontwikkeling van de opslag en de beheersing van de vraag, en uitgaande van een productie van zowat 100 TWh, rond 10 TWh per jaar voor zonne-energie en 33 TWh voor windenergie. De mate waarin die plafonds kunnen worden benaderd, zal meer en meer afhangen van de wijze waarop die productie in het netwerk wordt opgenomen, waarbij moet worden erkend dat er nog geen oplossing bestaat voor een massale opslag (aangezien de batterijen ontoereikend zijn en de productie van waterstof of methaan uiterst duur is). Die mate zal tevens worden bepaald door de snelheid waarmee vergunningen kunnen worden toegekend en bouwwerken (vooral van windmolens) kunnen worden uitgevoerd.

De aanpassing ten opzichte van GEMIX 1 moet in dat kader worden bekeken. Alle vooruitzichten blijven onzeker en hangen sterk af van het gevolgde beleid inzake vergunningen, subsidies en aanvaardbare kosten !

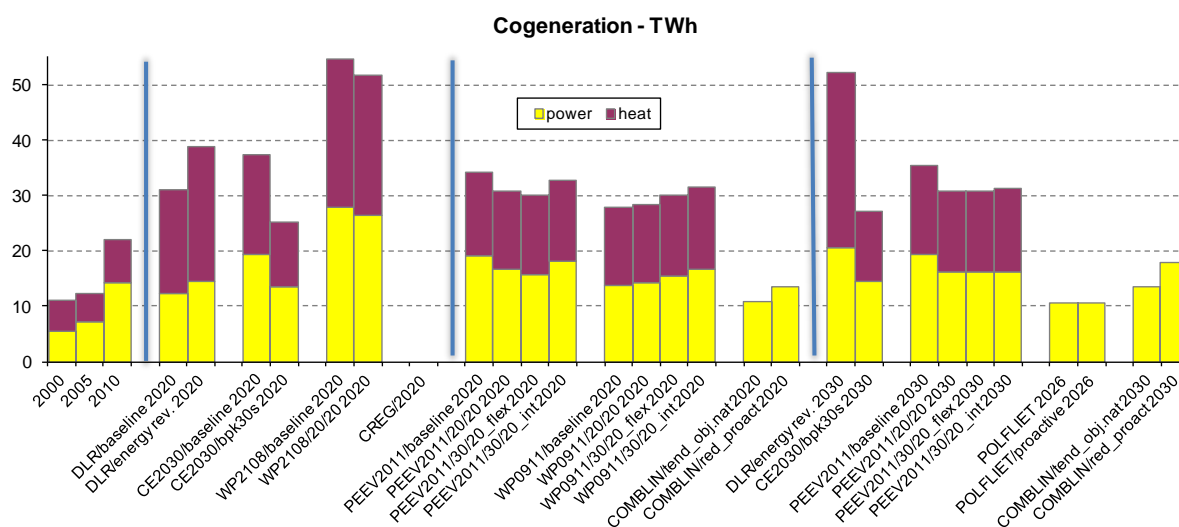
### **3.6. Elektriciteitsproductie afkomstig van warmtekrachtcentrales**

Wat de vooruitzichten voor warmtekrachtkoppeling betreft, hebben de scenario's van D. Comblin enkel betrekking op de warmtekrachtkoppeling exclusief biomassa. In de scenario's van het Federaal Planbureau wordt de productie van alle warmtekrachteenheden meegerekend, ook al zijn die eenheden niet van hoge kwaliteit en wordt de geproduceerde elektriciteit verdeeld over de categorieën RES (voor de warmtekrachtkoppeling op basis van biomassa) en fossiele (voor de warmtekrachtkoppeling op basis van aardgas). De verwachte elektriciteitsproductie via warmtekrachtkoppeling ligt in de buurt van 15 TWh in



2020. Daarbij mag niet uit het oog worden verloren dat het bij warmtekrachtkoppeling de vraag naar warmte is die de mogelijkheid om elektriciteit te produceren, bepaalt.

**Grafiek 6: Vergelijking van de studies en scenario's - warmtekrachtkoppeling**



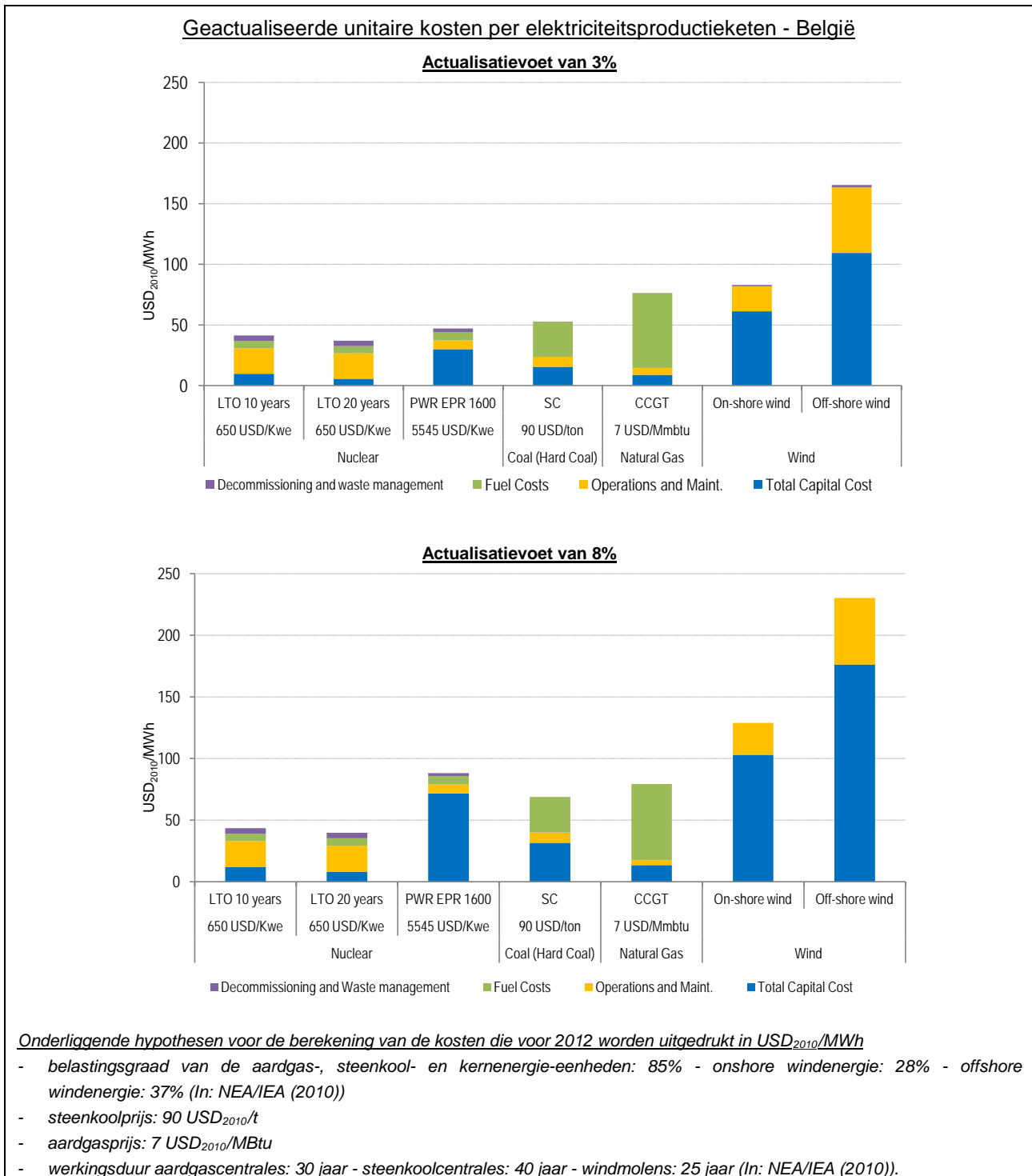
Bronnen: Eurostat, FPB (2008), FPB (2011a), FPB (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) en eigen berekeningen.

NB: voor de studies van Comblin D. en Polfliet A. zijn enkel de waarden van de elektriciteitsproductie beschikbaar; voor de studies van het Federaal Planbureau stemt de in de grafiek opgenomen warmteproductie overeen met de eindvraag naar warmte.

#### 4. ENKELE AANDACHTSPUNTEN

##### 4.1. Toetsing van de kosten van de nucleaire productieketen

In het onderstaande kader worden de geactualiseerde unitaire kosten voor de installatie van nieuwe productie-eenheden per niet-nucleaire keten getoetst aan de kosten die worden gedragen voor nucleaire eenheden, zowel nieuwe als bestaande (maar die een verjongingskuur ondergaan waarvan de kosten worden afgeschreven over een periode van 10/20 jaar).



Bron: NEA/IEA (verschenen in de loop van 2012), "The economics of long-term operation of nuclear power plants".

Binnen de productiekosten van het Belgische nucleaire park die tussen 21,7 en 22,4 EUR<sub>2007</sub>/MWh liggen volgens de studie van de Nationale Bank over "De Belgische nucleaire schaarsterente" (2011), werd de afschrijving van de investeringskosten op 0,4 - 1,1 EUR<sub>2007</sub>/MWh geraamd. Een verlenging van de exploitatie van de drie oudste nucleaire eenheden met tien jaar vergt verjongingsinvesteringen alsook enkele aanpassingen om ze in overeenstemming te brengen met de stresstests, waarvan de kosten op 900 miljoen EUR<sub>2010</sub> worden geraamd voor een capaciteit van 1828 MW. In termen van geactualiseerde unitaire afschrijvingskosten over een periode van 10 jaar (een minimum) vertegenwoordigt dat een bedrag van 7,4 - 9 EUR<sub>2010</sub>/MWh voor een actualisatievoet van respectievelijk 3 en 8%. Ten opzichte van de lage raming van de unitaire productiekosten van het Belgische nucleaire park (24,2 EUR<sub>2010</sub>/MWh), betekent dat een toename met +30 tot +37% van de kosten voor de geüpgradede eenheden, tot 31,6 - 33,1 EUR<sub>2010</sub>/MWh, exclusief een redelijke marge. Wat echter het volume betreft, zijn de afschrijvingskosten voor die verjongingsinvesteringen veel geringer dan die voor een eventuele nieuwe nucleaire eenheid met een vergelijkbare capaciteit (EPR van 1600 MW), zoals blijkt uit de bovenstaande grafiek. Datzelfde geldt in vergelijking met de andere productieketens, aangezien de totale unitaire kosten van de "geüpgrade" nucleaire eenheden het meest competitief zijn ten opzichte van de kosten van de andere ketens.

Bij een verlenging van een of meerdere nucleaire eenheden met een decennium moet echter rekening worden gehouden met de stijging van de unitaire productiekosten bij de vaststelling van de nucleaire rente en van de daaruit voortvloeiende belastingsgraad, zodat de geüpgrade productieketen concurrentieel blijft ten opzichte van de andere ketens.

#### **4.2. Over het nut van een capaciteitsmarkt**

Bij de structuur van het productiepark moet niet alleen rekening gehouden worden met de buiten gebruik gestelde en in basis werkende nucleaire capaciteit, maar moet ook het toenemende aandeel van de productie die wordt verzekerd aan de hand van intermitterende en *must run* RES-E opgeteld worden. De integratie van die RES-E vereist flexibele back-up-eenheden die in staat zijn in *stand-by* te produceren. Verscheidene ketens kunnen die (waaier van) productiemethoden toepassen bij een zeer hoge gebruiksratio en indien nodig snel het vermogen opvoeren: dit kan gaan van een werking in basis met gewaarborgde vergoeding tot een werking als back-up van RES-E-eenheden die prioritair toegang hebben tot het net. In dit geval wordt de gebruiksratio van die als back-up fungerende centrales hierdoor beïnvloed en dus ook hun vergoeding. Bovendien moeten de daaruit volgende rendementsverliezen worden vermeld die tot uiting komen wanneer eenheden niet optimaal produceren (met een gebruiksratio van minder dan 50% zakt het rendement van een STEG-centrale tot 35%, ten opzichte van een "verwacht" rendement van 55%, en voor een steenkoolcentrale bedraagt de afname ongeveer 10 procentpunt - Eurelectric 2011b), met eventueel een gelijktijdige toename van de emissie van broeikasgassen per geproduceerd kWh en van het volume (in te voeren) fossiele brandstoffen bij een gelijke elektriciteitsproductie. Die minder stabiele wijze van werking dan in het verleden blijft niet zonder gevolgen voor de slijtage van sommige stukken en voor de onderhoudskosten. De toegenomen variabiliteit van de gebruiksratio's beïnvloedt in verschillende mate de aan te wenden eenheden: wat het economische rendement betreft, hebben verlaagde gebruiksratio's een grotere invloed op kapitaalintensieve ketens, in zoverre dat ze het onmogelijk maken de hogere vaste kosten ervan terug te winnen; dezelfde opmerking geldt voor recente en/of geplande installaties ten opzichte van de oude, afgeschreven eenheden. Algemeen beschouwd verloopt de relatie tussen de gebruiksratio van de thermische eenheden en de unitaire productiekosten niet lineair, maar in dalende lijn. Tegen de achtergrond van een toegenomen operationele onzekerheid staat het lang niet vast dat de vereiste extra capaciteit wordt gehaald met een toereikende marge om te voldoen aan de verhoogde gebruiksratio.

Zo moet worden vastgesteld dat de afgelopen jaren negatieve prijzen werden opgetekend op uiteenlopende plaatsen in de Europese markt en dat die werden veroorzaakt door het samengaan van verscheidene elementen: een sneller dan verwachte integratie van *must run*-eenheden, een gebrek aan (fysieke en contractuele) interconnectiviteit tussen markten en onvoldoende opslagmogelijkheden. Verbeteringen in de marktwerking kunnen worden overwogen om die effecten tegen te gaan: het reactievermogen van de vraag op de prijzen verhogen, wat de piek- en back-upbehoefte zou nivelleren; de transmissiecapaciteit tussen marktzones opvoeren om de productieoverschotten en -tekorten beter te compenseren; het ontwikkelen en integreren van markten op minder dan één dag en het dichtst nabij het moment van levering, wat het mogelijk maakt (en ertoe aanspoort) de installatie van eenheden die bijdragen tot de flexibiliteit van het systeem te gelde te maken; de "beschikbaarheid" van flexibele capaciteit en/of reservecapaciteit over de grenzen heen uitbreiden door de creatie van markten met een geïntegreerde uitbalancing op regionaal vlak; bevorderen dat de RES-E-producenten op gelijke voet met de operatoren van andere ketens deelnemen aan de werking van de markt (responsabilisering ten aanzien van de vereiste interventies wegens het intermitterende en *must run*-karakter van die eenheden). De tijdige uitvaardiging van die maatregelen is nog niet bereikt, gezien niet alleen de (lange) tijd die nodig is om vergunningen toe te kennen voor de ontwikkeling van verbindingen maar ook wegens de complexiteit van de installaties en uitrusting die (op grote schaal) tot stand moeten worden gebracht voor een actief beheer van de vraag.

Ondanks die aanbevolen verbeteringen zouden aanvullende maatregelen nodig kunnen blijken om aan te sporen tot de ingebruikname van de vereiste capaciteit: de vergoeding op basis van enkel de verschaftte energie (in EUR/MWh) heeft zijn grenzen; een oplossing hiervoor zou kunnen bestaan in een vergoeding voor de beschikbare capaciteit (in EUR/MW/beschikbaarheidsperiode) wat het mogelijk zou maken de nieuwe investeringen in capaciteit te financieren. Door aldus een minimale inkomensstroom te garanderen, wordt enige onzekerheid weggenomen, wat ertoe bijdraagt de financieringskosten te verminderen en ertoe aanzet te investeren, met als gevolg dat de capaciteit beter wordt aangepast aan de behoeften en dat de prijzen minder volatiel worden.

Er kan worden gedacht aan verschillende vergoedingswijzen: betaling van een vast bedrag voor de beschikbare capaciteit aan alle producenten; betaling op basis van een aanbesteding voor alleen de eenheden die worden aangewezen om in te grijpen bij een tekort; betaling met door de producenten uitgegeven capaciteitscertificaten die (verplicht) ten laste vallen van de leveranciers; betaling via opbod voor de terbeschikkingstelling van (bestaande en toekomstige) capaciteit gedurende een bepaalde periode;... Die capaciteitsmarkten kunnen ook beantwoorden aan andere doeleinden dan de hierboven besproken doelstelling: (her)instelling van een capaciteitsmarge (zoals reeds werd vermeld in aanbeveling (29) van het voorgaande GEMIX-verslag) om te verzekeren dat alle operatoren een passende capaciteit bezitten, financiering van piekcapaciteit (probleem van "onvoldoende geld" om de volledige kosten te dekken van de piekeenheden, waarvoor de onzekerheid omtrent aantal werkingsuren, gelegenheid tot werken en prijspeil hoog is); vergoeding van de traditionele eenheden die de intermitterende aard van de RES-E-eenheden dienen te compenseren.

De uitdaging voor die capaciteitsmarkten bestaat er in een vergoedingsmechanisme op te zetten dat in verband staat met de behoeften aan capaciteit en flexibiliteit op het ogenblik van de investering en dat conform is aan een marktbenadering, terwijl de kosten redelijk blijven. De bepaling van een als wenselijk beschouwd capaciteitsniveau is echter voor een deel willekeurig, wat de prijsvorming en het prijspeil kan beïnvloeden. De totstandbrenging van een toereikende capaciteit op het niveau van de productie vermindert evenredig de prikkel om in te spelen op de vraag en tempert de prijs(signalen) voor het uitwerken van oplossingen inzake opslag of nieuwe verbindingen. Derhalve is improvisatie bij het ontwerpen en opzetten van capaciteitsmarkten niet wenselijk, omdat dan het gevaar bestaat voor

concurrentieverstoringen tussen productieketens en/of operatoren of zelfs voor meevallereffecten, en moet het opzetten van die markten passen in de context van de Europese interne markt voor energie. De invoering van dergelijke mechanismen kan immers niet buiten de relevante markt om plaatsvinden en kan niet beperkt blijven tot enkel de (kleine) Belgische markt.

#### **4.3. Opslag van elektriciteit en integratie van de productie op basis van hernieuwbare energiebronnen**

Elektriciteitssystemen maken gebruik van de opslag van elektriciteit om hun betrouwbaarheid te verzekeren en de flexibiliteit ervan te verhogen, teneinde de productie en het verbruik van elektriciteit beter op elkaar af te stemmen. Het belang van die functie wordt nog versterkt met de ontwikkeling van de ketens voor de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, die in het systeem dienen te worden opgenomen. De opslag (naargelang van zijn vorm) fungeert immers als stabiliseringsmiddel, als arbitragemiddel, ter "vervanging" van productie- en transportcapaciteit en om de stroomspanning en -kwaliteit te helpen handhaven.

Er bestaan verschillende opslagtechnieken met hun bijzondere kenmerken die ze meer specifiek (en efficiënt) bestemmen voor de ene of de andere toepassing in het beheer van het elektriciteitssysteem:

	Capaciteit Rendement Reactievermogen	Voordelen & toepassingen	Limieten
Hydro-elektrische pomp- en turbine-energie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,1 - 5 GW (meerdere uren tot dagen opgeslagen energie)</li> <li>• 75-85%</li> <li>• sec - min</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mature technologie</li> <li>• flexibel (regeling van frequentie &amp; stroomspanning, piek, reservecapaciteit)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• behoefte aan passende sites</li> <li>• sterk geëxploiteerde sites &amp; moeilijk om nieuwe sites te vinden</li> </ul>
Energieopslag met perslucht (CAES)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 100 - 300 MW (meerdere uren opgeslagen energie)</li> <li>• 42-54% (de warmte wordt uit het persgas gedreven)</li> <li>• 5 - 15 min</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• relatief gerijpt &amp; in demonstratie voor de adiabatische CAES-opslag die de uit het persgas verdreven warmte benut (rendement 70-80%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• behoefte aan passende sites (geologische structuren) voor de grote capaciteiten</li> <li>• opslag van lucht in gasflessen voor de kleine capaciteiten</li> </ul>
Opslag via waterstof	<ul style="list-style-type: none"> <li>• flexibele capaciteit 1 kW - 50 MW</li> <li>• 20-50%</li> <li>• min</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• project op aanvaardbare schaal <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ levert energie volgens de omvang van de reservoirs</li> <li>◦ levert vermogen volgens de capaciteit van de elektrolyseur en de brandstofcel</li> </ul> </li> <li>• vermogen losgekoppeld van de geproduceerde energie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• technologie in ontwikkeling</li> <li>• perceptie van de veiligheid door de bevolking</li> </ul>
Stationaire opslag via elektro-chemische batterij	<ul style="list-style-type: none"> <li>• tot 50 MW</li> <li>• 60-90%</li> <li>• sec - uur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stabilisatie van de netwerken, hulp, controle van de frequentie reserve &amp; peak shaving</li> <li>• gedecentraliseerde opslag</li> <li>• op termijn, elektrische voertuigen</li> </ul>	
Stationaire opslag via flow-batterij	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 - 700 kW</li> <li>• 70-85%</li> <li>• sec - 10 u.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• afzonderlijke opslag van elektrolyt (=flexibele capaciteit)</li> </ul>	
Vliegwielen (flywheels)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,002 - 20 MW</li> <li>• 85-95%</li> <li>• millisecon - sec</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geschikt voor de opslag van vermogen</li> <li>• regeling van de frequentie &amp; betere kwaliteit van het elektrisch signaal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• R&amp;D aan de gang voor grote eenheden</li> <li>• verschijnsel van zelfontlading</li> <li>• geringe energiec capaciteit</li> </ul>
Thermische opslag	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1-10 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (geprogrammeerd) uitstel van het opgevraagde vermogen</li> <li>• gedecentraliseerde opslag - industriële &amp; tertiaire markten (boilers)</li> </ul>	

Opslag is een mogelijke oplossing voor de integratie van de RES-E in combinatie met een ruim ontwikkelde onderlinge verbinding van de netwerken die het mogelijk maakt evenwichtsverstoringen tussen zones/periodes te compenseren en een groot aantal (verspreide) RES-E-productieketens samen te voegen. Via opslag (vooral gedecentraliseerde) samen met een actieve beheersing van de vraag kunnen piekmomenten worden genivelleerd en back-upbehoeften worden teruggeschroefd waarbij de flexibiliteit van het systeem wordt verbeterd.

Een feit blijft echter dat de opslag van elektriciteit kosten met zich brengt, aangezien deze noodzakelijkerwijs de conversie in een andere energievorm vergt (potentiële, thermische, chemische of magnetische energie) en vervolgens op een passend moment weer moet worden omgezet in elektriciteit. Behalve de pomp- en turbine-energie, zijn de meeste gecentraliseerde ketens nog onvolkomen ontwikkeld, vereisen ze R&D-inspanningen en/of zijn ze nog niet op grote schaal uitgetest.

## 5. BIJLAGE 10: NIET-EXHAUSTIEVE LIJST VAN GECONSULTEERDE REFERENTIEWERKEN

Capros et al. (2008), "Model based analysis of the 2008 EU policy package on climate change and renewables", report for the European Commission, Directorate General for Environment.

Commission Energy 2030 (2007), "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 - Final report".

[http://www.ce2030.be/public/documents\\_public/CE2030%20Report\\_FINAL.pdf](http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Report_FINAL.pdf)

[http://www.ce2030.be/public/documents\\_public/CE2030%20Exec%20Summ%20\(incl%20C&R\)\\_FINAL.pdf](http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Exec%20Summ%20(incl%20C&R)_FINAL.pdf)

Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies (AMPERE) (2000), "Rapport Ampère".

CREG (2009) - ADVIES (F)090402-CDC-858 betreffende "het ontwerp van prospectieve studie ("ontwerp van studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017")" gedaan met toepassing van artikel 3, § 1, tweede lid, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

<http://www.creg.info/pdf/Adviezen/A858NL.pdf>

CREG (2007), Studie (F)070927-CDC-715 over "de ontoereikende productiecapaciteit van elektriciteit in België".

<http://www.creg.be/pdf/Studies/F715NL.pdf>

CREG (2011), Studie (F)110616-CDC-1074 over "de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020", juni.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf>

CWaPE - AVIS CD-9c03-CWaPE-227 sur le "projet d'étude du SPF Economie (DG Energie) et du Bureau fédéral du Plan sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017" rendu en application de l'article 43bis, §1er du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

<http://www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=11772>

E3MLab/NTUA (2008), "Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables". By P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios, June.

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat\\_action/analysis.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis.pdf)

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat\\_action/analysis\\_appendix.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis_appendix.pdf)

ELIA (2009), "Standpunt van ELIA betreffende het ontwerp van studie over de perspectieven van de elektriciteitsbevoorrading 2008-2017. Raadpleging van de netbeheerder in uitvoering van artikel 3 van de Elektriciteitswet van 29 april 1999".

ELIA & FOD Economie (AD Energie) (2010), "Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020 - Voorlopige versie".

[http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1021/Ontwikkelingsplan15092010\\_NL.pdf](http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1021/Ontwikkelingsplan15092010_NL.pdf)

ELIA & FOD Economie (AD Energie) (2011), " Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 - Definitieve versie."

[http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1098/PlandeDeveloppement20102020\\_NL.pdf](http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1098/PlandeDeveloppement20102020_NL.pdf)

Eurelectric (2011a), "RES integration and market design: are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy?".

[http://www.eurelectric.org/media/26300/res\\_integration\\_lr-2011-030-0464-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/26300/res_integration_lr-2011-030-0464-01-e.pdf)

Eurelectric (2011b), "Flexible generation: Backing up renewables".

[http://www.eurelectric.org/media/26670/flexibility\\_report\\_final-2011-102-0003-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/26670/flexibility_report_final-2011-102-0003-01-e.pdf)

European Commission, Directorate General for Energy (2010), EU energy trends to 2030 – update 2009.

[http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf)

European Commission (2010), Communication from the Commission to 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 reduction and assessing the risk of carbon leakage, COM(2010) 265 final, May 2010.

European Commission (2010), Commission staff working document accompanying the Communication from the Commission to 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 reduction and assessing the risk of carbon leakage, SEC(2010) 650, May 2010.

European Commission (2011), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, COM(2011) 111 final, March 2011.

European Commission (2011), Commission staff working document – Impact Assessment – accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, SEC(2011) 288 final, March 2011.

FANC (2011), "Belgische weerstandstests. Nationaal rapport voor de kerncentrales".

<http://www.fanc.fgov.be/GED/00000000/3000/3008.pdf>

Federaal Planbureau (2007), "Toelichting bij sommige uitdagingen voor het Belgische energiebeleid in het kader van klimaatdoelstellingen", Working Paper 01-07.

[http://www.plan.be/admin/uploaded/200705101709120.wp0701\\_nl.pdf](http://www.plan.be/admin/uploaded/200705101709120.wp0701_nl.pdf)

Federaal Planbureau (2007), "Energievooruitzichten voor België tegen 2030 in een tijdperk van klimaatverandering", Planning Paper 102.

[http://www.plan.be/admin/uploaded/200711281000050.pp102\\_nl.pdf](http://www.plan.be/admin/uploaded/200711281000050.pp102_nl.pdf)

Federaal Planbureau (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08.

<http://www.plan.be/admin/uploaded/200901091118420.wp200821.pdf>

Federaal Planbureau en FOD Economie (AD Energie) (2009), "Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017" (EPE = Etude Prospective Electricité).

[http://economie.fgov.be/nl/binaries/SPE\\_2008\\_2017\\_eindverslag\\_nl\\_tcm325-83079.pdf](http://economie.fgov.be/nl/binaries/SPE_2008_2017_eindverslag_nl_tcm325-83079.pdf)



Federaal Planbureau (2011a), "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010 Study commissioned by the Belgian federal authority", Working Paper 09-11, July.

<http://www.plan.be/admin/uploaded/201108101254000.wp201109.pdf>

Federaal Planbureau (2011b), "Energievooruitzichten voor België tegen 2030", Vooruitzichten.

[http://www.plan.be/admin/uploaded/201111170834230.vp\\_energie2011\\_web\\_nl.pdf](http://www.plan.be/admin/uploaded/201111170834230.vp_energie2011_web_nl.pdf)

GEMIX (2009), "Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030 ? Eindverslag - 30 september 2009".

[http://economie.fgov.be/nl/binaries/rapport\\_gemix\\_2009\\_nl\\_tcm325-76356.pdf](http://economie.fgov.be/nl/binaries/rapport_gemix_2009_nl_tcm325-76356.pdf)

Greenpeace (2011), "Road book towards a nuclear-free Belgium. How to phase out nuclear electricity production in Belgium ?" by Alex Polfliet – Zero Emission Solutions, Report commissioned by Greenpeace Belgium.

<http://www.greenpeace.org/belgium/fr/presse/rapports/Road-book-towards-a-nuclear-free-Belgium/>

International Energy Agency (2010), World Energy Outlook 2010 (WEO 2010).

Nationaal hervormingsprogramma België 2011

[http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp\\_belgium\\_nl.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_nl.pdf)

Nationale Bank van België (2011), "De Belgische nucleaire schaarsterente. Een samenvatting en analyse van bestaande schattingen op vraag van de Federale Regering".

<http://www.nbb.be/doc/ts/publications/creg/verslag.pdf>

National Renewable Energy Action Plan of Belgium pursuant to Directive 2009/28/EC (2010), November 2010.

[http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

NEA/IEA (gepubliceerd in 2012), "The economics of long-term operation of nuclear power plants".

NEA/IEA (2010), "Projected costs of generating electricity – 2010 Edition.

[http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf)

RES Forecast document of Belgium (2009).

[http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/forecast\\_documents\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm)

\* \*

\*