

VOORUITZICHTEN

Het Belgische energie- landschap tegen 2050

Een projectie bij ongewijzigd beleid

Oktober 2017

Vooruitzichten

Een van de belangrijkste opdrachten van het Federaal Planbureau (FPB) bestaat erin de beleidsmakers te helpen anticiperen op de toekomstige evolutie van de Belgische economie.

Het FPB maakt twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvoorzichten voor de Belgische economie, onder de verantwoordelijkheid van het INR. Deze vooruitzichten vormen de basis voor de opmaak van de Rijksbegroting en de begrotingscontrole, vandaar de benaming 'Economische begroting'. In het voorjaar publiceert het FPB de 'Economische vooruitzichten' voor de volgende vijf jaren, waarvan een voorlopige versie, voorbereid in maart, het macro-economisch kader vormt voor het Belgische Stabiliteitsprogramma. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen, de Regionale economische vooruitzichten opgesteld.

Het FPB realiseert ook, een keer per jaar voor rekening van de Studiecommissie voor de Vergrijzing, waarvan het het secretariaat verzekert, financiële langetermijnvoorzichten gericht op de budgettaire kosten van de vergrijzing en analyseert dan eveneens de sociale houdbaarheid van de pensioenen.

Het FPB stelt jaarlijks, in samenwerking met de Algemene Directie Statistiek, demografische vooruitzichten op. Het FPB publiceert om de drie jaar Langetermijnenergievoorzichten voor België. Ook om de drie jaar maakt het, in samenwerking met de FOD Mobiliteit en Vervoer, Langetermijnvoorzichten voor de transportvraag in België. In die drie domeinen worden de vooruitzichten op een langetermijnhorizon opgesteld.

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Philippe Donnay - Wettelijk depot: D/2017/7433/34

VOORUITZICHTEN

Het Belgische energie- landschap tegen 2050

Een projectie bij ongewijzigd beleid

Oktober 2017



**Federaal
Planbureau**

Economische analyses en vooruitzichten

Bijdragen

Deze publicatie werd gerealiseerd door Dominique Gusbin (dg@plan.be) en Danielle Devogelaer (dd@plan.be).

Federaal Planbureau

Kunstlaan 47-49, 1000 Brussel

tel.: +32-2-5077311

fax: +32-2-5077373

e-mail: contact@plan.be

<http://www.plan.be>

Inhoudstafel

Synthese.....	1
1. Inleiding	9
2. Methodologie	11
2.1. Beschrijving van het referentiescenario	11
2.2. Gebruikt model	13
3. Hypothesen en beleidskader	15
3.1. Macro-economische en demografische hypothesen	15
3.2. Internationale prijzen van fossiele brandstoffen	18
3.3. Beleid en maatregelen	20
3.4. Andere hypothesen	22
4. Resultaten.....	25
4.1. Finale energievraag	25
4.1.1. Industrie	29
4.1.2. Residentiële sector	34
4.1.3. Tertiaire sector	37
4.1.4. Transport	39
4.2. Elektriciteitsproductie	45
4.2.1. Opgevraagde energie	45
4.2.2. Aanbod	46
4.2.3. Elektriciteitsproductiekost	56
4.3. Hernieuwbare energiebronnen	59
4.4. Bruto binnenlands energieverbruik	61
4.5. Broeikasgasemissies	65
4.5.1. CO ₂ -emissies	66
4.5.2. Andere dan CO ₂ BKG-emissies	69
4.5.3. Totale BKG-emissies	69
4.6. Kosten van het energiesysteem	71
5. Glossarium en afkortingen.....	73
6. Referenties.....	76

Lijst van tabellen

Tabel 1	Macro-economische en demografische hypothesen voor België	16
Tabel 2	Evolutie van de koolstofprijs in de ETS-sector	20
Tabel 3	Discontovoeten (in reële termen) gebruikt in het referentiescenario	24
Tabel 4	Energie-eindverbruik door de verschillende sectoren	28
Tabel 5	Nucleair park in België	48
Tabel 6	Indicatoren van het elektriciteitsproductiesysteem	54
Tabel 7	Evolutie van de gebruiksgraad van verschillende types technologie	55
Tabel 8	Primair energieverbruik en gerelateerde indicatoren	64
Tabel 9	Evolutie van broeikasgasemissies	69

Lijst van figuren

Figuur 1	Evolutie van de prijzen van fossiele energie	18
Figuur 2	Evolutie van de ruwe olieprijs (Brent)	19
Figuur 3	Evolutie van het energie-eindverbruik per energievorm	26
Figuur 4	Sectorale evolutie van het energie-eindverbruik	28
Figuur 5	Energie-eindverbruik van de industrie per bedrijfstak	29
Figuur 6	Gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het energieverbruik van de industriële bedrijfstakken: uitsplitsing tussen het effect activiteit en het effect energie-intensiteit	30
Figuur 7	Energie-eindverbruik van de industrie per energievorm	31
Figuur 8	Evolutie van de energiekosten van de industrie	32
Figuur 9	Evolutie en uitsplitsing van de eenheidskosten voor energie in de industrie	33
Figuur 10	Energie-eindverbruik van de residentiële sector per energievorm	34
Figuur 11	Indicatoren van de energiebehoeften voor verwarming	36
Figuur 12	Samenstelling van de energiekosten in de residentiële sector	36
Figuur 13	Evolutie en uitsplitsing van de eenheidskosten voor energie in de residentiële sector	37
Figuur 14	Energie-eindverbruik van de tertiaire sector per energievorm	38
Figuur 15	Samenstelling van de energiekosten in de tertiaire sector	38
Figuur 16	Evolutie en uitsplitsing van de eenheidskosten voor energie in de tertiaire sector	39
Figuur 17	Energie-eindverbruik van de transportsector per transportvorm	40
Figuur 18	Vergelijkende evolutie van de vervoersactiviteit en het energie-eindverbruik	40
Figuur 19	Energie-eindverbruik van het transport per energievorm	41
Figuur 20	Structuur van het wagenpark naargelang van het type aandrijving (links) en de energievorm (rechts)	43

Figuur 21	Evolutie van het wagenpark naargelang van het type aandrijving.....	44
Figuur 22	Opgevraagde energie in België	45
Figuur 23	Netto-elektriciteitsinvoer in België	46
Figuur 24	Evolutie van de (mix van de) netto-elektriciteitsproductie.....	49
Figuur 25	Netto-elektriciteitsproductie in aardgasgestookte centrales	50
Figuur 26	Netto-elektriciteitsproductie op basis van HEB	51
Figuur 27	Geïnstalleerde productiecapaciteit	52
Figuur 28	Geïnstalleerde productiecapaciteit opgedeeld naar bestaande eenheden en investeringen (links) en classificatie van investeringen (rechts)	53
Figuur 29	Evolutie van de gebruiksgraad van aardgasgestookte centrales.....	55
Figuur 30	Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit.....	57
Figuur 31	Evolutie van de hernieuwbare energiebronnen	59
Figuur 32	Evolutie van het bbp, het bbv en de energie-intensiteit	61
Figuur 33	Evolutie en samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik	62
Figuur 34	Energieafhankelijkheid	63
Figuur 35	Netto-invoer per energievorm	64
Figuur 36	Primair energieverbruik in België	65
Figuur 37	Evolutie van de totale en sectorale energetische CO ₂ -emissies.....	67
Figuur 38	Evolutie van de broeikasgassen naargelang van de vervuilende stof	70
Figuur 39	Evolutie van broeikasgasemissies ETS vs. niet-ETS	70
Figuur 40	Evolutie van de kosten van het energiesysteem	71

Synthese

De context

Het Federaal Planbureau (FPB) publiceert om de drie jaar langetermijnergievooruitzichten voor België. Dit rapport is ondertussen al het zesde in de reeks. De voorgestelde energievooruitzichten beschrijven de evolutie van het nationaal energiesysteem tot 2050 bij ongewijzigd beleid. De analyse van die toekomstcijfers laat toe, op Belgisch niveau, lessen te trekken over de eventuele nood aan bijkomend beleid en maatregelen in de context van het Europese klimaat- en energiekader tegen 2030 en de transitie naar een lagekoolstofmaatschappij tegen 2050. In dat opzicht kan dit rapport een waardevolle bijdrage leveren aan het debat over het interfederale energiepact dat erop gericht is een gemeenschappelijke energievisie te bepalen voor de verschillende gefedereerde entiteiten tegen 2030 en 2050.

Dit rapport is geïnspireerd op het referentiescenario voor België zoals voorgesteld in de publicatie *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050* van de Europese Commissie (EC, 2016). Verschil met de Commissiestudie is dat deze publicatie gebaseerd is op specifieke nationale gegevens of projecties en dat meer recente beleidsmaatregelen in aanmerking werden genomen.

De gehanteerde aanpak

Deze editie van de energievooruitzichten voor België beperkt zich tot de analyse van één enkel scenario, het referentiescenario. Andere scenario's die verenigbaar zijn met de klimaat- en energiedoelstellingen op middellange en lange termijn komen in een afzonderlijke publicatie aan bod.

Het referentiescenario maakt dus een stand op van wat er tegen 2050 gebeurt met het Belgische energiesysteem en de broeikasgasemissies bij ongewijzigd beleid. Er wordt meer bepaald aangenomen dat het beleid, de goedgekeurde maatregelen en de huidige trends zich doorzetten over een horizon van 35 jaar. De keuze voor dit lang tijdsperspectief sluit aan bij Europese, nationale en regionale initiatieven die de overgang naar een schone energie of een lagekoolstofmaatschappij tegen 2050 willen verzekeren. Het heeft ook te maken met het feit dat de energiesector, maar ook de industrie en de gebouwen, erg lange investeringscycli hebben.

Naast de gevoerde of goedgekeurde beleidsmaatregelen gaat het referentiescenario ervan uit dat de bindende doelstellingen uit het wetgevend klimaat- en energiepakket worden bereikt. Voor het traject tot 2050 worden verschillende modaliteiten gebruikt naargelang van de tijdshorizon. In 2020 gaat het om de modaliteiten uit het wetgevend klimaat- en energiepakket, namelijk een Europese doelstelling voor de BKG-emissies in de ETS-sector en 27 nationale doelstellingen voor de BKG-emissies in de niet-ETS-sector en een doelstelling voor de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen (HEB). Na 2020 wordt verondersteld dat de ETS gehandhaafd blijft en dat de jaarlijkse lineaire reductiefactor ter waarde van -1,74 % verder wordt toegepast; voor de niet-ETS en voor de HEB wordt geen (nationale) doelstelling meer vooropgesteld.

Ten slotte dient te worden verduidelijkt dat het referentiescenario niet tot doel heeft de veranderingen te *voorspellen* die de komende 35 jaar zullen plaatsvinden, maar wel een mogelijke evolutie van het Belgische energiesysteem te *projecteren*, meer bepaald deze wanneer geen nieuwe doelstellingen of beleid wordt geïmplementeerd. De beschreven evolutie wordt uiteraard bepaald door de weerhouden hypothesen en determinanten en door de gebruikte methodologie (het gebruikte model).

De kernboodschappen

Zes kernboodschappen kunnen uit deze energievoorzichten worden gehaald. Ze worden hieronder per thema samengevat. Die boodschappen worden eveneens in een beknopte tabel gegoten die achteraan de synthese werd gevoegd.

De energie-efficiëntie verbetert in alle sectoren en leidt tot een daling van het nationaal energieverbruik. De indicatieve (primaire) energie-efficiëntiedoelstelling geformuleerd door België wordt niet gehaald in 2020, maar wel in 2025.

Een eerste indicator is het *bruto binnenlands energieverbruik* of de totale consumptie van energie (zowel voor energetische als niet-energetische (lees: grondstof) doeleinden) in het land. Het bruto binnenlands energieverbruik daalt met 9 % tussen 2015 en 2050 waarvoor twee factoren met de vinger te wijzen zijn: energie-efficiëntie en fuel switch (substitutie tussen energievormen).

Energie-efficiëntiewinsten zowel in de sectoren van de eindvraag (industrie, residentiële sector, tertiaire sector en transport) als in de transformatiesector (elektriciteitsproductie, raffinaderijen) leiden tot een daling van het bruto binnenlands energieverbruik. Fuel switch betekent dat er, over de volledige projectieperiode, minder olie, steenkool en nucleaire energie wordt geconsumeerd ten voordele van (efficiëntere) aardgas, elektriciteit en hernieuwbare energiebronnen.

Het *primair energieverbruik* wordt berekend door van het bruto binnenlands energieverbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Het primair energieverbruik daalt met 8 % tussen 2015 en 2050. Het is een indicator die wordt gebruikt in het kader van de Europese doelstelling van een energie-efficiëntieverbetering met 20 % tegen 2020. Die doelstelling is louter indicatief en wordt als dusdanig niet opgenomen in het wetgevend klimaat- en energiepakket. Artikel 3 van de Europese Richtlijn 2012/27/EU betreffende energie-efficiëntie vereist evenwel dat België een indicatieve nationale energie-efficiëntiedoelstelling vastlegt. België heeft in dit kader een primaire energieverbruiksbesparingsdoelstelling van 18 % (in vergelijking met het geprojecteerde niveau in 2020 in het referentiescenario PRIMES 2007 (53,3 Mtoe)) vooropgesteld tegen 2020. Die doelstelling stemt overeen met een absoluut primair energieverbruik van maximaal 43,7 Mtoe. De resultaten van het referentiescenario geven aan dat de Belgische doelstelling niet zal worden gerealiseerd in 2020, maar wel in 2025. In 2020 bedraagt het primair energieverbruik 46,7 Mtoe, wat nog steeds 3 Mtoe hoger is dan de absolute doelstelling. Het primair energieverbruik daalt tussen 2020 en 2030 en komt uit op een waarde van 40,1 Mtoe. Daarna blijft het – volledig in lijn met het bruto binnenlands energieverbruik – vrijwel stabiel tot in 2050.

Er is nog een tweede luik verbonden aan de energie-efficiëntiedoelstelling: ook voor het energie-eindverbruik (het energieverbruik door de industrie, residentiële sector, tertiaire sector en transport) werd een nationale doelstelling geformuleerd. Conform datzelfde artikel 3 van de Europese Richtlijn

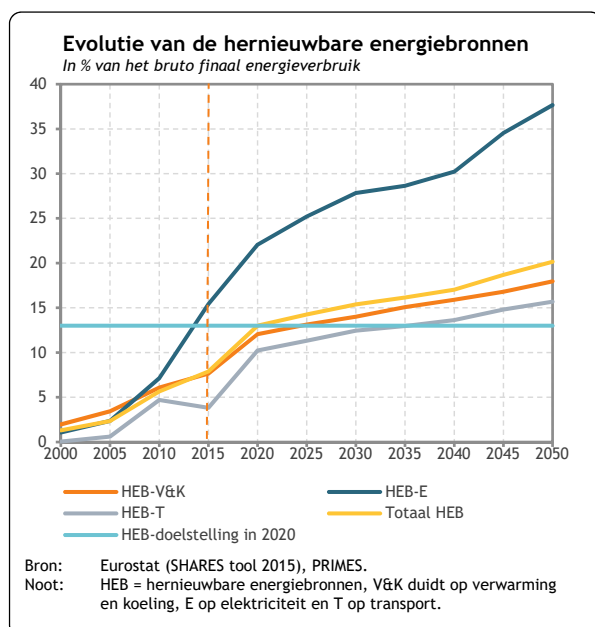
2012/27/EU heeft België een indicatieve doelstelling in termen van energie-eindverbruik van 32,5 Mtoe tegen 2020 meegedeeld aan de Europese Commissie. Wanneer we het geraamde niveau in 2020 (35,5 Mtoe) vergelijken met dat plafond, merken we eveneens een verschil op ter waarde van 3 Mtoe. Dit resultaat toont aan dat het huidige beleid en de bestaande maatregelen niet zullen volstaan om die doelstelling te behalen.

Hernieuwbare energiebronnen hebben de wind in de zeilen dankzij de implementatie van Richtlijn 2009/28/EG. Na 2020 is hun groei vooral te danken aan hernieuwbare elektriciteit waarvan het aandeel 38 % bedraagt in de bruto finale elektriciteitsvraag in 2050.

Het belang van hernieuwbare energiebronnen in de toekomstige energiemix valt moeilijk te overschatten. Zelfs in een referentiescenario waar er na het jaar 2020 geen bindende doelstellingen worden verondersteld, klimt het HEB-aandeel in 2050 naar 1/5e van het bruto finaal energieverbruik. Voor elektriciteit is het HEB-aandeel belangrijker: in 2050 wordt 38 % van de totale finale elektriciteitsvraag ingevuld door HEB.

De positieve ontwikkeling van de HEB is vooral indrukwekkend tijdens de eerste twee decennia van deze eeuw en wordt in hoofdzaak verklaard door de introductie van de HEB-doelstelling tegen 2020. In 2030 groeit het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik nog verder aan tot 15 % en nadien tot 20 % in 2050 (startend van een povere 1 % in 2000 en ongeveer 8 % in 2015).

Het totale HEB-verbruik kan worden opgesplitst in drie toepassingen: verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteit (HEB-E) en transport (HEB-T). Het HEB-aandeel in verwarming en koeling is eerder bescheiden: het klimt van 8 % in 2015 tot 14 % in 2030 om in 2050 af te kloppen op 18 %.



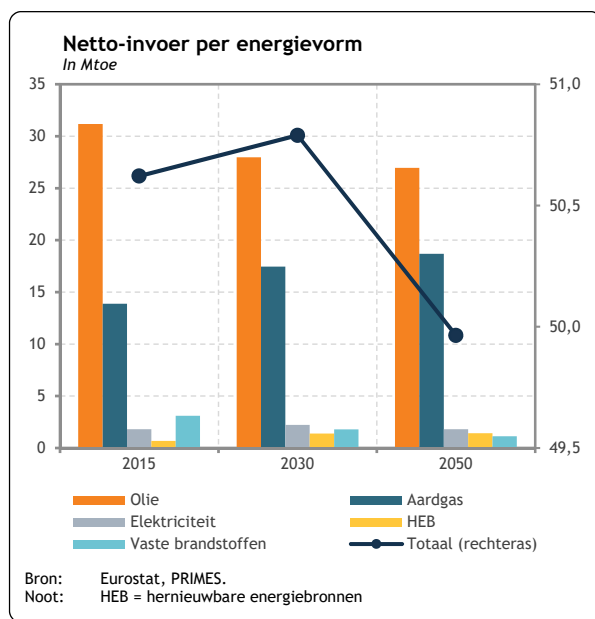
Het HEB-aandeel in het bruto finaal elektriciteitsverbruik start in 2015 op 15 % en groeit verder aan tot 28 % in 2030 en tot 38 % in 2050. In termen van netto-elektriciteitsproductie bedraagt het HEB-aandeel 47 % in 2050 en is het als volgt samengesteld: wind (32 %), fotovoltaïsche zonne-energie (6 %), biomassa en afval (9 %), waterkracht (exclusief pompen) (0,4 %).

Het HEB-aandeel in transport, nog 4 % in 2015, belooft 12 % in 2030 en bereikt 16 % in 2050. Die toename is op conto te schrijven van de verdere penetratie van biobrandstoffen van de eerste en vervolgens de tweede generatie en van een doorbraak, vooral na 2030, van het elektrische personenvervoer.

Het algemene percentage in 2020 (net zoals het HEB-T-aandeel) stemt bij hypothese overeen met de nationale hernieuwbare-energie-doelstelling van 13 % (en de nationale hernieuwbare-energie-in-transportdoelstelling van 10 %) zoals bepaald in Richtlijn 2009/28/EG.

Energiebevoorradingszekerheid is een vlug die veel ladingen dekt. Eén ervan is de invoerafhankelijkheid van België die tussen 2015 en 2050 met vier procentpunt stijgt. Een tweede is de toereikendheid van de elektriciteitsproductiecapaciteit: om op elk ogenblik de elektriciteitsvraag en het -aanbod in evenwicht te houden, zijn aanzienlijke investeringen in het park van de toekomst vereist.

Het bruto binnenlands energieverbruik omvat elke vorm van energieconsumptie, zowel deze die in België wordt geproduceerd (zoals zonne-energie) als deze die ingevoerd wordt uit het buitenland (zoals aardgas). De netto-energieinvoer bedraagt 50,8 Mtoe in 2030 en zakt daarna tot 50 Mtoe in 2050, wat onder het niveau van 2015 is (50,6 Mtoe). De netto-invoer is gelijk aan de invoer min de uitvoer. De verhouding tussen de netto-invoer en het bruto binnenlands energieverbruik, ook *invoerafhankelijkheid* genoemd, bereikt een hoogtepunt in 2030 (91 % tegenover 84 % in 2015) en neemt nadien af tot 88 % in 2050.



De samenstelling van de netto-invoer toont duidelijk het overwicht van olie(producten), gevolgd door het stijgende belang van aardgas. De netto-invoer van olie daalt met 14 % over de projectieperiode, terwijl de invoer van aardgas met 35 % toeneemt. Steenkool blijft terrein verliezen: de invoer van de vaste brandstoffen (hoofdzakelijk steenkool) daalt met 64 %.

De evolutie van de invoer van fossiele brandstoffen (olie, aardgas en steenkool) mist haar effect op de nationale handelsbalans niet. Die monetaire impact wordt in 2050 geraamd op een extra 12 miljard euro (in reële termen) te spenderen aan de invoer van fossiele brandstoffen vergeleken met de factuur in 2015. Uit de opsplitsing naar type brandstof blijkt dat de uitgaven voor olie met 8 miljard euro zullen stijgen, tegenover 4 miljard euro voor aardgas.

Daarnaast wordt ook nog een relatief kleine hoeveelheid HEB ingevoerd: het gaat om vaste en vloeibare biomassa (vooral biobrandstoffen). Die invoer stijgt vooral tussen 2010 en 2020 (quasi verdubbeling) onder invloed van de HEB-doelstelling in 2020, en stabiliseert zich nadien tussen 2020 en 2050.

Ook elektriciteit wordt voor een belangrijk deel ingevoerd. Vertrekkend van een relatief hoog absoluut niveau van elektriciteitsinvoer in 2015 (21 TWh) is er eerst een kleine terugloop naar 2020 toe omwille van de nucleaire capaciteit die terug volledig beschikbaar is naast de verdere uitbouw van hernieuwbare energiebronnen in navolging van de HEB-richtlijn. Tussen 2020 en 2030 neemt de invoer toe, hoofdzakelijk om de nucleaire phase-out op te vangen. Na een stabilisatie merken we vanaf 2040 een lichte daling in de netto-energieinvoer om in 2050 rond 21 TWh te parkeren.

Naast invoer wordt elektriciteit ook binnen de landsgrenzen geproduceerd. Dat brengt ons tot een tweede 'lading' van energiebevoorradingszekerheid: de toereikendheid van de elektriciteitsproductie

(*generation adequacy*). Om deze ten allen tijde te garanderen, dienen de volgende decennia heel wat investeringen te gebeuren. Deze investeringen zijn niet alleen nodig om de stijgende vraag op te vangen, maar ook om verouderde en uitgefaseerde eenheden te vervangen evenals om gradueel over te schakelen van een systeem waarbij ongeveer twee derde van de capaciteit 'betrouwbaar beschikbaar' (*Reliable Available*) is naar een systeem waarbij 43 % 'onbeschikbaar' (*Unavailable*) is.

Naar schatting moet vanaf nu tot 2050 elk jaar om en bij de 1 100 MW aan nieuwe centrales bijgebouwd worden. Dat cijfer is een gemiddelde: een fijnere analyse leert dat vooral de periode na 2030 kritiek is omwille van de sterke vraagstijging en het gros van vervangingsinvesteringen die dan ingepland staan. Bij deze timing wordt geen rekening gehouden met de looptijd tussen het moment waarop de investeringsbeslissing wordt genomen en het moment waarop de investering echt operationeel kan zijn: eigenlijk moet de beslissing tot investering dus ongeveer 4 jaar (voor STEG-centrales) vroeger genomen worden. In monetaire termen uitgedrukt, komen deze investeringen van nu tot 2050 neer op een totaal bedrag van 32 miljard euro, waarvan 15 miljard van nu tot 2030 en 17 miljard voor de periode 2030-2050.

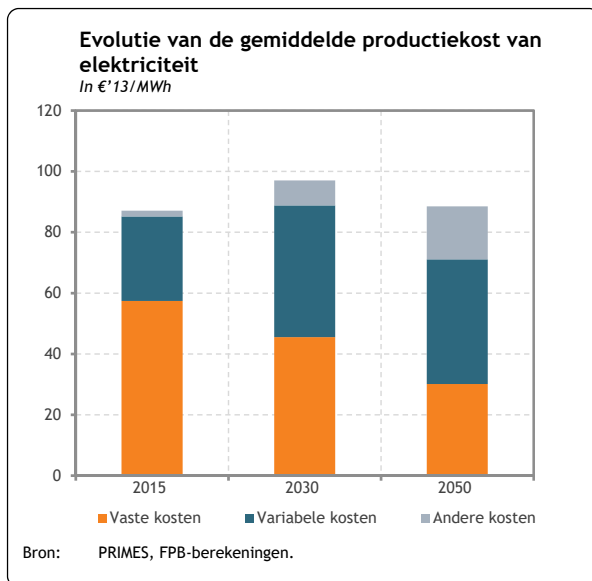
De productie van elektriciteit evolueert naar een bipolair systeem. In 2050 staan variabele hernieuwbare energiebronnen in voor 37 % van de elektriciteitsproductie, wat niet zonder gevolgen blijft voor de werking van het systeem, voor de gemiddelde productiekost om elektriciteit op te wekken en voor de benodigde investeringen om de productietoereikendheid te kunnen blijven garanderen.

Overheen de projectieperiode zien we het elektrisch systeem evolueren van een mix die hoofdzakelijk op nucleaire en fossiele elektriciteit is gebaseerd naar een staat waarin nucleair verdwenen is, steenkool geweerd wordt, aardgas lichtjes daalt maar dan een spectaculaire come-back maakt en hernieuwbare energiebronnen aan een opmars begonnen zijn. In 2050 maken uiteindelijk twee energiebronnen de dienst uit: hernieuwbare eenheden die 47 % (waarvan ongeveer vier vijfde variabel) van de nettoproductie voor hun rekening nemen en aardgasgestookte centrales die instaan voor de overige 53 %. Ter herinnering: deze evolutie wordt 'onder referentiesettings' gesimuleerd, dus zonder bijkomend beleid of bindende HEB-doelstellingen na 2020. De grootste drijfveren van de hernieuwbare-energiegroei liggen in de relatief hoge brandstofprijzen, de stijgende koolstofprijzen, de daling van de hernieuwbare investeringskosten en de veronderstelling dat faciliterend beleid geïmplementeerd wordt (en blijft). Ondanks de nucleaire uitdoving en de toename in gasgestookte elektriciteit leidt de toekomstige mix tot een krimp van 15 % in de koolstofintensiteit van de elektriciteitssector: deze evolueert van 194 tCO₂/GWh in 2015 naar 165 tCO₂/GWh in 2050.

Qua werking van het systeem noteren we een hobbelig parcours wat betreft de *gebruiksratio* van de productiecapaciteit. Dat heeft te maken met de verschillende gebruiksratio's van de afzonderlijke technologieën: waar deze in stijgende lijn gaan voor HEB omwille van efficiëntieverbeteringen en logistieke winsten, doorloopt de gebruiksratio van de gascentrales eerder een 'kamelenrug'. In het begin van de projectieperiode komen gascentrales minder aan bod door de volledige beschikking over de totale geïnstalleerde capaciteit aan kerncentrales. Nadien, wanneer deze laatste worden uitgedoofd, komen de gascentrales terug meer aan de bak. In een laatste fase evolueert hun rol in het systeem eerder naar leverancier van residuele vraag en flexibiliteit waardoor hun draaiuren naar beneden tuimelen.

Deze ontwikkelingen hebben een significante impact op het kostenplaatje, zeker op middellange termijn. Tussen 2015 en 2030 stijgen de elektriciteitsproductiekosten met 11 % (van 87 €/MWh naar 97 €/MWh),

voornamelijk als gevolg van de hogere brandstofkosten (+58 %). De sterke stijging in de aardgasprijs speelt hier eerste viool. Kleiner onderdeel van de kostenstijging is de groeiende uitgave voor de aankoop van ETS-emissiequota.



Na 2030 wijzigt de situatie drastisch door technologische ontwikkelingen en leereffecten die helpen om de kapitaalkosten te drukken. Voornamelijk offshore wind en zonne-energie plukken de vruchten van leer- en schaafeffecten waardoor hun investeringskost aanzienlijk naar beneden kan worden herzien. Wat de brandstofkosten betreft, speelt een dubbel effect: enerzijds zijn er de voordelen in termen van brandstofkostenbesparingen die het resultaat zijn van herstructureringsinvesteringen in het aanbod, anderzijds is er de vertraging (zelfs quasi stabilisatie) van de gasprijs(stijgingen). Wat opvalt, is de belangrijke stijging in het aandeel van de kostencategorie die de aankoop van ETS-

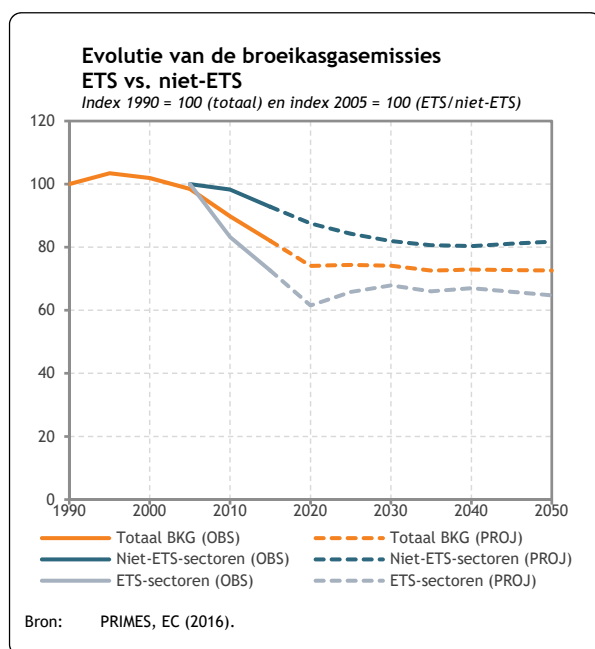
emissiequota vertegenwoordigt: deze evolueert van 8 % in 2030 naar 20 % in 2050. Uiteraard zijn de laatste twee categorieën enkel schatplichtig aan aardgasgestookte elektriciteit. Deze bewegingen leiden tot een gemiddelde productiekost van elektriciteit van 89 €/MWh in 2050 of slechts 2 % hoger dan wat we in 2015 noteren.

Door de uitvoering van het wetgevend klimaat- en energiepakket dalen de broeikasgasemissies aanzienlijk tegen 2020. Nadien kennen ze een quasi stabilisatie over de periode 2020-2050. Die evolutie toont de noodzaak om beleid en emissiereductie-inspanningen op nationaal/regionaal niveau verder te zetten als België de overgang naar een koolstofarme maatschappij wil doen slagen.

In 2020, de opleveringsdatum van het wetgevend klimaat- en energiepakket, dalen de totale broeikasgasemissies aanzienlijk en bedragen ze 111,3 Mt CO₂-equivalent, of 26 % lager dan het niveau van 1990. Na 2020 stagneren de totale broeikasgasemissies tot 2030 en dalen nadien nog heel licht tot 109,1 Mt in 2050. De uitstoot ligt dan 27 % onder het niveau van 1990.

De daling van de emissies is meer uitgesproken in de ETS dan in de niet-ETS in de periode 2005-2020 (2005 is het referentiejaar voor de niet-ETS-doelstelling). Dat resultaat wordt verklaard door de spectaculaire daling van de emissies in de elektriciteitssector (die deel uitmaakt van de ETS), vooral als gevolg van de expansie van de hernieuwbare energiebronnen, maar ook van de sluiting van de steenkoolcentrales en de hernomen productie van het volledige Belgisch nucleair park (door de verlenging van de operationele werkingsduur van de drie oudste reactoren met tien jaar).

Na 2020 en tot 2030 gaan de broeikasgasemissies van de ETS-sectoren opnieuw de hoogte in, terwijl die van de niet-ETS-sectoren verder dalen. De tendens in de ETS kan worden verklaard door de sluiting



van het volledige nucleaire park tussen 2020 en 2025 en het toegenomen niveau van elektriciteitsproductie op basis van aardgas. Tussen 2030 en 2050, ten slotte, stabiliseren de emissies zich nagenoeg voor de beide sectorcategorieën. In 2050 ligt de uitstoot respectievelijk 35 % en 18 % onder het niveau van 2005.

De ontwikkeling van de emissies in de ETS-sectoren heeft uiteraard gevolgen voor de kosten voor de ondernemingen die er deel van uitmaken. De uitgaven voor de aankoop van emissierechten (of de kostprijs van de veilingen) worden geraamd op 1,3 miljard euro in 2030 en 3,4 miljard euro in 2050.

De evolutie van het Belgische energiesysteem en van de fossiele energieprijzen heeft een onmiskenbare impact op de energiekosten. De kosten van het energetisch systeem gerelateerd tot het bbp en de eenheidskost voor energie van de industrie, de residentiële en de tertiaire sector vertonen eenzelfde patroon: een stijging tot in 2030 gevolgd door een daling naar niveaus in 2050 die lager zijn (in reële termen) dan in 2015.

Twee indicatoren van de energiekosten waren het onderwerp van een specifieke analyse: de kosten van het energiesysteem gerelateerd tot het bbp en de eenheidskost voor energie.

De kosten van het energiesysteem omvatten de investeringskosten (productie, transport, distributie en verbruik van energie) en de uitgaven voor de aankoop van energie (brandstoffen, elektriciteit en warmte). De kosten van het Belgische energiesysteem, die nog 11 % van het bbp bedroegen in 2015, nemen stevig toe tot 13,6 % in 2030. De toename komt vooral op rekening van de kapitaaluitgaven waarvan het aandeel in de totale kosten stijgt van 21 % in 2015 naar 28 % in 2030. Na 2030 krimpen de kosten van het energiesysteem in verhouding tot het bbp om in 2050 ongeveer dezelfde waarde te bereiken als in 2015 (11,8 % van het bbp). Het aandeel van de investeringsuitgaven blijft verder groeien en bedraagt 33 % van de totale kosten in 2050.

De eenheidskost voor energie meet de kost van de energetische inputs die nodig zijn voor een eenheid toegevoegde waarde in een bedrijfstak (of een verzameling van takken) van de verwerkende nijverheid of van de diensten, of in de consumptieve bestedingen van de huishoudens. In de drie sectoren, met name de industrie, de residentiële en tertiaire sector, doorloopt de eenheidskost voor energie eenzelfde evolutie in de vorm van een omgekeerde U. Eerst neemt ze toe tot 2030: de regelmatige daling van de energie-intensiteit slaagt er niet in de stijging van de energieprijzen te beteugelen gedurende die periode. Nadien daalt ze tussen 2030 en 2050: de constante daling van de energie-intensiteit domineert dan het energieprijseffect.

Samenvatting van de belangrijkste resultaten van het referentiescenario

	2015	2030	2050
Primair energieverbruik (Mtoe)	44,5	40,1	40,9
Energie-eindverbruik (Mtoe)	34,6	34,6	35,5
BKG-emissies niet-ETS (Mt CO ₂ -eq.)	72,5	64,0	63,8
HEB-aandeel in BFEV (%)	8	15	20
Invoerafhankelijkheid (%)	84	91	88
Kosten van het energiesysteem (% van bbp)	11,0	13,6	11,8
Eenheidskost voor energie in de industrie (% van TW)	12,7	13,8	11,2
Koolstofintensiteit elektriciteitssector (tCO ₂ /GWh)	194	198	165
BKG-emissies ETS (Mt CO ₂ -eq.)	50,7	47,4	45,2
Gemiddelde productiekost van elektriciteit (€/MWh)	87	97	89
HEB-aandeel in netto-elektriciteitsproductie (%)	23	39	47
Investeringskosten in elektriciteitsproductiecapaciteit ^(*) (miljard €)	-	15	17

Noot: K/E-pakket = Klimaat- en Energiepakket; BKG = broeikasgas; HEB = hernieuwbare energiebronnen; BFEV = Bruto Finaal Energieverbruik; ETS = Emission Trading System.

(*) duidt op het feit dat de voorgestelde waarden geen jaarcijfers weergeven, maar gecumuleerde waarden voor de periodes 2015-2030 en 2030-2050.

1. Inleiding

Op 30 november 2016 heeft de Europese Commissie een pakket maatregelen voorgesteld die ervoor dienen te zorgen dat de Europese Unie concurrentieel kan blijven in een context die wijzigt omwille van de omschakeling naar schone energie. Dat initiatief draagt de naam 'Schone energie voor alle Europeanen' ('*Clean Energy for all Europeans*' in het Engels). Het pakket maatregelen omvat wetsvoorstellen, strategieën en pistes voor actie.

De wetsvoorstellen hebben betrekking op energie-efficiëntie, hernieuwbare energiebronnen, de organisatie van de elektriciteitsmarkt, bevoorradingszekerheid voor elektriciteit en regels voor goed bestuur van de energie-unie. De strategieën hebben onder meer betrekking op een geconnecteerde en geautomatiseerde mobiliteit. De voorgestelde acties en maatregelen zijn erop gericht de innovatie voor schone energie te versnellen, de gebouwen in Europa te renoveren, de publieke en private investeringen aan te moedigen, het concurrentievermogen van Europese ondernemingen te verhogen en de maatschappelijke impact van de energietransitie te verzachten.

Het pakket zal het meer bepaald mogelijk maken het Europese klimaat- en energiekader tegen 2030 te verwezenlijken. Dat kader is in oktober 2014 goedgekeurd door de Europese Raad. Het Europese kader bepaalt drie kerndoelstellingen voor 2030: de broeikasgasemissies van de Europese Unie met 40 % terugdringen ten opzichte van 1990, het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto finaal energieverbruik van de Europese Unie optrekken naar minstens 27 % en de energie-efficiëntie van de Europese Unie met minstens 27 % verbeteren ten opzichte van een referentieniveau. De Europese Raad heeft in juni 2017 zijn standpunt over die laatste doelstelling verduidelijkt en aangescherpt tot 30 %.

Het Europese klimaat- en energiekader tegen 2030 is een voortzetting van het klimaat- en energiepakket tegen 2020 en is in overeenstemming met de langetermijntrajecten die zijn vastgelegd in de Routekaart naar een concurrerende koolstofarme economie tegen 2050 (maart 2011), het Witboek Transport (maart 2011) en het Stappenplan Energie 2050 (december 2011).

De broeikasgasemissiereductietrajecten van de Europese Unie tegen 2050 die door de Europese Commissie zijn geanalyseerd, vereisen drastische veranderingen op het vlak van de energiesystemen van de lidstaten. Die veranderingen zijn het resultaat van Europese beleidsmaatregelen (richtlijnen, verordeningen, enz.), maar zijn ook afhankelijk van de keuzes op energiegebied die op nationaal en regionaal niveau worden genomen. Hieronder vallen bijvoorbeeld de regionale strategieën op het gebied van hernieuwbare energiebronnen en energie-efficiëntie en de beleidsmaatregelen op het gebied van mobiliteit (fiscaliteit, investeringen in openbaar vervoer, enz.). Ondertussen grijpt in de elektriciteitsmarkt een hele evolutie plaats aan de vraagzijde met frisse initiatieven rond vraagbeheer en de ontwikkeling van een aantal 'nieuwe' elektrische toepassingen waaronder elektromobiliteit en warmtepompen.

In die context wil het Federaal Planbureau (FPB) klaarheid scheppen in een veelheid van (f)actoren en een duidelijke trend ontrafelen door in een eerste fase de evolutie van ons nationaal energiesysteem te kwantificeren bij ongewijzigd beleid. Dat betekent dat er rekening wordt gehouden met de maatregelen die reeds zijn genomen en met de toepassing van het wetgevende klimaat- en energiepakket in 2020. Na 2020 wordt evenwel verondersteld dat het beleid niet wijzigt of geen nieuwe doelstellingen worden

geformuleerd. In een tweede fase zullen die vooruitzichten bij ongewijzigd beleid als basis dienen voor de studie van alternatieve scenario's die de klimaat- en energiedoelstellingen op middellange en lange termijn integreren en voor de analyses die gericht zijn op het elektriciteitssysteem. Die studie en analyses zullen na dit rapport worden gepubliceerd. De volledige reeks documenten heeft tot doel duidelijkheid te verschaffen over de politieke actie in verschillende domeinen. Die documenten kunnen op die manier een waardevolle bijdrage leveren tot het debat over het interfederale energiepact dat erop gericht is een gemeenschappelijke energievisie te bepalen voor de verschillende entiteiten van het land tegen 2030 en 2050. Daarmee kan ook het overleg worden ondersteund tussen België en de Europese Commissie over de wetsvoorstellen in het kader van het pakket voor schone energie.

Traditioneel publiceert het FPB om de drie jaar een publicatie waarin de langetermijnergievooruitzichten voor België worden voorgesteld. Deze publicatie – de zesde in de reeks – is erop gericht een referentiescenario (en alleen dat scenario) te beschrijven. Die vooruitzichten zijn in grote mate geïnspireerd op de publicatie *'EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050'* van de Europese Commissie (EC, 2016), maar houden ook rekening met specifieke nationale gegevens en analyses.

Deze publicatie is opgedeeld in drie delen: het eerste deel is gewijd aan de methodologie. Daarin wordt het doel, de methode en het principe van een referentiescenario bij ongewijzigd beleid beschreven. Het tweede deel beschrijft de voornaamste hypothesen en het beleidskader dat is gebruikt voor de modellering. In het derde en laatste deel worden de resultaten onder de loep genomen. Het derde hoofdstuk behandelt meer bepaald de resultaten van het referentiescenario aan de hand van een aantal typische indicatoren die het nationaal energie- en emissiesysteem beschrijven.

2. Methodologie

Het referentiescenario voor België tegen 2050 is sterk geïnspireerd op het studiewerk van de Europese Commissie (EC). In de publicatie *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* (EC, 2016) besteedt de Commissie ruimschoots aandacht aan de uittekening van een referentiescenario voor de EU-28 met afzonderlijke en gedetailleerde resultaten voor de lidstaten. Het voordeel om een scenario op te stellen dat geïnspireerd is op de publicatie *EU Reference Scenario 2016* is dat de integratie van de Europese dimensie die essentieel is voor het opstellen van energievoorzichten voor België verzekerd is. Ter illustratie: de Europese dimensie is bijzonder relevant voor de koolstofprijs in het kader van het Europese emissiehandelssysteem (Eng.: *EU Emission Trading System*) en de invoer/uitvoer in het kader van de interne energiemarkt.

Een mogelijk nadeel van het referentiescenario van de EC kan zijn dat meer recente en/of specifieke nationale gegevens of projecties niet meegenomen worden door het verschil in timing tussen de twee oefeningen. Daarom stellen we in deze publicatie een aangepast referentiescenario voor, intrinsiek gebaseerd op het Belgische scenario uit (EC, 2016), maar waaraan meer recente statistieken en cijfers specifiek voor België of voor de internationale context zijn toegevoegd. De aanpassingen worden beschreven in hoofdstuk 3.

2.1. Beschrijving van het referentiescenario

Het referentiescenario geeft een beschrijving van het Belgische energielandschap tegen 2050. Het is niet de bedoeling om veranderingen die de komende 35 jaar zullen plaatsvinden te *voorspellen*, maar om een mogelijke evolutie van het Belgische energiesysteem te *ramen*, die wordt bepaald door een aantal aannames en determinanten evenals door de gebruikte methodologie (of het gebruikte model).

De hypothesen en determinanten worden toegelicht in hoofdstuk 3 en onderverdeeld in vier delen: macro-economische en demografische hypothesen, internationale brandstofprijzen, beleidsmaatregelen en overige meer technisch-economische hypothesen. Het gebruikte model wordt hieronder kort beschreven in deel 2.2.

Een referentiescenario is eigenlijk een scenario ‘bij ongewijzigd beleid’. Met andere woorden, het beschrijft een toekomstbeeld van het Belgische energiesysteem waarin bestaand en goedgekeurd beleid en huidige trends worden doorgetrokken tot 2050. Het voorgestelde referentiescenario wijkt op één punt af van die impliciete regel: er wordt ook verondersteld dat de Belgische bindende doelstellingen van het klimaat- en energiepakket in 2020 zullen worden bereikt¹.

Dit scenario dient dus ook als benchmark om alternatieve beleidsscenario's aan te toetsen, aangezien het de kwantitatieve impact van nieuwe beleidsmaatregelen of energie- en/of klimaatdoelstellingen op langere termijn (na 2020) kan becijferen. Dat kenmerk van het referentiescenario werd door de EC ge-

¹ Met andere woorden, er wordt impliciet aangenomen dat bijkomende beleidsmaatregelen worden genomen om de doelstellingen op het vlak van broeikasgasemissies en hernieuwbare energiebronnen te behalen.

valoriseerd in de beoordeling van de effecten van de verschillende maatregelen uit het schone-energiepakket dat op 30 november 2016 werd voorgesteld. In deze publicatie komt echter, in navolging van (EC, 2016), enkel het referentiescenario aan bod. Voor de analyse van de alternatieve scenario's verwijzen we de geïnteresseerde lezer naar een volgende publicatie.

Kader 1 Wat is een referentiescenario?

Gezien het belang van een juist gebruik van deze publicatie en dus van een correcte interpretatie, specificeren we in deze box nog even wat een referentiescenario wel en niet omvat.

Het referentiescenario is een projectie, geen voorspelling, van ons huidig energiesysteem in de toekomst met de best beschikbare informatie op het moment van modelleren. Hoe verder we in de toekomst kijken, hoe meer het pad bezaaid ligt met onzekerheden en elke politieke beslissing of technologische doorbraak kan ertoe leiden dat een heel andere koers wordt gevaren dan in deze publicatie uitgestippeld. Het doel van deze publicatie is dan ook niet om zo correct mogelijk de werkelijke evolutie van het Belgisch energiesysteem te benaderen, wel om een inzicht te verwerven in hoe het systeem verwacht wordt te evolueren wanneer er geen bijkomend beleid wordt gevoerd en geen bindende doelstellingen aan het systeem worden opgelegd.

Uiteraard zullen ingrijpende socio-maatschappelijke omslagen (een migratiegolf, een financieel-economische crisis, ...) of technologische doorbraken (de komst van zeer goedkope batterijen, volledig geautomatiseerd elektrisch reizigersvervoer, ...) dit beeld danig verstoren, maar dat is niet de missie van deze publicatie. Het referentiescenario draagt bij tot het begrip van welke koers we zouden varen indien we de trends en het beleid van vandaag en de afgelopen jaren doortrekken in een ongewijzigd economisch denkkader.

Ideaal wordt dit aangevuld met enkele beleidsscenario's waarin verondersteld wordt dat beleid gevoerd wordt dat een nieuwe richting kan aangeven of erin slaagt bepaalde vooraf gespecificeerde doelstellingen te behalen. Het vergelijken van het referentiescenario en de alternatieve beleidsscenario's geeft ons dan informatie over de impact die het verondersteld beleid en/of de gestipuleerde doelstellingen kunnen genereren op het Belgisch energie- en emissiesysteem.

Het referentiescenario beschrijft dus de evolutie bij ongewijzigd beleid van het Belgische energiesysteem over een horizon van meer dan 30 jaar. De keuze voor een dergelijk lange tijdshorizon is niet origineel: de laatste maanden en jaren zien we meer en meer (inter)nationale studies verschijnen die 2050 als tijdshorizon nemen. Die keuze wordt ingegeven door twee elementen: enerzijds de Belgische en Europese verbintenis om de transitie naar een koolstofarme samenleving tegen 2050 te waarborgen en anderzijds het feit dat de energiesector, de industrie en de gebouwen erg lange investeringscycli hebben, waardoor de meeste infrastructuur-, productiecapaciteits- en andere investeringen die op korte termijn worden ondernomen nog steeds aanwezig zullen zijn in 2030 (en daarna) en zo het energielandschap op lange termijn zullen kenmerken.

Op korte tot middellange termijn heeft het Belgische en – bij uitbreiding – het Europese energiesysteem nood aan significante investeringen (zie verder). Die investeringen zijn absoluut noodzakelijk, met of zonder energietransitie², en weten in welk speelveld die investeringen dienen te worden ondernomen

² Met dien verstande dat indien een energietransitie wordt ingezet de benodigde investeringen zo mogelijk nog omvangrijker zijn.

(hoe het systeem met andere woorden zal evolueren) is cruciaal om onrendabele en zelfs gestrande investeringen zoveel mogelijk te vermijden.

Zoals hierboven vermeld, gaat het referentiescenario ervan uit dat de bindende doelstellingen uit het wetgevend klimaat- en energiepakket tegen 2020 worden bereikt. Het betreft emissiereductiedoelstellingen voor broeikasgassen (BKG) en doelstellingen voor de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen (HEB). Om de evolutie van die indicatoren te berekenen, worden verschillende modaliteiten gebruikt naargelang van de gekozen tijdshorizon. In 2020 betreft het de modaliteiten uit het wetgevend klimaat- en energiepakket, namelijk een Europese doelstelling voor de BKG-emissies in de ETS-sectoren (met name de sectoren die onder het Europese emissiehandelssysteem vallen) en 27 nationale doelstellingen voor de BKG-emissies in de niet-ETS-sectoren. In de niet-ETS-sectoren kunnen de lidstaten echter gebruikmaken van flexibiliteitsmechanismen om hun doelstelling te bereiken. Na 2020 wordt verondersteld dat de ETS verder gehandhaafd blijft en dat de jaarlijkse lineaire reductiefactor ter waarde van -1,74 %³ verder wordt toegepast; voor de niet-ETS-sectoren wordt geen doelstelling meer bepaald. Voor het HEB-luik bepalen de nationale doelstellingen van het klimaat- en energiepakket de omvang van de te leveren inspanningen tegen 2020, rekening houdend met een mogelijk doch beperkt gebruik van flexibiliteitsmechanismen binnen de EU. Na 2020 blijven de beleidsmaatregelen waarop die inspanningen steunen van kracht, maar er wordt geen doelstelling voor de ontwikkeling van HEB meer gedefinieerd.

2.2. Gebruikt model

Om nationale energie- en emissievooruitzichten tegen 2050 op te stellen voor België, wordt in deze studie het PRIMES-model gebruikt. Het PRIMES-model werd ontwikkeld in het kader van een onderzoeksproject gefinancierd door het Joule-programma van de Europese Commissie. PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen aanbod van en vraag naar energie ('evenwicht'), maar de gevolgen op het economische systeem worden daarbij niet geëvalueerd ('partieel')⁴. Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen van elke energievorm zodanig zijn dat het aanbod aangereikt door de producenten gelijk is aan de vraag gewenst door de verbruikers.

Het PRIMES-model geeft niet enkel het gedrag van verschillende actoren (elektriciteitsproducenten, huishoudens, enz.) weer, maar ook de energieproductie- en -verbruikstechnologieën alsook de technologieën die bepaalde vervuilende stoffen kunnen reduceren. Het evenwicht wordt voor elke periode berekend waarbij rekening wordt gehouden met de voorgaande periode en met de dynamische relaties die de evenwichten tussen de verschillende periodes verbinden. Het economische systeem is exogeen aan het model en is gebaseerd op de toekomstperspectieven van coherente macrosectorale evoluties die gedefinieerd zijn vanuit econometrische en algemene evenwichtsmodellen.

³ *The application of the linear reduction factor (LRF) under the European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) consists in the rule that in 2014 and in each subsequent year, the total quantity of allowances determined for 2013 on the basis of Article 9 and 9a of Directive 2003/87/EC decreases linearly by 1,74% from 2010.*

⁴ Dat kan enkel gedaan worden met behulp van een *algemeen evenwichtsmodel*. In tegenstelling tot een partieel evenwichtsmodel bekijkt een algemeen evenwichtsmodel niet alleen de gevolgen op de markt waar de beleidsmaatregel wordt toegepast, maar ook de effecten op alle andere markten (o.a. de arbeidsmarkt).

PRIMES genereert aldus energie- en emissievooruitzichten op lange termijn op supranationaal (Europees) en nationaal (Belgisch) niveau per stap van 5 jaar. De Europese Commissie beroept zich al verschillende jaren op het PRIMES-model voor het opstellen van energievooruitzichten waarbij zowel voor de EU (EU-15 en EU-28) als per lidstaat vooruitzichten worden opgesteld, evenals voor het doorrekenen van beleidsscenario's en -pakketten op (meer)landenniveau zoals de impactstudie van de Communicatie rond het Europese Kader 2030, van het klimaat- en energiepakket, enz. Het PRIMES-model wordt ontwikkeld en beheerd door het E3M-laboratorium van de NTUA (National Technical University of Athens)⁵. Voor enkele inputs of hypothesen maakt E3M gebruik van gegevens van andere modellen, universiteiten of wetenschappelijke instellingen, zoals de internationale energieprijzen (op basis van PROMETHEUS) en voor de macro-economische en multisectorale context (op basis van het GEM-E3-model).

De emissies die het PRIMES-model genereert, zijn energiegebonden CO₂-emissies en CO₂-emissies afkomstig uit industriële processen. De reductiemogelijkheden voor andere BKG-emissies dan CO₂ in functie van de koolstofwaarde worden berekend via de marginale reductiekostencurves uit het GAINS-model. De kostencurves worden bepaald per type BKG (CH₄, N₂O en F-gassen) en per land.

⁵ Voor een gedetailleerde beschrijving van het PRIMES-model, zie:
http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35&Itemid=80&lang=en

3. Hypothesen en beleidskader

Voor het referentiescenario werd een beroep gedaan op de energievoorzichten die in juli 2016 voor het directoraat-generaal Energie (DG ENER), het directoraat-generaal voor Klimaatactie (DG CLIMA) en het directoraat-generaal voor Mobiliteit en Transport (DG MOVE) van de Europese Commissie werden opgesteld (EC, 2016). Het referentiescenario dat in deze publicatie wordt besproken, verschilt echter in een paar aspecten van het in (EC, 2016) beschreven referentiescenario. De belangrijkste verschillen hebben betrekking op de demografische vooruitzichten, de economische groei op lange termijn (2030-2050), de evolutie van de internationale prijzen van fossiele brandstoffen op middellange termijn (2015-2023), de energiestatistieken van 2015, de evolutie van de accijnzen op benzine en diesel, een iets beperkter potentieel aan waterkracht en de herziening van het tijdschema voor de sluiting van de kerncentrales in België (overeenkomstig de wet van 28 juni 2015⁶).

De belangrijkste hypothesen en het beleidskader om het referentiescenario op te stellen, worden hieronder beschreven. Ze worden onderverdeeld in vier delen: macro-economische en demografische hypothesen, internationale prijzen van fossiele brandstoffen, beleidsmaatregelen en overige meer technisch-economische hypothesen.

3.1. Macro-economische en demografische hypothesen

De economische activiteit en de (samenstelling van de) bevolking zijn sleuteldeterminanten van de toekomstige energievraag. De macro-economische en demografische vooruitzichten zijn exogeen aan het model⁷. Tabel 1 bevat een aantal indicatoren die als basis dienen voor de energieprojecties van het referentiescenario. Ze toont de absolute waarden en de jaarlijkse groeivoeten. Het onderste deel van de tabel heeft betrekking op de macro-economische en macrosectorale projecties, het bovenste deel is toegespitst op de demografische projecties.

Energie is een levensader van de Belgische economie, niet alleen voor de werking van het bedrijfsleven, maar ook in ons dagdagelijkse leven als consument en verbruiker van elektriciteit voor verlichting, benzine voor verplaatsingen en aardgas voor verwarming.

De evolutie van de economische activiteit (veranderingen in het industrieel weefsel, tertiarisering van de economie, gezinsinkomen, vervoer van goederen, diensten) heeft een duidelijke impact op het energieverbruik van een land. De economische activiteit wordt gewoonlijk beschreven door het bruto binnenlands product (bbp) en zijn componenten. De Belgische bbp-voorzichten berusten op twee bronnen: de kortetermijnvoorzichten van het directoraat-generaal Economische en financiële zaken (DG ECFIN) van de Europese Commissie, aangevuld en, waar nodig, gecorrigeerd met de middellangetermijnvoorzichten van het Federaal Planbureau (FPB, 2016). De vooruitzichten voor de langetermijngroei volgen de evolutie uit het rapport van de Studiecommissie voor de Vergrijzing van juli 2016 (HRF, 2016). De bbp-evolutie die voor ons referentiescenario werd weerhouden, verschilt van die uit

⁶ Belgisch Staatsblad (2015), *Wet tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie met het oog op het verzekeren van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie*, 6 juli 2015.

⁷ De historische tijdreeksen werden geüpdatet tot het jaar 2015 op basis van de Eurostat-tijdreeksen.

het referentiescenario van (EC, 2016), vooral voor de lange termijn. Zo gaat het eerste scenario uit van een gemiddelde jaarlijkse bbp-groei van 1,7 % tussen 2030 en 2050, terwijl het tweede scenario uitgaat van 2,0 %. Over de periode 2010-2030 groeit het bbp gemiddeld met 1,3 % per jaar in beide scenario's.

Het GEM-E3-model⁸ werd vervolgens gebruikt om de structuur van de economie en de bruto toegevoegde waarde van de verschillende sectoren⁹ te ramen, en dit op een consistente manier met de bbp-voorzichten.

De demografie beïnvloedt de evolutie van de economie op lange termijn en is een essentiële determinant voor de evolutie van de vraag naar energie. Zo hebben de bevolking en het aantal gezinnen een rechtstreekse impact op het energieverbruik van de residentiële sector aangezien ze het aantal huishoudtostellen en de totale woonoppervlakte bepalen die moet worden verwarmd en verlicht. Ze hebben ook een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de grootte van het wagenpark. De bevolking en het aantal gezinnen zijn daarnaast factoren die bepalen hoeveel gebouwoppervlakte er nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector.

Tabel 1 Macro-economische en demografische hypothesen voor België

	2015	2030	2050	15//30	30//50	15//50
Bevolking ⁽¹⁾	11,2	12,0	12,7	0,4	0,3	0,4
Aantal gezinnen ⁽¹⁾	4,8	5,3	5,8	0,6	0,5	0,5
Gemiddelde gezinsgrootte ⁽²⁾	2,32	2,27	2,21	-0,1	-0,2	-0,1
bbp ⁽³⁾	401,1	494,3	692,5	1,4	1,7	1,6
Bruto TW van de industrie ⁽³⁾	50,6	59,6	76,9	1,1	1,3	1,2
IJzer en staal	2,0	2,0	2,1	0,1	0,1	0,1
Non-ferrometalen	1,0	1,1	1,2	0,7	0,5	0,6
Chemie	14,0	15,8	18,5	0,8	0,8	0,8
Niet-metaalhoudende minerale producten	2,5	3,1	3,9	1,4	1,1	1,2
Papier	2,2	2,7	3,5	1,3	1,3	1,3
Voeding, drank en tabak	8,5	10,2	13,5	1,2	1,4	1,3
Metaalverwerking	13,4	17,2	25,3	1,7	1,9	1,8
Textiel	1,4	1,2	0,9	-1,1	-1,1	-1,1
Overige	5,7	6,3	8,1	0,7	1,2	1,0
Bruto TW van de tertiaire sector ⁽³⁾	277,0	345,3	494,0	1,5	1,8	1,7
Marktdiensten	153,7	200,1	295,0	1,8	2,0	1,9
Niet-verhandelbare diensten	77,1	89,1	123,1	1,0	1,6	1,3
Handel	43,4	53,3	73,3	1,4	1,6	1,5
Landbouw	2,8	2,9	3,0	0,3	0,2	0,2

Bron: FPB/ADS (2016), HRF (2016), FPB (2016), E3M-Lab.

Noot: Bbp = bruto binnenlands product; TW = toegevoegde waarde; //: gemiddelde jaarlijkse groei in %.

⁽¹⁾: in miljoenen.

⁽²⁾: aantal personen per gezin.

⁽³⁾: in miljard euro van 2013.

De bevolkings- en huishoudensvoorzichten waarop het referentiescenario gebaseerd is, steunen op de demografische voorzichten van het Federaal Planbureau en de FOD Economie (Statistics Belgium) die in 2016 werden gepubliceerd (FPB/ADS, 2016). Zo wordt de samenhang met de voorzichten van de evolutie van het bbp gewaarborgd. Die demografische voorzichten vertonen belangrijke verschillen met de voorzichten in (EC, 2016). Ter informatie, die laatste komen uit de EUROPOP2013-

⁸ Voor meer informatie over het GEM-E3-model, zie:

http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=36%3Agem-e3&Itemid=71&layout=default&lang=en

⁹ Rekening houdend, in de mate van beschikbaarheid, met recente evoluties (in 2016) en, in de mate van het mogelijke, met de groeivoorzichten van de sectorale toegevoegde waarden van (FPB, 2016).

bevolkingsvooruitzichten (Eurostat, 2014) die gebaseerd zijn op een gemeenschappelijke methodologie voor alle lidstaten.

Volgens (FPB/ADS, 2016) stijgt de Belgische bevolking van 11,2 miljoen inwoners in 2015 tot 12,7 miljoen in 2050. Dat is een gemiddelde groei van 0,4 % per jaar over de periode, of een toename met 1,5 miljoen inwoners. Het referentiescenario van de EC gaat daarentegen uit van 14,8 miljoen inwoners in 2050. In 2050 bedraagt het verschil tussen beide projecties ongeveer twee miljoen inwoners. De belangrijkste reden daarvoor ligt in de aanname van verschillende hypothesen over de internationale migratie in België.

De demografische vooruitzichten (FPB/ADS, 2016) bevatten niet enkel bevolkingsvooruitzichten, maar ook vooruitzichten voor huishoudens. Wegens het toenemend aandeel van éénpersoonsgezinnen stijgt het aantal particuliere huishoudens sneller dan de bevolking (gemiddeld 0,5 % per jaar tussen 2015 en 2050); bijgevolg daalt de gemiddelde huishoudensgrootte in België (2,21 personen per huishouden in 2050 ten opzichte van 2,34 in 2015).

Kader 2 Vergelijking van de hypothesen met meer recente projecties

In maart 2017 werden nieuwe demografische vooruitzichten – bevolking en huishoudens – gepubliceerd (FPB/ADS, 2017). Op het niveau van België en tegen 2050 zijn die vooruitzichten vergelijkbaar met die gepubliceerd in 2016; de door ons weerhouden demografische hypothesen zijn dus coherent met de in 2017 gepubliceerde vooruitzichten.

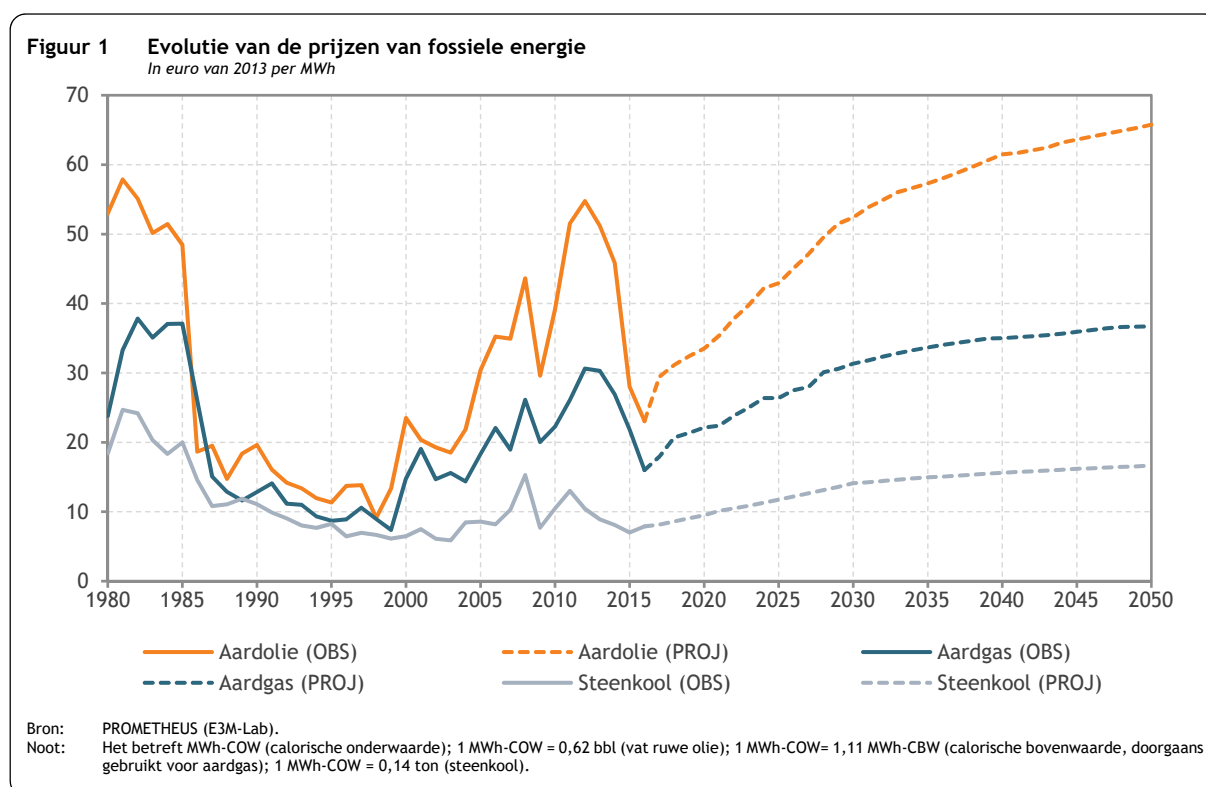
In juni 2017 heeft het FPB zijn nieuwe economische middellangetermijnvooruitzichten gepubliceerd (FPB, 2017). Die jaarlijkse publicatie van het FPB bevat eveneens energievooruitzichten bij ongewijzigd beleid, maar de horizon beperkt zich tot 5 jaar (2017-2022). Ze worden opgesteld met behulp van het macrosectorale model HERMES. Over de periode 2015-2020 (gemeenschappelijk voor beide oefeningen) bedraagt de gemiddelde jaarlijkse bbp-groei 1,50 %, of een groeivoet die vergelijkbaar is met die in ons referentiescenario (1,47 %). Er zijn wel kleine verschillen merkbaar op bedrijfstak-niveau.

In juli 2017 werden in de laatste vooruitzichten van de Studiecommissie voor de Vergrijzing (HRF, 2017) langetermijngroeivoeten voor de Belgische economie voorgesteld. De door ons weerhouden hypothesen leunen opnieuw dicht aan bij de recente vooruitzichten die uitgaan van een gemiddelde jaarlijkse bbp-groei van 1,4 % over de periode 2015-2030 en van 1,7 % tussen 2030 en 2050.

3.2. Internationale prijzen van fossiele brandstoffen

Ook de prijzen van fossiele energie hebben een significante invloed op de hoeveelheid en het type van energieverbruik en zijn desgevallend een belangrijke input. De prijzen in deze publicatie zijn gebaseerd op het stochastische wereldenergiemarktmodel PROMETHEUS. Het PROMETHEUS-model¹⁰ berekent coherente prijstrajecten voor ruwe olie, aardgas en steenkool, rekening houdend met de evolutie van de wereldenergievraag, (conventionele en niet-conventionele) bronnen en reserves, ontginningskosten en bilaterale handel tussen de verschillende regio's in de wereld. De wereldenergievraag wordt (onder meer) beïnvloed door de strengheid van het klimaatbeleid. Tegen 2020 worden de verbintenissen van de klimaatop in Kopenhagen en Cancun opgenomen in het model via de koolstofprijzen en specifieke beleidsmaatregelen.

De projecties van de prijzen van de fossiele brandstoffen werden afgerond in januari 2017. Ze worden voorgesteld in figuur 1. Ten opzichte van de projecties die werden gebruikt in de studie (EC, 2016) werden belangrijke aanpassingen doorgevoerd voor de periode 2015-2023 om rekening te kunnen houden met de recente waarnemingen¹¹. Die aanpassingen kunnen een impact hebben op de vooruitzichten voor de prijs op langere termijn.

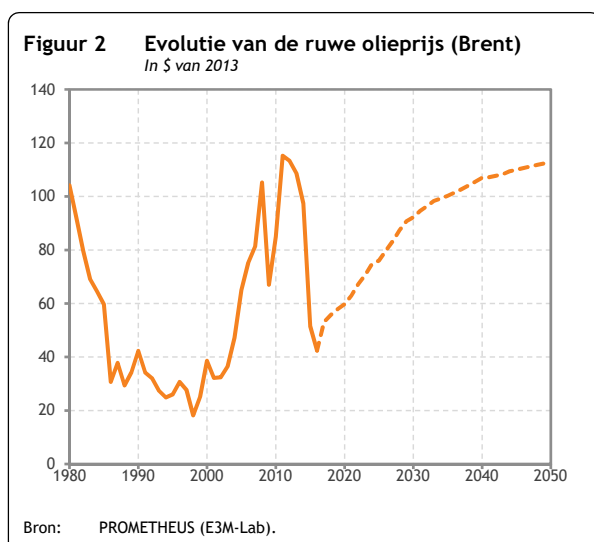


Na de sterke daling van de ruwe olieprijs (Brent) tussen 2012 en 2016 (113 \$'13/bbl in 2012¹² en 42 \$'13/bbl in 2016) tonen de projecties een aanzienlijke stijging van de olieprijs tot 92 \$'13/bbl in 2030 (figuur 2).

¹⁰ Voor meer informatie over het PROMETHEUS-model, zie: http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=37%3Aprometheus&Itemid=72&layout=default&lang=en

¹¹ Namelijk iets lagere olieprijsen in 2015 en aanzienlijk lagere prijzen voor olie en aardgas in 2016.

¹² '13 duidt op constante prijzen van 2013.



Naar aanleiding van de productievermindering die eind 2016 werd aangekondigd door de OPEC-landen, zet die stijging zich door in een hoog tempo als gevolg van de sterke groei van de economische activiteit en de motorisatiegraad in de opkomende economieën. Na 2030 blijven de prijzen stijgen, maar minder sterk, onder andere door de daling van het mondiale olieconsumptie. Die daling is het gevolg van de verbeterde energie-efficiëntie, de ontwikkeling van alternatieve motoraandrijvingen (hybride, elektrische voertuigen, enz.) en de vervanging van olieproducten door biobrandstoffen en aardgas. In 2050 noteert de ruwe olieprijs op 113 \$/bbl. De projectie van de olieprijs in figuur 2

leunt dicht aan bij die berekend voor het scenario 'New policies' van de World Energy Outlook van 2016 (IEA, 2016).

Door het gecombineerd effect van de scherpe daling van de olieprijs en de verdere uitbouw van de schaliegasproductie in de Verenigde Staten daalde de aardgasprijs in Europa aanzienlijk tussen 2012 en 2016 (-48 % in constante euro). In de projectie stijgt de aardgasprijs, gestoeld op de regelmatige groei van het aardgasverbruik en de stijging van de olieprijs waarop een deel van de Europese invoerovereenkomsten geïndexeerd blijven.

Het groeitempo van de gasprijs op lange termijn blijft evenwel lager dan dat van de olieprijs. Dat is voor het overgrote deel te wijten aan de grote bijkomende hoeveelheid onontdekte bronnen die werden meegenomen in de raming, waaronder het onconventioneel gas. Belangrijk daarbij is dat de aardgasprijs zich stabiliseert op een niveau dat nog steeds hoog genoeg is om de economische leefbaarheid van de onconventionele gasprojecten te verzekeren.

Ondanks het feit dat de steenkoolpiste voor de elektriciteitsproductie in België werd verlaten (zie verder) en dat het toekomstig steenkoolgebruik vrijwel exclusief voorbehouden is aan de staalproductie (hoogovens), werd besloten om ook de evolutie van de steenkoolprijs voor te stellen in figuur 1. In het referentiescenario (EC, 2016) blijft steenkool een veelgebruikte brandstof voor de elektriciteitsproductie in verschillende lidstaten waaronder enkele uit de Centraal-West-Europese regio (CWE¹³) waarmee de Belgische elektriciteitsmarkt is gekoppeld. Gezien de evolutie van de prijs van steenkool en aardgas enerzijds en van de koolstofprijs anderzijds (zie tabel 2), blijft steenkool competitief ten opzichte van aardgas tot in 2030. Die gunstige positie beïnvloedt de elektriciteitshandel tussen de landen uit de CWE-zone en vooral België met een rechtstreekse impact op het niveau en de structuur van de elektriciteitsproductie van het land.

¹³ De CWE-zone omvat België, Nederland, Frankrijk, Duitsland en Luxemburg.

3.3. Beleid en maatregelen

Het referentiescenario houdt rekening met het door België en Europa aangenomen beleid en maatregelen tot eind 2014. Daarnaast zijn de in 2015 aangenomen wijzigingen aan de richtlijnen betreffende de bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en de brandstofkwaliteit¹⁴ en aan de ETS-richtlijn¹⁵ ook opgenomen in het referentiescenario. Hetzelfde geldt voor enkele recente Belgische beleidsbeslissingen met een grote impact op het energiesysteem.

Voor een volledig overzicht van de Europese wetgevingsmaatregelen die zijn opgenomen in het referentiescenario, verwijzen we de lezer naar de publicatie (EC, 2016), p. 92-97.

Vermindering van de broeikasgasemissies

Het Europese emissiehandelssysteem (EU-ETS) is een belangrijk onderdeel van het beleid van de Europese Unie om de BKG-emissies te verminderen¹⁶. Dat systeem is niet van toepassing op alle BKG-emissies, enkel op de emissies van de ETS-sectoren (Eng.: *Emission Trading System*). Die omvatten in hoofdzaak de elektriciteitsproductie, de energie-intensieve industrieën en de luchtvaart. Het werkt volgens het 'cap-and-trade'-systeem. Op EU-niveau wordt een emissieplafond vastgesteld dat daalt in de tijd¹⁷. Binnen de grenzen van dat plafond ontvangen of kopen de ondernemingen emissierechten die ze kunnen uitwisselen met andere ondernemingen naargelang van hun behoeften. De begrenzing van het totale aantal beschikbare emissierechten garandeert de waarde ervan.

Het ETS-systeem wordt in aanmerking genomen volgens de kenmerken van fase 3 die de periode 2013-2020 bestrijkt. De prijs van de emissierechten (of van koolstof) in de ETS-sectoren wordt endogeen door het PRIMES-model berekend zodanig dat de opeenvolgende ETS-plafonds op Europees niveau niet overschreden worden. Gezien het hoge overschot aan emissierechten in het begin van fase 3 dat pas na 2020 zou weggewerkt zijn, zal de prijs van de emissierechten slechts langzaam stijgen tot in 2025. Nadien wordt verwacht dat de prijs sterker stijgt door de geleidelijke vermindering van het aantal beschikbare emissierechten. De berekende koolstofprijzen worden voorgesteld in tabel 2.

Tabel 2 Evolutie van de koolstofprijs in de ETS-sector
In euro van 2013/tCO₂

	2015	2020	2030	2040	2050
Koolstofprijs ETS-sector	7,5	15,0	33,5	50,0	88,0

Bron: EC (2016).

Voor de overige sectoren, de zogenaamde niet-ETS-sectoren, is Beschikking nr. 406/2009/EG inzake de verdeling van de emissiereductie-inspanningen van toepassing. Die beschikking definieert de nationale reductiedoelstellingen voor de BKG-emissies voor de niet-ETS-sectoren in 2020 (voor België gaat het om een reductiedoelstelling van 15 % ten opzichte van het niveau van 2005), maar ook de jaarlijkse emissieplafonds tussen 2013 en 2020. Om aan die verplichtingen te voldoen, beschikken de EU-landen over verschillende flexibiliteitsmechanismen, zoals de mogelijkheid om emissierechten over te dragen

¹⁴ Richtlijn 2015/1513/EG van het Europees Parlement en de Raad van 9 september 2015 (de zogenoemde ILUC-richtlijn).

¹⁵ Besluit (EU) 2015/1814 van het Europees Parlement en de Raad van 6 oktober 2015 betreffende de instelling en de werking van een marktstabiliteitsreserve voor de EU-regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten en tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG.

¹⁶ Richtlijn nr. 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003.

¹⁷ Zie voetnoot 3.

van het ene jaar naar het andere en tussen de lidstaten onderling. Rekening houdend met die flexibiliteit, kunnen de nationale doelstellingen (en in het bijzonder de Belgische doelstellingen) tegen 2020 worden bereikt in het referentiescenario met de bestaande beleidsmaatregelen. De invoering van een koolstofwaarde in het PRIMES-model is dus niet nodig.

Ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen

Het referentiescenario gaat uit van de realisatie van de Belgische HEB-doelstelling, met name een HEB-aandeel in het bruto energie-eindverbruik van 13 % in 2020 (zie Richtlijn nr. 2009/28/EG). De steunmaatregelen op regionaal en federaal niveau (premies, groene certificaten, enz.) dragen bij tot de realisatie van die doelstelling, maar volstaan niet. Om de doelstelling in 2020 volledig te verwezenlijken, wordt een hernieuwbare waarde ingevoerd in het PRIMES-model (zie kader hieronder). Die waarde van 25 euro/MWh geeft de noodzakelijke bijkomende stimulans weer om de 13 %-doelstelling te bereiken, zonder daarbij de vereiste concrete maatregelen te preciseren. Het federale en gewestelijke beleid ter bevordering van HEB is de jongste jaren sterk geëvolueerd. Hierbij valt vooral de gevoelige daling van de regionale steun aan de fotovoltaïsche zonne-energie op.

Kader 3 Hernieuwbare waarde: wat is het?

De hernieuwbare waarde (Eng.: *renewable value*) duidt op de monetaire waarde die in het PRIMES-model wordt ingevoerd om de optimale HEB-productie te berekenen die het mogelijk maakt de opgelegde doelstelling te verwezenlijken. Met andere woorden, deze *renewable value* is eigenlijk de duale variabele van de HEB-bepanking. Die waarde kan geïnterpreteerd worden als een virtuele subsidie, ze verschijnt in de berekeningen in de vorm van een negatieve unitaire kost (of een positieve unitaire winst).

Aangezien het om een virtuele subsidie gaat, maakt de hernieuwbare waarde de HEB niet minder duur; ze heeft enkel een impact op de samenstelling van de door de verschillende economische actoren gekozen energiemix.

Na 2020 zou de rechtstreekse steun aan de HEB, die in PRIMES wordt gemodelleerd via een terugkooptarief (Eng.: *feed-in tariff*), geleidelijk verminderen. Dit gebeurt des te sneller wanneer de technologie matuur is. Zo zou het terugkooptarief van de elektriciteit opgewekt door onshorewindturbines of fotovoltaïsche zonnepanelen vrijwel nihil worden in 2050, terwijl het voor offshorewindturbines met de helft daalt tegen 2040 en zo blijft tot 2050.

Middelen voor de elektriciteitsproductie

De elektriciteitsproductie in de kerncentrales valt onder de wet van 28 juni 2015¹⁸ houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie. Die wet wijzigt de sluitingsdatum van de kerncentrales Doel 1 en 2. De uitdiensttreding van die centrales was oorspronkelijk voorzien in 2015, maar is nu vastgelegd op 15 februari 2025 voor Doel 1¹⁹ en op 1 december 2025

¹⁸ Zie voetnoot 6.

¹⁹ Aangezien de inwerkingtreding van de wet van 2015 valt na de in de wet van 2003 bepaalde sluitingsdatum (15 februari 2015), is Doel 1, zoals gepland, gestopt met de productie van elektriciteit in februari 2015 en werd de productie pas eind 2015 opnieuw opgestart.

voor Doel 2. Die wet herinnert ook aan de verlenging van de operationele werkingsduur van Tihange 1 met tien jaar die enkele jaren eerder werd bekrachtigd in de wet van 18 december 2013²⁰. De bovenstaande hypothese verschilt daardoor van het referentiescenario voor België gepubliceerd in (EC, 2016).

Voor de steenkoolcentrales werd een beperking opgelegd: (in het model) is het niet *mogelijk* te investeren in nieuwe steenkoolcentrales tot 2050. Die hypothese strookt met actuele keuzes ten nadele van investeringen in steenkoolcentrales omdat die strijdig zijn met het beleid op lokaal niveau dat gericht is op een verbetering van de luchtkwaliteit.

Voor de offshorewindenergie werd een maximumpotentieel van 2,3 GW in overweging genomen voor 2020. Dat potentieel stemt overeen met de capaciteit die geïnstalleerd zal kunnen worden op de huidige toegekende domeinconcessies in de Noordzee. Op langere termijn en in de context van energietransitie werden grotere ambities tot 4 GW opgetekend in het kader van de werkzaamheden van de 'North Seas Countries Offshore Grid Initiative' en door Elia geïntegreerd in haar ontwikkelingsplan van het transmissienet 2015-2025 (Elia, 2015). Op basis daarvan werd een maximumpotentieel van 4 GW bepaald voor de periode 2030-2050.

Energiebelasting

De energiebelasting blijft ongewijzigd in reële termen. Er werd rekening gehouden met twee maatregelen die de federale regering in 2015 heeft goedgekeurd. Ze maken allebei deel uit van de modaliteiten van de taxshift²¹ en dragen bij tot de financiering van de verschillende maatregelen die in dat kader gepland zijn, waaronder de vermindering van de lasten op arbeid. De eerste maatregel betreft het btw-tarief op elektriciteit: vanaf 1 september 2015 werd dat tarief opnieuw verhoogd van 6 % tot 21 %. De tweede maatregel beoogt een gelijkschakeling van de accijnzen op diesel en benzine. In de praktijk worden de accijnzen op diesel verhoogd en, deels als compensatie daarvoor, worden de accijnzen op benzine geleidelijk verlaagd, zodat de accijnzen op die twee brandstoffen eind 2018 gelijklopend zijn.

3.4. Andere hypothesen

- Het referentiescenario is gestoeld op het laatst beschikbare door Eurostat gepubliceerde statistische jaar (jaar 2015) op het moment van simuleren (maart-april 2017). Dat geldt ook voor het Belgische elektriciteitspark: het park van 2015 werd als uitgangspunt genomen. Dat is een belangrijk verschil met het referentiescenario voor België gepubliceerd in (EC, 2016). Die studie baseert zich immers op de energiestatistieken en -balansen van 2013, de meest recente die op dat ogenblik beschikbaar waren.
- De graaddagen geven een beeld van de gemiddelde verwarmingsbehoefte van een gebouw. Op die manier geven ze de klimaatomstandigheden weer die van grote invloed kunnen zijn op het energieverbruik. Rekening houdend met de neerwaartse trend die sinds 1980 wordt waargenomen, zouden de graaddagen gematigd afnemen in de loop van de tijd. Voor het eerste projectiejaar (2020) is het

²⁰ Belgisch Staatsblad (2013), *Wet houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie en houdende wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales*, gepubliceerd op 24 december.

²¹ De taxshift heeft tot doel het concurrentievermogen van de Belgische ondernemingen te verbeteren, de werkgelegenheid te bevorderen en de koopkracht te verhogen door een vermindering van de lasten op arbeid.

aantal graaddagen gelijk aan de waarde van het jaar 2005. Volgens de Eurostat-methodologie²² is die waarde gelijk aan 2 669; dat is vrijwel vergelijkbaar met het gemiddelde aantal graaddagen over de periode 1990-2010 (2 745). In 2030 is het aantal graaddagen vastgesteld op 2 592 en in 2050 op 2 535.

- Alle monetaire waarden in deze publicatie zijn uitgedrukt in constante prijzen van 2013 (zonder inflatie).
- Zowel aan de aanbod- (offshore windmolens bvb.) als aan de vraagzijde (elektrische voertuigen en warmtepompen bvb.) worden (nieuwe) energietechnologieën expliciet in het PRIMES-model gemodelleerd. Hun penetratiegraad hangt af van de techno-economische kenmerken die doorheen de tijd kunnen evolueren (investeringskosten, energetisch rendement, etc.), maar ook van de relatieve prijs, de kosten en het beleid dat energie-efficiëntie en hernieuwbare energie een duwtje in de rug geeft. Voor een gedetailleerde beschrijving van de in aanmerking genomen technologieën in PRIMES en de manier waarop ze worden gemodelleerd, kan de lezer hoofdstuk 2.5 in (EC, 2016) naslagen.
- De modelaanpak van PRIMES reflecteert niet de visie van een sociale planner en ook niet die van een algemene kostenoptimalisatie van het gehele energiesysteem op lange termijn. Sociale discontovoeten spelen geen rol in het bepalen van de modeloplossingen. Het PRIMES-model is eerder gebaseerd op het maken van individuele beslissingen door economische agenten die energie gebruiken of aanbieden en op prijsgedreven interacties op de markten. Discontovoeten²³ voor de individuele agenten zijn dan weer wel belangrijk voor het nemen van beslissingen. De economische beslissingen van de agenten zijn normaliter gebaseerd op het concept van de kapitaalkost dat, afhankelijk van de sector, ofwel de gewogen gemiddelde kapitaalkost²⁴ (voor grote ondernemingen) of de subjectieve discontovoet (voor particulieren of kleinere bedrijven) is. In beide gevallen includeert de voet die wordt gebruikt om toekomstige kosten en opbrengsten te verdisconteren, een risicopremie die ondernemingsgewoontes, verschillende risicofactoren of zelfs de financieringskosten weergeeft. De discontovoet voor particulieren kan ook een element van risico-aversie bevatten.

De discontovoeten variëren volgens de sector en kunnen sterk afwijken van een sociale discontovoet (doorgaans 4 tot 5 %). In de PRIMES-modellering schommelen ze tussen 7,5 % (in reële termen) en 12 %. Het laagste percentage is bijvoorbeeld van toepassing op openbaarvervoerbedrijven en op gereguleerde investeringen zoals investeringen in netontwikkeling (in de vorm van WACC). Het hoogste percentage betreft particulieren (of huishoudens). Voor sommige nieuwe technologieën worden in de beginfasen van de ontwikkeling bijkomende risicopremievoeten toegepast die de waargenomen technologiekosten kunnen beïnvloeden.

Door de implementatie van de Energie-efficiëntierichtlijn²⁵ (EED) wordt verwacht dat de beslissingen omtrent energieverbruik door de ondernemingen en huishoudens zullen wijzigen. De EED zal een verdere ontwikkeling van energiedienstenbedrijven (Eng.: *Energy Service Companies* of ESCO's) of gelijkaardige instellingen initiëren, alsook een daling van de risico's zoals waargenomen door

²² Zie bijvoorbeeld <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>. De berekeningsmethode voor de graaddagen van Eurostat verschilt van de methodes van het Koninklijk Meteorologisch Instituut van België (15/15) en van Gas.be/Synergrid (18.5/18.5). Dat betekent dat de waarden verschillen, maar de evoluties niet.

²³ Voor een gedetailleerde beschrijving van de methodologie over de discontovoeten in PRIMES, zie bijlage 4.4 van (EC, 2016).

²⁴ Eng.: *Weighted Average Cost of Capital* of WACC.

²⁵ Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012.

potentiële klanten. Dat kan op zijn beurt leiden tot lagere waargenomen discontovoeten. In het referentiescenario wordt daarmee rekening gehouden.

Tabel 3 Discontovoeten (in reële termen) gebruikt in het referentiescenario

	Discontovoeten 2020-2050
Elektriciteitsproductie- en transmissie	[7,5-8,5] %
Industrie	[7,5-9] %
Tertiair	11 %
Openbaar vervoer	[7,5-8,5] %
Vrachtwagens en binnenlandse waterwegen	9,5 %
Privéwagens	11 %
Huishoudens	[9,5-12] %

Bron: EC (2016).

4. Resultaten

Na de beschrijving van de hypothesen en van het beleidskader van het referentiescenario worden de resultaten geanalyseerd. Die resultaten worden opgedeeld in 6 verschillende onderdelen: een eerste deel beschrijft de finale energievraag of de vraag naar energie door de eindconsumenten, het tweede deel zoomt in op de productie van elektriciteit in al haar facetten, nadien wordt de focus gelegd op hernieuwbare energie, waarbij zowel aandacht uitgaat naar het behalen van de doelstelling in 2020 als de evolutie na dat sleuteljaar. Het vierde deel bestudeert het bruto binnenlands energieverbruik en het primair energieverbruik. Daarna volgt een studie over de evolutie van de broeikasgasemissies die door dat energiesysteem (en andere activiteiten) worden gegenereerd. Het zesde deel, ten slotte, bestudeert de kosten van het energiesysteem.

4.1. Finale energievraag

De finale energievraag (of het energie-eindverbruik) is de energie die wordt afgeleverd aan de deur van de eindconsumenten voor alle energietoepassingen²⁶. De eindconsumenten worden onderverdeeld in vier groepen: de industrie, de residentiële sector, de tertiaire sector en het transport. De industrie omvat alle industriële sectoren met uitzondering van de energie-industrie (productie van elektriciteit, raffinage, enz.). De residentiële sector omvat het energieverbruik²⁷ van de gezinnen, met uitzondering van het energieverbruik voor het reizigersvervoer²⁸. De tertiaire sector omvat het energieverbruik van de ambachten, de handel, de verhandelbare (met uitzondering van transport) en niet-verhandelbare diensten, de landbouw en de visserij. De transportsector, tot slot, omvat alle transporttypes, uitgezonderd de zeescheepvaart²⁹.

Zoals blijkt uit figuur 3 stijgt het totale energie-eindverbruik matig over de projectieperiode 2015-2050; het neemt gemiddeld toe met 0,1 % per jaar. Het verbruik stijgt van 34,6 Mtoe in 2015 en 2030 tot 35,5 Mtoe in 2050 (d.i. 2,6 % hoger dan het niveau van 2015). Het energie-eindverbruik blijft onder de vroeger waargenomen waarden: 37,5 Mtoe in 2000 en 36,6 Mtoe in 2010.

Die evolutie vloeit voort uit het gezamenlijk effect van, enerzijds, het gevoerde beleid inzake energie-efficiëntie, de koolstofprijs op de ETS-markt (van toepassing op bepaalde industriële bedrijfstakken) en de stijging van de prijzen van alle fossiele brandstoffen (zie figuur 1) en elektriciteit en, anderzijds, van de economische en demografische groei. De eerste factoren 'beleid en prijzen' hebben een negatieve impact op het energieverbruik (daling), terwijl de tweede factoren 'volume' een positieve impact heb-

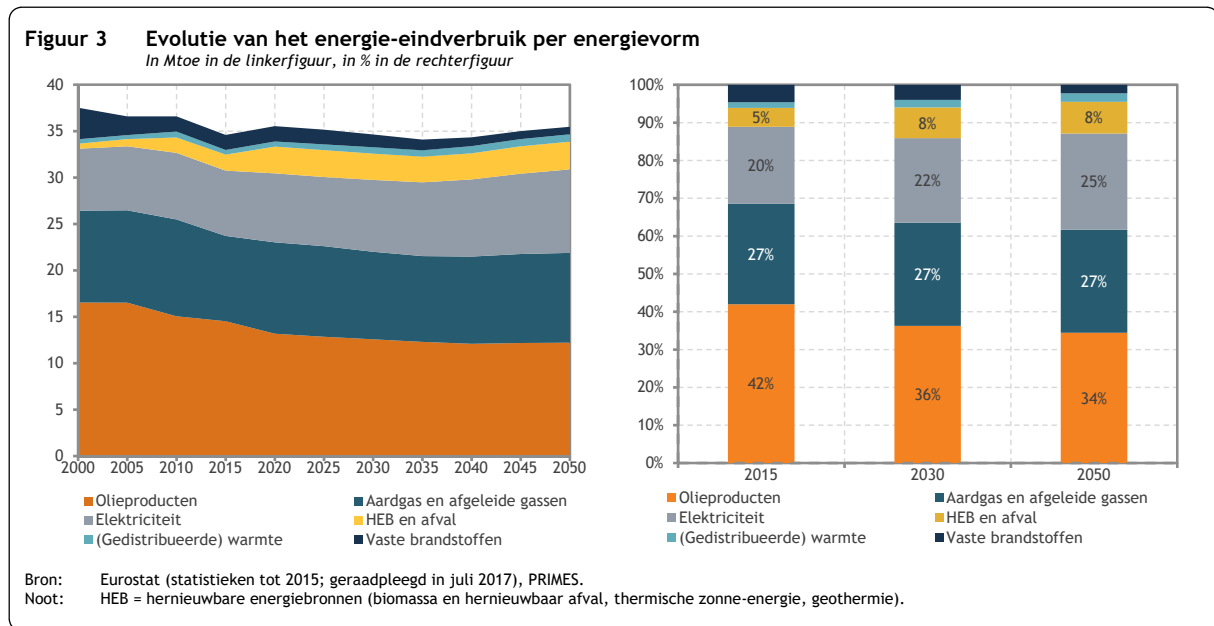
²⁶ Bijgevolg wordt de energie voor niet-energetische doeleinden in de industrie - vooral als grondstof in de petrochemie - niet meegerekend in het energie-eindverbruik. Die energie wordt wel meegerekend in het bruto binnenlands energieverbruik (zie 4.4).

²⁷ Het betreft wel degelijk het energieverbruik. De productie van elektriciteit via fotovoltaïsche zonnepanelen die op woningen zijn geïnstalleerd, is opgenomen in de elektriciteitssector (deel 4.2).

²⁸ Dat verbruik wordt verrekend onder de transportsector.

²⁹ Bij conventie (Eurostat en IEA) worden de internationale scheepvaartbunkers die worden ingezet door zeeschepen niet meegerekend in het energie-eindverbruik, in tegenstelling tot de luchtvaartbunkers en de brandstoffen voor de binnenscheepvaart die wel worden meegerekend.

ben (stijging). Tot 2035 domineert het effect ‘beleid en prijzen’ het volume-effect terwijl na 2035 de huidige beleidsmaatregelen³⁰ niet meer volstaan om het volume-effect tegen te gaan. Bovendien stabiliseert de aardgasprijs zich, waardoor het prijseffect tempert.



Het referentiescenario gaat niet uit van de realisatie van de Belgische energie-efficiëntiedoelstelling in 2020, maar wel van de realisatie van de BKG- en HEB-doelstellingen. De eerste doelstelling is immers een indicatieve doelstelling, terwijl de twee andere bindende doelstellingen zijn. De Belgische energie-efficiëntiedoelstelling is dubbel: ze omvat zowel het primair energieverbruik (zie deel 4.4) als het energie-eindverbruik.

Krachtens artikel 3 van de Europese Richtlijn met betrekking tot energie-efficiëntie³¹ heeft België zijn nationale indicatieve doelstellingen inzake energie-efficiëntie op 17 juni 2013 aan de Europese Commissie kenbaar gemaakt³². Wat het energie-eindverbruik betreft, heeft België een plafond van 32,5 Mtoe bepaald voor 2020. Wanneer we het geprojecteerde niveau voor 2020 (35,5 Mtoe) vergelijken met dat plafond, stellen we een tekort aan finale energiebesparing vast van 3 Mtoe. Dat resultaat toont aan dat de huidige beleidsmaatregelen niet volstaan om de doelstelling te bereiken die België zich heeft opgelegd.

Figuur 3 toont eveneens veranderingen doorheen de tijd in de energiemix, ten voordele van elektriciteit en hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van vaste brandstoffen en olieproducten. Het aandeel van aardgas en afgeleide gassen³³ blijft relatief stabiel.

³⁰ Aangezien het referentiescenario een scenario bij ongewijzigd beleid is, houdt het geen rekening met potentiële nieuwe maatregelen.

³¹ Richtlijn 2012/27/EU van kracht op 4 december 2012.

³² Zie http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/reporting/2013/be_2013report_en.pdf

³³ Aardgas domineert die categorie: 97 % van het eindverbruik van aardgas en afgeleide gassen heeft betrekking op aardgas (dit percentage is stabiel over de hele projectieperiode).

Ondanks een dalend verbruik en aandeel van de olieproducten blijft aardolie de meest verbruikte brandstof op het niveau van de eindvraag. Aardolie is nog goed voor ongeveer een derde van het energie-eindverbruik in 2050, ten opzichte van 42 % in 2015. Het verbruik van olieproducten slinkt met 16 % over de projectieperiode: van 14,5 Mtoe in 2015 tot 12,6 Mtoe in 2030 en tot 12,2 Mtoe in 2050.

Het eindverbruik van de vaste brandstoffen, hoofdzakelijk steenkool, dat al weinig voorstelde in 2015, blijft verder afnemen: van 1,6 Mtoe in 2015 tot 1,4 Mtoe in 2030 en tot 0,8 Mtoe in 2050. Die daling kan in hoofdzaak worden toegeschreven aan de ijzer- en staalnijverheid. In 2050 bedraagt het aandeel van de vaste brandstoffen niet meer dan 2 %, ten opzichte van 5 % in 2015.

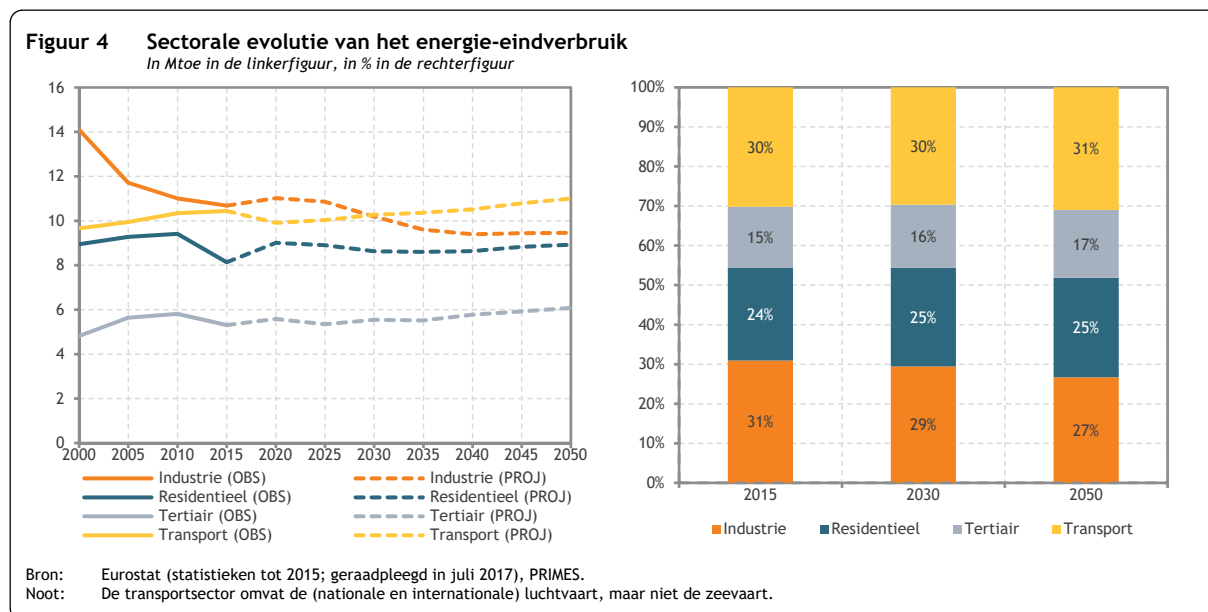
Het verbruik van aardgas en afgeleide gassen stijgt gematigd over de projectieperiode (+5 %): van 9,2 Mtoe in 2015 tot 9,4 Mtoe in 2030 en tot 9,7 Mtoe in 2050. Daardoor blijft het relatieve aandeel van gas stabiel (27 %) over de volledige projectieperiode.

Het verbruik van gedistribueerde warmte³⁴ neemt sterk toe (+56 % tussen 2015 en 2050), maar blijft bescheiden in het totale eindverbruik, onder de grens van 1 Mtoe en onder de 2 %.

Tot slot, het eindverbruik (en de aandelen) van elektriciteit en van hernieuwbare energiebronnen nemen sterk toe tegen 2050: van respectievelijk 7,0 Mtoe en 1,7 Mtoe in 2015 tot 7,7 Mtoe en 2,8 Mtoe in 2030 en nadien tot 9,0 Mtoe en 3,0 Mtoe in 2050. De relatieve aandelen van die beide energievormen stijgen eveneens: van 20 % in 2015 tot 25 % in 2050 voor elektriciteit en van 5 % in 2015 tot 8 % in 2050 voor HEB. De elektrificatie van het energiesysteem vindt zijn oorsprong in twee basistrends: enerzijds de geleidelijke verschuiving naar elektriciteit voor de verwarming van gebouwen (warmtepompen) en mobiliteit (elektrische wagens) en anderzijds de aanhoudend sterke groei van de elektrische toestellen in de residentiële en tertiaire sectoren (vooral betreffende informatie- en communicatietechnologieën en vrije tijd). Wat de HEB betreft, is de vooruitgang vooral opmerkelijk op middellange termijn, onder druk van de bindende doelstelling van 13 % HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020. Nadien blijft de HEB-bijdrage stabiel.

De sectorale evolutie van het energie-eindverbruik werpt een bijkomend licht op de analyse hierboven. Ze wordt samengevat in figuur 4 en tabel 4.

³⁴ Gedistribueerde warmte is warmte (of stoom) die wordt geproduceerd in WKK-centrales die eigendom zijn van de elektriciteitsproducenten en die door hen dus wordt verkocht aan de industrie. Volgens de Eurostat-methodologie wordt dat verbruik verrekend in de eindvraag, in tegenstelling tot de warmte die zelf wordt geproduceerd op de industriële sites en die niet wordt verrekend in de eindvraag. Het zijn de brandstoffen die worden gebruikt om die warmte op te wekken, die in de finale energiebalans worden opgenomen.



Een eerste vaststelling is dat de gevoerde of goedgekeurde beleidsmaatregelen, de uitvoering van het wetgevend klimaat- en energiepakket in 2020, de macro-economische en demografische evolutie en de ontwikkeling van de energieprijzen geen fundamentele invloed lijken te hebben op de relatieve bijdrage van de verschillende sectoren tot het energie-eindverbruik. De industrie en het transport vertegenwoordigen ongeveer 30 % van het energie-eindverbruik, de residentiële sector is goed voor ongeveer een vierde en de tertiaire sector neemt de rest voor zijn rekening. Het enige opmerkelijk feit is dat transport de koppositie inneemt vanaf 2030 en industrie van de troon stoot.

Tussen 2015 en 2050 daalt het energie-eindverbruik alleen in de industrie (-11 %) ondanks de groei van de industriële activiteit. De voornaamste oorzaken van die evolutie zijn: de verbetering van de energie-efficiëntie die voortvloeit uit de stijging van de koolstofprijs in de ETS-sectoren en de aanzienlijke stijging van de energieprijzen, de gematigde groei van de energie-intensieve bedrijfstakken en, a contrario, de ontwikkeling van de bedrijfstakken met een hogere toegevoegde waarde die minder energie-intensief zijn (zoals de farmaceutische industrie, voeding of metaalverwerking). In de overige sectoren van de eindvraag stijgt het energieverbruik: met 10 % in de residentiële sector³⁵, met 15 % in de tertiaire sector en met 5 % voor transport. De stijging verloopt geleidelijk in de eerste twee sectoren, terwijl transport een U-vormige evolutie doorloopt waarbij de bodem bereikt wordt in 2020.

Tabel 4 Energie-eindverbruik door de verschillende sectoren
Mtoe en %

	2015	Mtoe 2030	2050	2015-2030	Evolutie 2030-2050	2015-2050
Industrie	10,7	10,2	9,5	-5%	-7%	-11%
Residentiële sector	8,1	8,6	8,9	6%	3%	10%
Tertiair	5,3	5,5	6,1	4%	10%	15%
Transport	10,4	10,3	11,0	-2%	7%	5%
Totaal	34,6	34,6	35,5	0%	2%	3%

Bron: Eurostat (statistieken tot 2015; geraadpleegd in juli 2017), PRIMES.

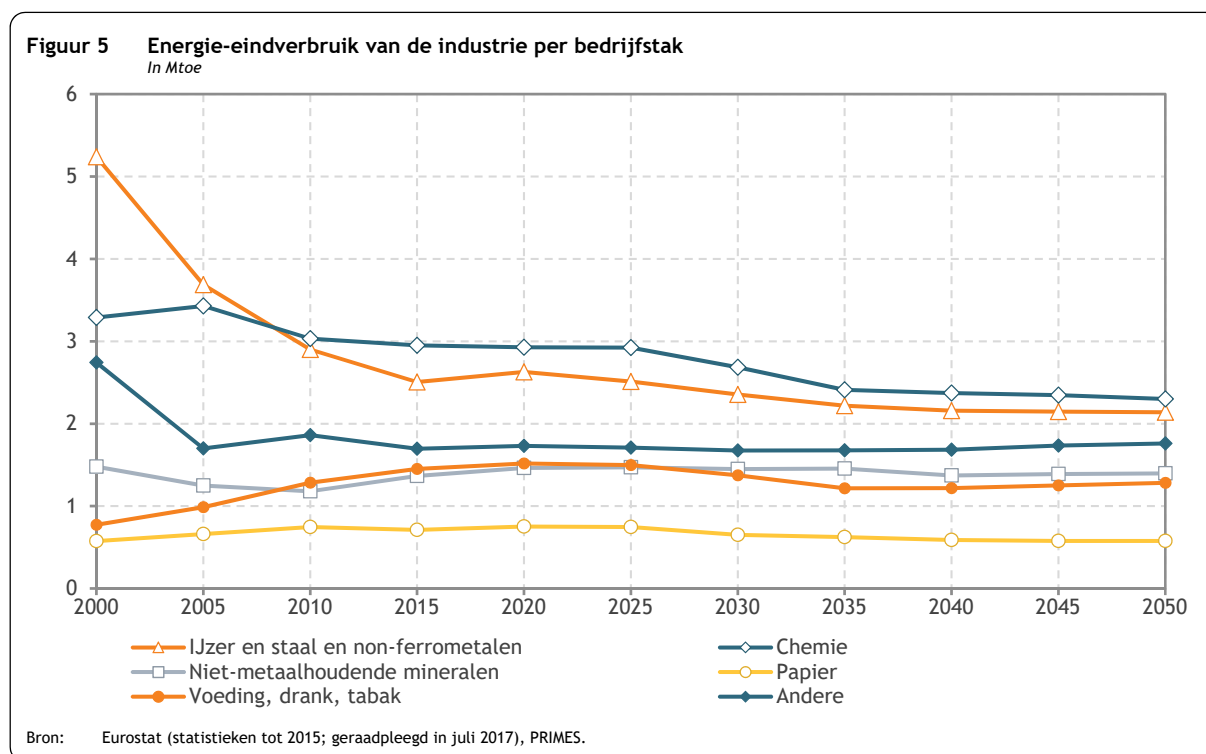
³⁵ In die sector is het energieverbruik bijzonder gevoelig voor de buitentemperaturen. Interessant om weten is dat 2015 een van de warmste jaren van de afgelopen vijftien jaar was. Het energieverbruik tegen 2050 blijft evenwel onder de niveaus van 2000 en 2010.

De volgende paragrafen gaan dieper in op de sectorale analyse van het energie-eindverbruik. Ze bestuderen met name de evoluties op het niveau van de industriële bedrijfstakken, het energieverbruik in de residentiële en tertiaire sector en de transporttypes en -modi. Ze onderzoeken eveneens de ontwikkeling van de energie-intensiteit en de energiekosten.

4.1.1. Industrie

Volgens de macro-economische vooruitzichten in hoofdstuk 3.1 zet de groei van de industriële activiteit zich door tot 2050. Over de periode 2015-2050 neemt de bruto toegevoegde waarde van de industrie jaarlijks toe met gemiddeld 1,2 %. Die ontwikkeling heeft zowel betrekking op de energie-intensieve bedrijfstakken als op de andere, ook al zetten de energie-intensieve takken een iets minder uitgesproken groeivoet (0,8 %) neer dan de andere (1,4 %). Volgens de Eurostat-nomenclatuur voor de energiestatistiek³⁶ omvatten de energie-intensieve bedrijfstakken de ijzer- en staalnijverheid, de non-ferrometalen, de chemische industrie, de niet-metaalhoudende minerale producten en de papierindustrie. Samen zijn die goed voor ongeveer 40 % van de toegevoegde waarde van de industrie (43 % in 2015, 38 % in 2050).

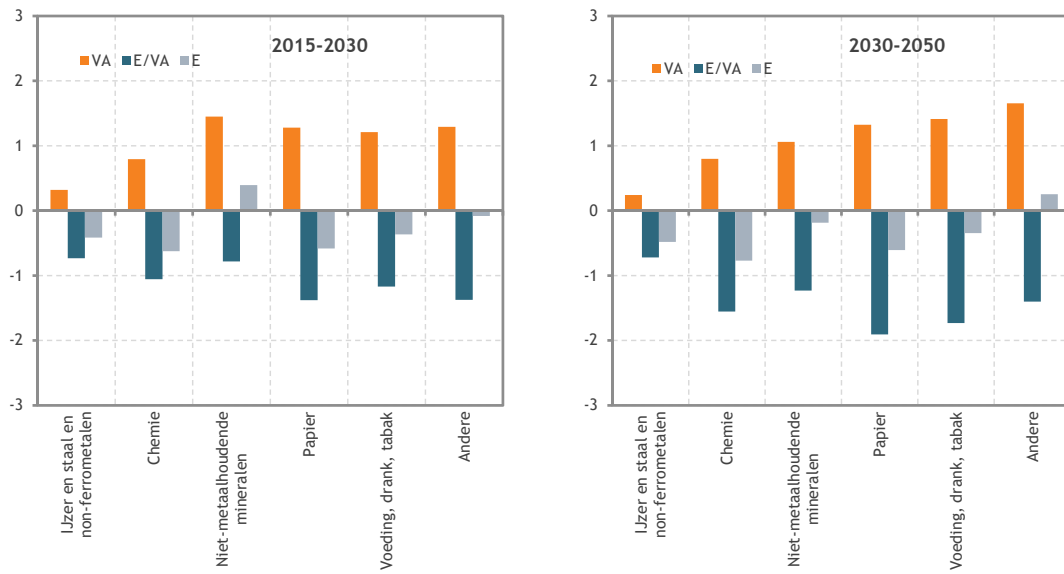
Figuur 5 toont de evolutie van het energie-eindverbruik van de industrie per bedrijfstak.



De evolutie van het energieverbruik van de industrie is nauw verbonden met de verwachte activiteit van de industriële bedrijfstakken die wordt gemeten aan de hand van de toegevoegde waarde, maar ook met de verbetering van de energie-efficiëntie die meetbaar is via de evolutie van de energie-intensiteit. Die relatie wordt geïllustreerd in figuur 6 voor de periode 2015-2030 (links) en de periode 2030-2050 (rechts).

³⁶ Doordat de industriële bedrijfstakken gegroepeerd in de energiebalansen van Eurostat zijn opgenomen, kunnen de energie-intensieve en niet-energie-intensieve activiteiten niet strikt van elkaar worden gescheiden. Zo omvat de chemische industrie zowel de basischemie die energie-intensief is als de vervaardiging van farmaceutische producten die niet energie-intensief is.

Figuur 6 Gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het energieverbruik van de industriële bedrijfstakken: uitsplitsing tussen het effect activiteit en het effect energie-intensiteit
In %



Bron: Eurostat (statistieken tot 2015; geraadpleegd in juli 2017), PRIMES.
 Noot: De activiteit van een bedrijfstak wordt hier gemeten aan de hand van de toegevoegde waarde (TW); E = energieverbruik; E/TW = energie-intensiteit.

Tijdens de periode 2015-2030 kan de verbetering van de energie-efficiëntie (of de daling van de energie-intensiteit) de impact van de groei van de activiteit in de meeste bedrijfstakken compenseren. Er is een aanzienlijke toename van de energie-efficiëntie in de bedrijfstakken die deel uitmaken van de ETS-sector en waar veel aardgas en elektriciteit wordt verbruikt. Dat kan worden verklaard door de gevoelige stijging van de prijzen van die twee energievormen³⁷ en door de aankoop van geveilde emissierechten. Voor de chemie komt daarbij het effect van een verandering in de samenstelling van het aggregaat³⁸: een terugval van de component 'basischemie' die bijzonder energie-intensief is en waarvan de groei gematigd is en een toename van de component 'vervaardiging van farmaceutische producten' die sterk groeit en minder energie-intensief is.

De bedrijfstak van de niet-metaalhoudende minerale producten is de uitzondering op de regel omdat die minder onderhevig is aan de gestegen energieprijzen: meer dan een derde van zijn energieverbruik berust op minder dure brandstoffen (vaste brandstoffen, afval). Daarenboven slagen de winsten in energie-efficiëntie er niet in de groei van de activiteit te compenseren.

Voor alle bedrijfstakken samen daalt het energie-eindverbruik van de industrie dus met 5 % tussen 2015 en 2030. Voor de energie-intensieve bedrijfstakken bedraagt dat cijfer 5 %. Voor de andere bedrijfstakken noteren we een daling van 3 %. Bijgevolg krimpt het aandeel van de energie-intensieve bedrijfstakken in het energie-eindverbruik van de industrie licht: van 71 % in 2015 tot 70 % in 2030.

Tijdens de periode 2030-2050 blijft de energie-intensiteit voldoende dalen om de effecten van de groei van de activiteit te compenseren. De verbetering van de energie-efficiëntie³⁹ wordt in stand gehouden

³⁷ Zie hoofdstukken 3.2 en 4.2.

³⁸ Evenals het onverwacht effect van een aanpassing van de energiestatistieken 2010-2015 tussen februari 2017 (ogenblik waarop de simulaties werden uitgevoerd) en juli 2017 (ogenblik waarop dit document werd opgesteld).

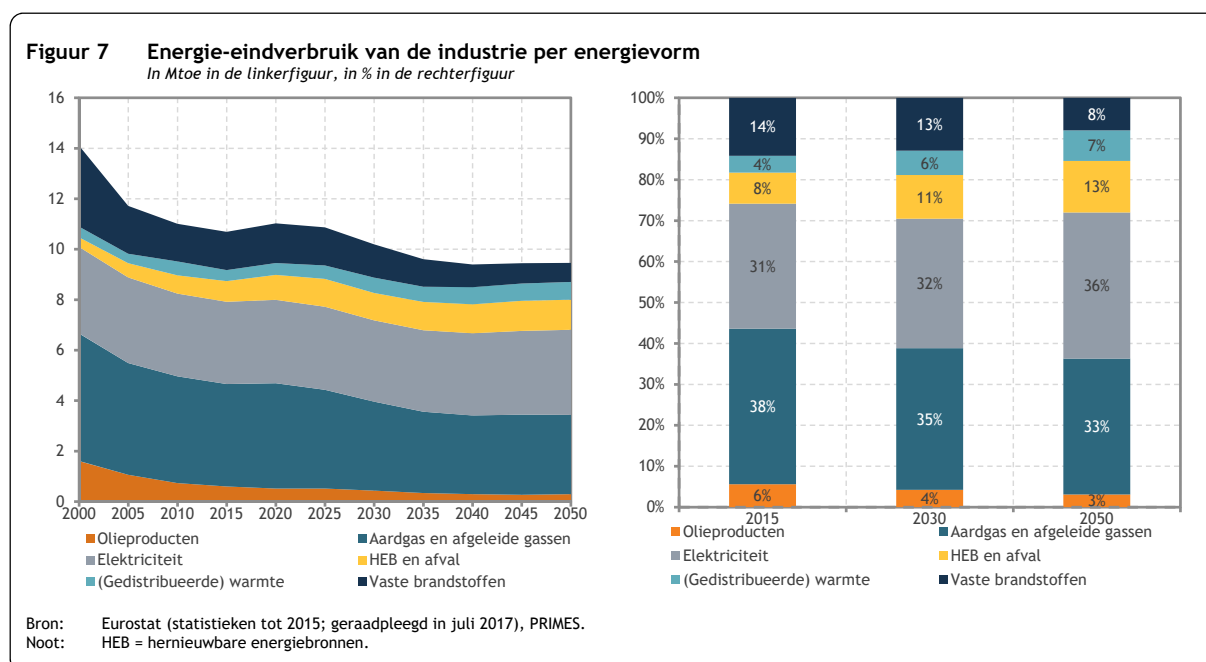
³⁹ Voor de chemische industrie blijft het structureffect ook een rol spelen.

door de stijging van de energieprijzen en de sterke stijging van de koolstofprijs die ertoe aanzet te opteren voor de meest efficiënte technologieën bij de vervanging van installaties. Het energie-eindverbruik van de industrie blijft dus dalen en bevindt zich in 2050 7 % onder het niveau van 2030. Die daling is hoofdzakelijk toe te schrijven aan de energie-intensieve bedrijfstakken (-10 %), terwijl het energieverbruik van de niet-energie-intensieve bedrijfstakken stabiel blijft. Het aandeel van die eerste in het energie-eindverbruik van de industrie wordt dus nog kleiner en bedraagt in 2050 68 %.

Zoals blijkt uit figuur 7 gaan de bovenbeschreven evoluties gepaard met een geleidelijke vermindering van het gebruik van vaste brandstoffen (vooral steenkool) en van olieproducten en van hun aandeel in het totale energieverbruik van de industrie. Het verbruik van vaste brandstoffen en olieproducten daalt met de helft over de periode 2015-2050. Het aandeel van de vaste brandstoffen (resp. olieproducten) daalt van 14 % (resp. 6 %) in 2015 tot 8 % (resp. 3 %) in 2050.

Het gasverbruik⁴⁰ daalt tot in 2040 en stagneert vervolgens over de laatste tien projectie jaren. In 2050 is het gasverbruik met 23 % gedaald ten opzichte van het niveau van 2015, hoofdzakelijk als gevolg van de aanzienlijke stijging van de aardgasprijzen. Gas slaagt er evenwel in een marktaandeel te behouden rond de 33 %.

Omgekeerd neemt het verbruik van biomassa en afval en van gedistribueerde warmte⁴¹ geleidelijk aan toe, net als hun aandeel in het totale energieverbruik van de industrie. Biomassa en afval (gedistribueerde warmte) dekken 13 % (resp. 7 %) van de energiebehoeften in 2050, tegenover 8 % (resp. 4 %) in 2015. Het verbruik van biomassa en afval (gedistribueerde warmte) stijgt dus met 46 % (resp. 61 %) gedurende de projectieperiode. Het groter verbruik van gedistribueerde warmte komt door de verdere ontwikkeling van WKK onder impuls van het bestaande beleid, met name de Europese richtlijn inzake energie-efficiëntie.



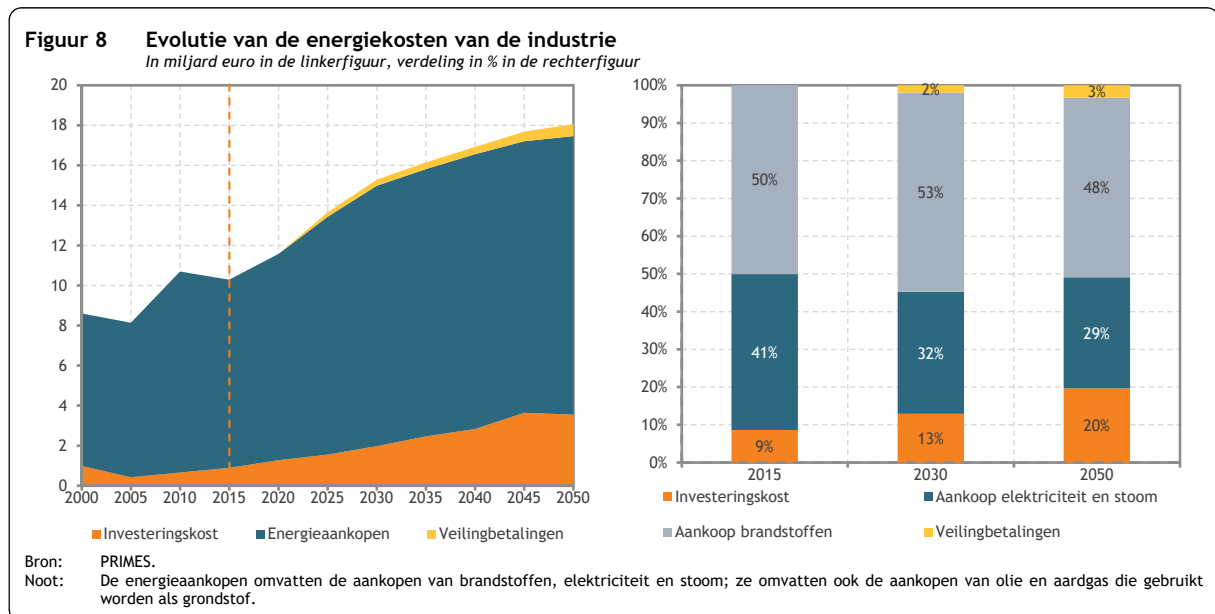
⁴⁰ d.i. aardgas (tussen 92 en 96 %) en afgeleide gassen (tussen 4 en 8 %).

⁴¹ Zie voetnoot 31. Dezelfde terminologie wordt gebruikt voor alle sectoren, terwijl het in de industrie vooral over stoom gaat.

De evolutie van het elektriciteitsverbruik, ten slotte, is tegengesteld aan die van gas: eerst vrijwel stabiel tot 2040 gevolgd door een stijging over de periode 2040-2050. In 2050 is het elektriciteitsverbruik van de industrie toegenomen met 4 % in vergelijking met 2015 (39,3 TWh vs. 37,9 TWh) en boekt vijf procentpunt winst. Elektriciteit wordt geleidelijk de dominante energievorm in de industrie waar ze 36 % van de energiebehoeften dekt aan het einde van de projectieperiode.

De analyse van de energiekosten levert eveneens interessante informatie op omdat die kosten één van de verklarende factoren zijn van het concurrentievermogen van de industrie⁴². De energiekosten die door de industrie worden gedragen omvatten de investeringskosten⁴³ voor de energie-uitrustingen (ovens, ketels, enz.), de kosten voor de aankoop van brandstoffen⁴⁴, elektriciteit en, desgevallend, stoom, en de kosten verbonden aan de veiling van emissierechten betaald door de ondernemingen uit de ETS-sector. Figuur 8 en figuur 9 tonen de evolutie van twee kostenindicatoren: enerzijds, het bedrag van de energiekosten en de verdeling over de verschillende componenten en, anderzijds, de eenheidskosten voor energie (Eng.: *unit energy cost*). Naar analogie met de eenheidskosten voor arbeid meten de eenheidskosten voor energie de kostprijs van de energie-inputs⁴⁵ voor een eenheid toegevoegde waarde in een bedrijfstak of een geheel van bedrijfstakken⁴⁶. Die indicator maakt het mogelijk om het relatieve belang te vergelijken van de energie-inputs – en dus de gevoeligheid voor schokken in de energieprijzen – van de bedrijfstakken in de loop van de tijd.

De energiekosten van de industrie verdubbelen bijna tussen 2015 en 2050: 18 miljard euro in 2050 ten opzichte van 10 miljard in 2015 (wat neerkomt op een gemiddelde jaarlijkse groei van 1,6 %). Alle kostencomponenten dragen bij tot die toename: de investeringsuitgaven liggen 4 keer hoger, de uitgaven voor de aankoop van energie nemen toe met 48 % en de kostprijs van de geveilde emissierechten in het kader van het ETS-systeem neemt toe, vooral na 2020, door het prijsverloop van die emissierechten.



⁴² Vergeleken met de toestand in de andere landen.

⁴³ Verrekend in de vorm van annuïteiten.

⁴⁴ Met inbegrip van de aankoop van energie gebruikt als grondstof, in hoofdzaak in de petrochemie.

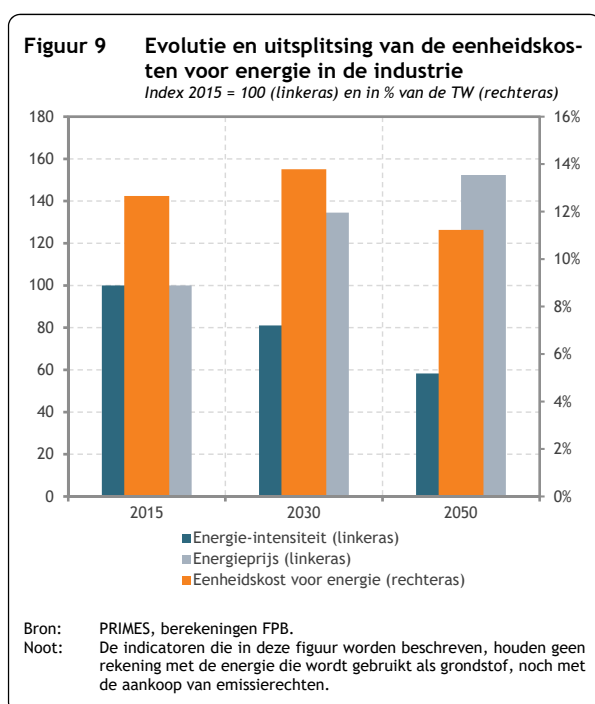
⁴⁵ Uitgezonderd niet-energetisch gebruik (grondstof) en aankoop van emissierechten.

⁴⁶ Zie http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf

De structuur van de energiekosten evolueert in de loop van de tijd. De energieaankopen (brandstoffen, elektriciteit en stoom) blijven domineren, maar hun aandeel krimpt enigszins: van 91 % in 2015 tot 77 % in 2050. De investeringskosten, daarentegen, gaan er elf procentpunt op vooruit: 20 % in 2050 tegenover 9 % in 2015. De bedragen voor de emissieheffingen die worden betaald door de bedrijfstakken die deel uitmaken van de ETS, vertegenwoordigen 3 % van de energiekosten van de industrie aan het einde van de projectieperiode.

De kostprijs van de energie-aankopen neemt toe, zowel voor elektriciteit en stoom als voor fossiele en andere brandstoffen (biomassa en afval). De stijging is echter sterker voor fossiele en andere brandstoffen dan voor elektriciteit en stoom. Dat verklaart waarom het aandeel van de aankoop van elektriciteit en stoom in de energiekosten gestaag afneemt: van 41 % in 2015 naar 29 % in 2050. De gestage daling van het aandeel van de kosten van de brandstofaankopen na 2030 wordt verklaard door de meer gematigde evolutie van de aardgasprijs aan het einde van de projectieperiode (zie figuur 1), een energievorm die overvloedig gebruikt wordt in de Belgische industrie, niet alleen als brandstof maar ook als grondstof.

De evolutie van de eenheidskosten voor energie (figuur 9) wordt verklaard door twee effecten: een effect *energie-intensiteit* en een effect *energieprijs*. Het effect *energie-intensiteit* geeft aan hoe de hoeveelheid energie evolueert die nodig is om een eenheid toegevoegde waarde te produceren. Onder *energieprijs* verstaat men hier de verhouding tussen de kostprijs van de energieaankopen en de hoeveelheid verbruikte energie.



Over de projectieperiode (2015-2050) neemt de evolutie van de eenheidskosten voor energie de vorm aan van een omgekeerde U; ze stijgen eerst tussen 2015 en 2030 (van 12,7 % tot 13,8 %) en dalen vervolgens tot 11,2 % in 2050, of 1,5 procentpunt onder het cijfer van 2015. Terwijl de energie-intensiteit van de industrie gestaag afneemt tot 2050, volstaat die neerwaartse trend niet om de snelle stijging van energieprijzen tegen 2030 in te nemen en de eenheidskosten nemen toe. Na 2030 domineert de daling van de energie-intensiteit het prijseffect en de eenheidskosten voor energie zetten opnieuw een daling in.

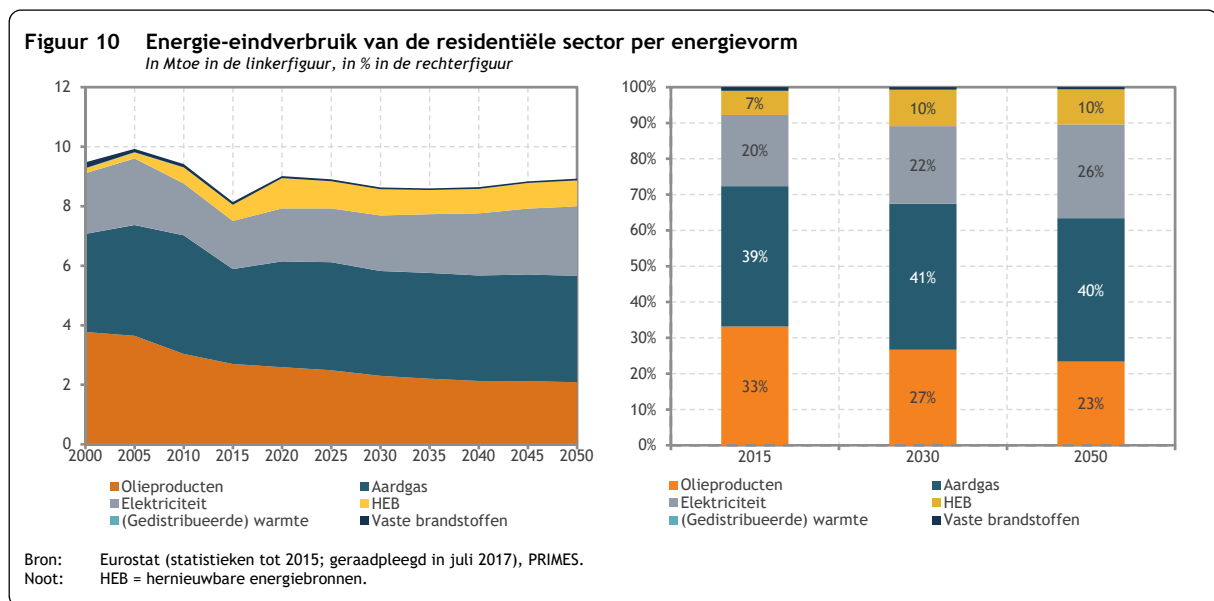
De analyse van de evolutie van de energiekosten die hierboven wordt weergegeven, heeft betrekking op de industrie in haar totaliteit. Daarin ver-

borgen liggen de specificiteiten van de individuele bedrijfstakken en vooral van de energie-intensieve bedrijfstakken, waar de energiekosten een belangrijke zorg zijn in termen van impact op het concurrentievermogen.

4.1.2. Residentiële sector

Het energieverbruik in de residentiële sector is bijzonder gevoelig voor de buitentemperaturen: de verwarming van gebouwen vertegenwoordigt 3/4e van het energieverbruik van de sector. Die afhankelijkheid is duidelijk merkbaar voor de historische jaren (figuur 10), waarvoor het reële verbruik wordt weergegeven. Zo was 2010 een bijzonder koud jaar dat wordt gekenmerkt door een hoog energieverbruik. 2015 was daarentegen een veeleer warm jaar met een energieverbruik dat duidelijk lager lag dan in de voorgaande jaren. In de projectie wordt de afhankelijkheid voor de temperaturen geneutraliseerd door te werken met een genormaliseerd energieverbruik (zie 3.4). De toename van het energie-eindverbruik in 2020 is vooral de weerspiegeling van die normalisering: de waarde van de normale graaddagen in de projectie is hoger dan de waarde van de reële graaddagen die in 2015 werden opgetekend. Hetzelfde geldt dus voor de verwarmingsbehoeften.

Tijdens een eerste periode stijgt het residentieel energieverbruik van 8,1 Mtoe in 2015 tot 9,0 Mtoe in 2020. Nadien daalt het energiegebruik gestaag en bereikt een dieptepunt (in de projectie) tussen 2030 en 2040 (8,6 Mtoe). Ten slotte klimt het opnieuw naar 8,9 Mtoe in 2050. Het niveau dat in 2050 wordt bereikt, is vergelijkbaar met dat van 2020. Tussen 2015 en 2050 stijgt het energie-eindverbruik van de residentiële sector gemiddeld met 0,3 % per jaar.



Die globale evolutie verbergt enkele specifieke evoluties voor de verschillende energievormen.

Het steenkoolverbruik vertegenwoordigde minder dan 1 % van het residentiële energieverbruik in 2015 en gaat er nog verder op achteruit tijdens de projectieperiode (-32 %). In 2050 maken de gezinnen er amper nog gebruik van. Het verbruik van olieproducten neemt eveneens af (met 23 % tussen 2015 en 2050). Dat komt door een verhoogd gebruik van aardgas, hernieuwbare energiebronnen en elektrische toepassingen (zoals warmtepompen) voor verwarmingsbehoeften. Het verbruik van aardgas stijgt met 12 % tussen 2015 en 2050. Die toename vindt plaats tussen 2015 en 2020; na 2020 blijft het aardgasverbruik stabiel.

De vraag naar elektriciteit stijgt met 44 % over de periode 2015-2050. De voornaamste oorzaken van die groeiende vraag naar elektriciteit in de residentiële sector zijn het voortdurend groter aantal elektrische toestellen per gezin, de toename van het aantal gezinnen en, in mindere mate, de ontwikkeling van elektrische warmtepompen. Door een opmerkelijke verbetering van het energierendement van die elektrische toestellen en van verlichting (een stijging van de energie-efficiëntie met 32 % is voorzien tegen 2050) blijft de groei van de elektriciteitsvraag evenwel gematigd (gemiddeld 1,1 % per jaar tussen 2015 en 2050). Verdeeld over het aantal gezinnen stijgt het huishoudelijk elektriciteitsverbruik met 21 % tegen 2050 (van 3 900 kWh in 2015 tot 4 700 kWh in 2050), of gemiddeld +0,5 % per jaar. Het wordt vooral getrokken door de specifieke elektrische toepassingen⁴⁷: +31 % over de periode 2015-2050 of +0,8 % gemiddeld per jaar. Ter vergelijking, het elektriciteitsverbruik per gezin voor overige toepassingen (verwarming van water en gebouwen, koken) stijgt met 8 % over dezelfde periode, of een groei met gemiddeld 0,2 % per jaar.

Biomassa vertoont een gelijkaardig patroon en ziet haar verbruik toenemen met 40 %, enkel nog voorbijgestoken in groeicijfers door zonthermische (factor 6) en geothermische warmte (van 0 naar 4 ktoe in 2050). Die laatste blijft echter zeer gering in 2050.

Aan het einde van de projectieperiode blijft aardgas de meest gebruikte energievorm in de residentiële sector (40 % van de eindvraag naar energie), gevolgd door elektriciteit (26 %), olieproducten (23 %) en hernieuwbare energiebronnen (10 %). Van de hernieuwbare energiebronnen domineert biomassa met iets meer dan 8 % in 2050. In 2015 bedroegen die aandelen nog 39 % voor aardgas, 20 % voor elektriciteit, 33 % voor olieproducten en 7 % voor hernieuwbare energiebronnen.

De verbetering van de energie-intensiteit van de residentiële sector (gemeten als de verhouding van het energie-eindverbruik tot de consumptieve bestedingen van de huishoudens) bedraagt gemiddeld 1,5 % per jaar tussen 2015 en 2050. Die continue verbetering is toe te schrijven aan de combinatie van twee factoren: het amalgaam van energie-efficiëntiemaatregelen die in het referentiescenario vervat zitten (zie deel 3.3 en 3.4) en de stijgende energieprijzen.

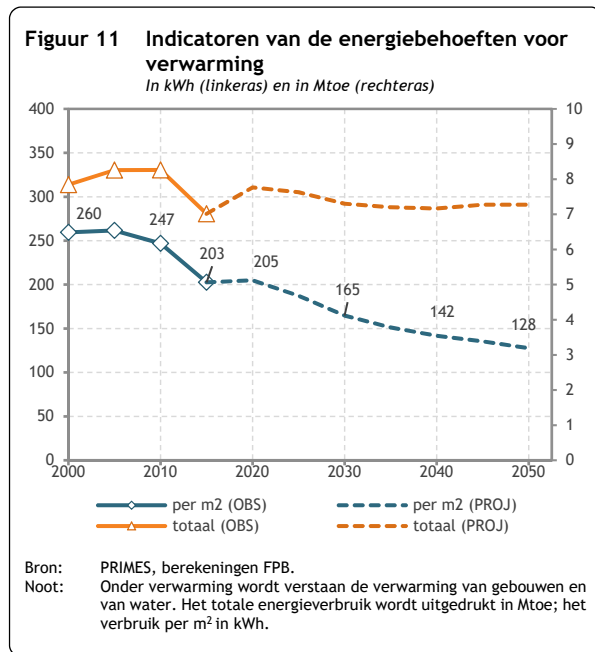
De vraag naar energie per inwoner daalt licht en bedraagt in 2050 0,70 toe per inwoner⁴⁸, wat een afname van 3 % vertegenwoordigt ten opzichte van 2015 wanneer nog 0,72 toe⁴⁹ per inwoner werd geconsumeerd. Die terugval wordt verklaard door de daling van het energieverbruik per inwoner voor verwarming en koken (-8 % tijdens de periode 2015-2050), terwijl het elektriciteitsverbruik per inwoner voor elektrische apparaten en verlichting fors toeneemt (+38 % tijdens de periode 2015-2050).

⁴⁷ De specifieke toepassingen wijzen op toepassingen die enkel mogelijk zijn met elektriciteit, zoals verlichting, audiovisueel gebruik en informatica. Ze omvatten ook het gebruik van kleine (strijkijzer, stofzuiger, broodrooster, enz.) en grote huishoudtoestellen (wasmachine, koelkast, enz.).

⁴⁸ 1 toe=11 630 kWh.

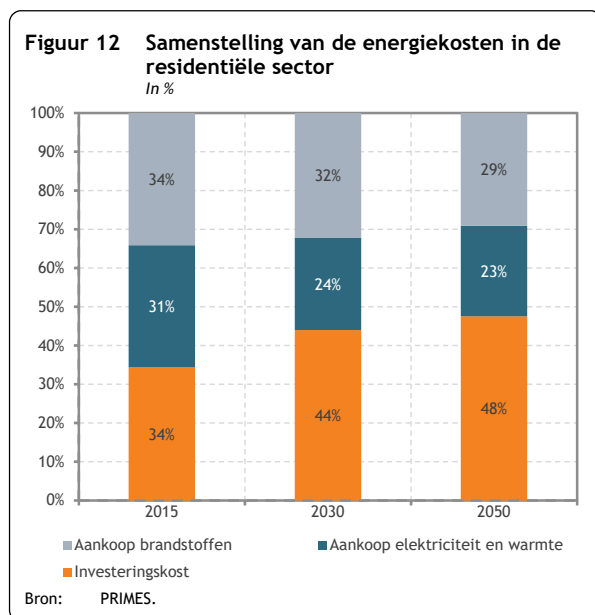
⁴⁹ Ter herinnering, het jaar 2015 was een warm jaar dat gekenmerkt werd door een relatief laag residentieel energieverbruik.

De dalende energiebehoeften per inwoner voor verwarming reflecteren de impact van investeringen in



isolatie en meer performante verwarmingsketels voor de bestaande woningen en in lage- of (bijna)energie neutrale woningen voor nieuwbouw. Die investeringsbeslissingen vloeien voort uit de verplichtingen die worden beschreven in de verschillende Europese richtlijnen en die worden omgezet in concrete maatregelen op nationaal en regionaal niveau. Het effect van die beleidsmaatregelen kan ook gezien worden in een andere veelgebruikte indicator: het energieverbruik per m² woningoppervlakte. Figuur 11 toont de evolutie ervan naast die van het totale verbruik. Bij ongewijzigd beleid daalt het energieverbruik per m² sterk van 203 kWh in 2015 tot 128 kWh in 2050, een daling van 37 %. Die verbetering van de energie-efficiëntie van alle woningen afzonderlijk wordt

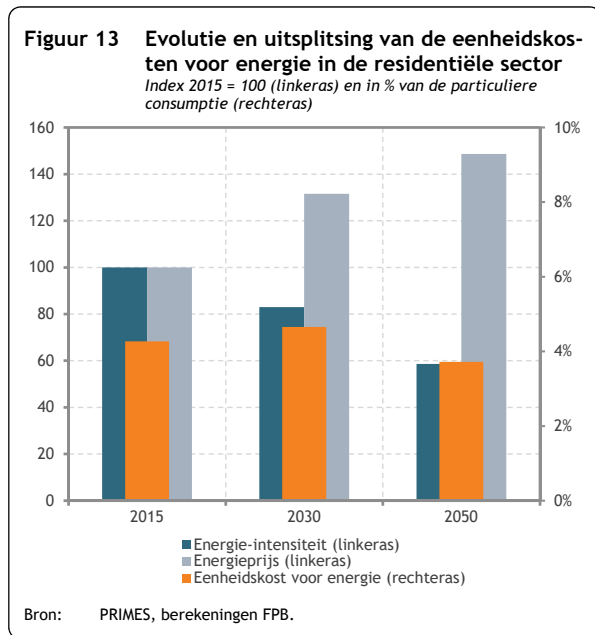
evenwel tegengegaan door twee volume-effecten: het effect verbonden aan het aantal woningen (waarvan het aantal huishoudens een maatstaf kan zijn) en het effect verbonden aan de gemiddelde oppervlakte per woning die verondersteld wordt te stijgen in deze projectieoefening.



De energiekosten die worden gedragen door de huishoudens omvatten investeringen voor energie consumerende uitrustingen (ketels, elektrische toestellen, enz.), naast investeringen voor gebouwisolatie en kosten voor de aankoop van elektriciteit en brandstoffen. Tussen 2015 en 2050 gaan die meer dan verdubbelen: ze nemen per jaar gemiddeld toe met 2,1 %. De toename van de energiekosten is te wijten aan stijgingen in alle onderdelen, in de eerste plaats in de investeringen (+3,0 % gemiddeld per jaar), gevolgd door uitgaven voor de aankoop van brandstoffen zoals aardgas en huisbrandolie (+1,6 % gemiddeld per jaar) en ten slotte de kosten voor de aankoop van elektriciteit (+1,2 % gemiddeld per jaar).

Die evoluties hebben tot gevolg dat het aandeel van de investeringskosten in de energiekosten van de residentiële sector gevoelig stijgt (zie figuur 12): in 2050 ligt dat aandeel in de buurt van 50 %, terwijl het in 2015 maar 34 % bedroeg. Het aandeel van de uitgaven voor de aankoop van brandstoffen (resp. elektriciteit) daalt daarentegen: 29 % (resp. 23 %) in 2050 ten opzichte van 34 % (resp. 31 %) in 2015.

De eenheidskosten voor energie in de residentiële sector worden gedefinieerd als het aandeel van de



energie-aankopen (transport niet meegerekend) in de consumptieve bestedingen van de huishoudens (of particuliere consumptie). Naar analogie met de analyse voor de industrie kunnen de eenheidskosten voor energie worden opgesplitst in een effect *energie-intensiteit* (dit is het energieverbruik gedeeld door de particuliere consumptie) en een effect *energieprijs* (dit zijn de energie-aankopen gedeeld door het energieverbruik).

Zoals blijkt uit figuur 13 nemen de eenheidskosten voor energie in eerste fase toe van 4,3 % in 2015 tot 4,7 % in 2030. De daling van de energie-intensiteit volstaat dan niet om de abrupte stijging van de energieprijs (brandstoffen en elektriciteit) te compenseren. Na 2030 begeven de eenheidskosten

voor energie zich op een dalend pad en bedragen ze 3,7 % in 2050, wat lager is dan in 2015.

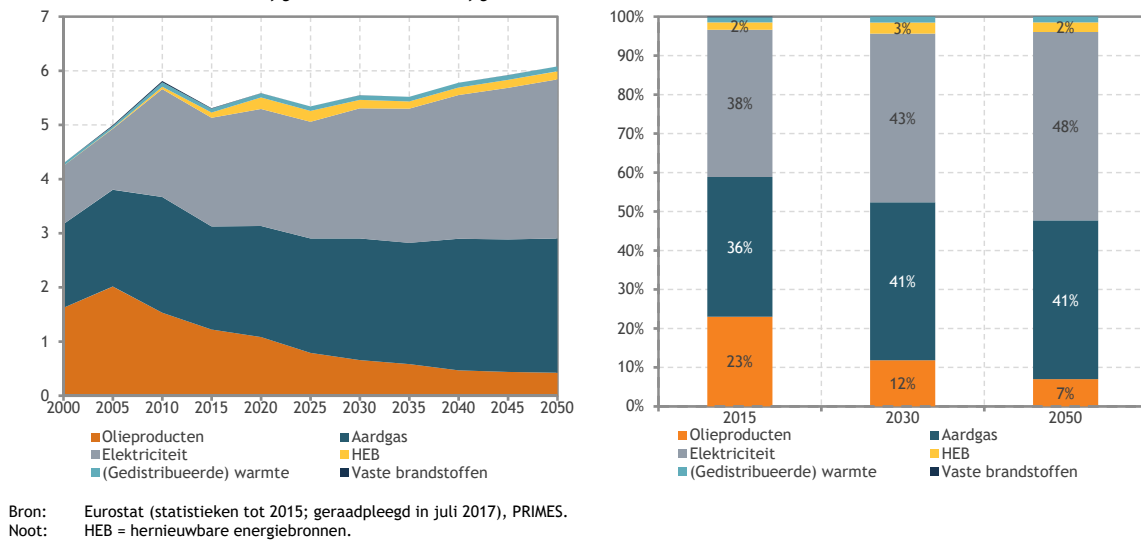
4.1.3. Tertiaire sector

Hoewel minder duidelijk dan in de residentiële sector hangt het energie-eindverbruik van de tertiaire sector (diensten en landbouw) eveneens af van de temperaturomstandigheden. Het aandeel van het energieverbruik voor verwarming van gebouwen is er algemeen minder groot. Het klimaateffect op het energieverbruik is niettemin zichtbaar in figuur 14: een verbruikspiek in 2010, toen het bijzonder koud was, en een dip in 2015 toen het warmer was.

Het energie-eindverbruik van de tertiaire sector klimt met 15 % tussen 2015 en 2050, wat neerkomt op een gemiddelde jaarlijkse toename met 0,4 %. Figuur 14 toont dat het energieverbruik vrijwel stabiel blijft tussen 2020 en 2035, maar tijdens de laatste projectiejaren opnieuw stijgt. Uit de evolutie op middellange termijn blijkt dat de huidige maatregelen inzake energie-efficiëntie samen met de energieprijzen het effect van de groei van de sectorale activiteit kunnen compenseren.

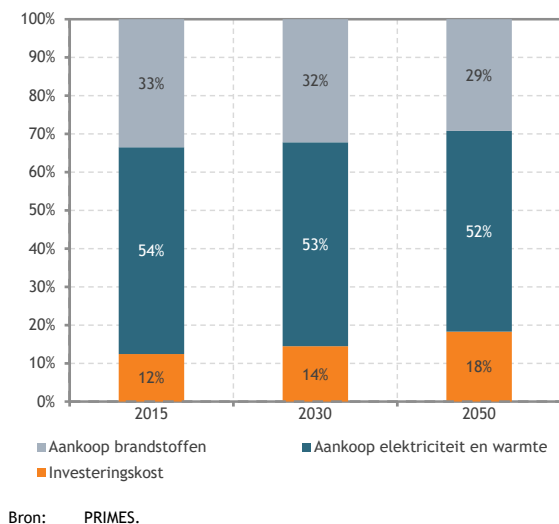
Op lange termijn blijft de energie-intensiteit van de tertiaire sector (gemeten als de verhouding tussen het energieverbruik en de toegevoegde waarde) dalen. Over de gehele projectieperiode daalt ze met 36 %, of gemiddeld 1,3 % per jaar. Dat is het resultaat van de vooruitgang in technologie en van verschuivingen tussen de verschillende energievormen die, ondanks een snelle stijging van de toegevoegde waarde van de sector (+ 1,7 % gemiddeld per jaar over de periode 2015-2050), het groeitempo van het energieverbruik kunnen temperen.

Figuur 14 Energie-eindverbruik van de tertiaire sector per energievorm
In Mtoe in de linkerfiguur en in % in de rechterfiguur



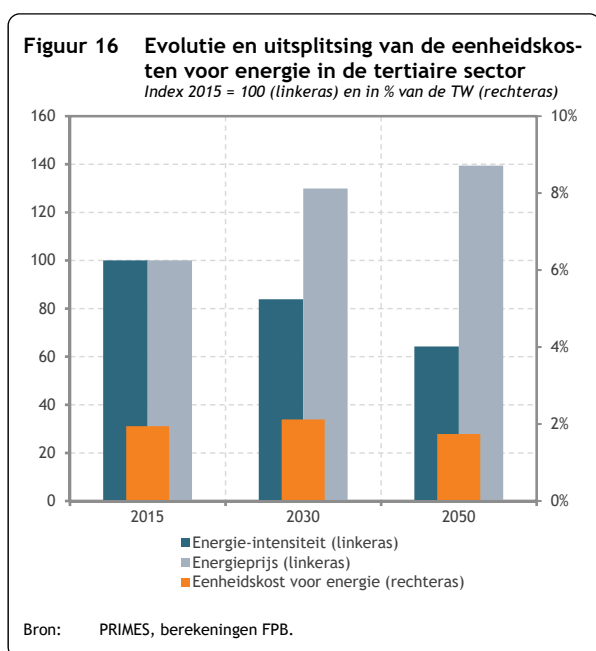
Daarbij vindt ook een reorganisatie tussen de verschillende energievormen plaats: het aandeel van olieproducten verliest sterk aan terrein (van 23 % in 2015 naar 7 % in 2050) ten voordele van aardgas en elektriciteit. Het aandeel van aardgas stijgt van 36 % in 2015 tot 41 % 2050, terwijl dat van elektriciteit toeneemt van 38 % in 2015 tot 48 % in 2050. Het elektriciteitsverbruik stijgt met 47 % tussen 2015 en 2050 en dat van aardgas met 30 %. Het verbruik van olieproducten slinkt met 65 %, wat zich vertaalt in een daling van het aandeel van 16 procentpunt. Warmte groeit aan met 27 % en hernieuwbare energie, vooral biomassa, met 51 %. Hun aandelen in de energiemix blijven echter klein.

Figuur 15 Samenstelling van de energiekosten in de tertiaire sector
In %



De energiekosten die de tertiaire sector dient op te hoesten, groeien tussen 2015 en 2050 aan met 71 %, wat neerkomt op een groeivoet van gemiddeld 1,5 % per jaar over de projectieperiode. Net zoals in de industrie en de residentiële sector nemen de investeringsuitgaven sneller toe dan de uitgaven voor de aankoop van energie. Die evolutie vertaalt zich in wijzigingen in de samenstelling van de energiekosten (zie figuur 15). Zo evolueert het aandeel van de investeringen van 12 % in 2015 naar 14 % in 2030 en naar 18 % in 2050. Daartegenover staat dat het aandeel van de aankoop van energie afneemt in de tijd. Die daling geldt echter enkel voor de uitgaven voor de aanschaf van brandstoffen (in hoofdzaak aardgas en huisbrandolie) waarvan het aandeel krimpt van 33 % in 2015 naar 29 %

in 2050. Dat komt door een betere isolatie van de gebouwen en een verbetering van de energie-efficiëntie van de verwarmingssystemen. Het aandeel van de uitgaven voor de aanschaf van elektriciteit blijft nagenoeg stabiel en schommelt tussen 52 % en 54 %. Het feit dat elektrische toestellen almaar energie-



efficiënter worden, compenseert vrijwel volledig de toename van elektrische toepassingen en de steeds hogere elektriciteitsprijzen. Dit blijft de grootste uitgavenpost voor de tertiaire sector.

De eenheidskosten voor energie liggen gevoelig lager in de tertiaire sector dan in de industrie en bevinden zich gedurende de ganse projectieperiode onder de 2 % (zie figuur 16). De evolutie van de kosten is echter vergelijkbaar: een toename tot 2030 gevolgd door een gestage daling tussen 2030 en 2050. In 2050 liggen de eenheidskosten voor energie weer onder het niveau van 2015: 1,7 % vs. 1,9 %. Het effect *energieprijs* domineert het effect *energie-intensiteit* tot 2030, maar daarna zien we het omgekeerde.

4.1.4. Transport

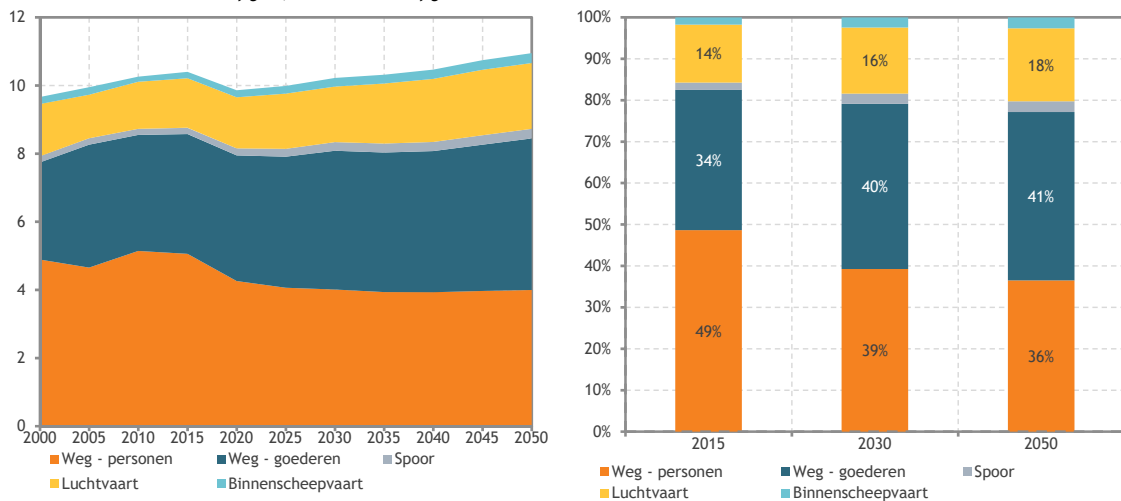
Volgens de Eurostat-conventie omvat het energie-eindverbruik van de transportsector alle energievormen met uitzondering van de bunkerbrandstoffen voor het maritiem transport. Voor het personenvervoer⁵⁰ wordt het energie-eindverbruik onderverdeeld in transportmodi over de weg (privévoertuigen en -bestelwagens, motorfietsen, bussen en autocars), over het spoor (trein, tram en metro) en door de lucht (binnen- en buitenlandse vluchten). Voor het goederenvervoer wordt het onderverdeeld in transportmodi over de weg (vracht- en bestelwagens), over het spoor en de binnenscheepvaart.

Zoals blijkt uit figuur 17 evolueert het energie-eindverbruik van de transportsector in de toekomst in twee fasen: eerst kent het een daling tussen 2015 en 2020 (gemiddeld -1,1 % per jaar) en daarna een regelmatige stijging tussen 2020 en 2050 (gemiddeld +0,3 % per jaar). In 2050 ligt het energie-eindverbruik van de transportsector (11 Mtoe) 5 % boven het niveau van 2015 (10,4 Mtoe).

De daling van het energieverbruik tussen 2015 en 2020 is uitsluitend toe te schrijven aan het personenvervoer over de weg dat voor ongeveer de helft bijdraagt tot het totale verbruik van de sector. Het energieverbruik van het personenvervoer over de weg daalt met 16 %, terwijl het verbruik van de overige transportmodi stijgt over dezelfde periode. Na 2020 en tot 2040 blijft het energieverbruik van het wegvervoer voor personen verder wegzakken, maar niet voldoende om de gestage toename van het verbruik van de overige transportvormen tegen te gaan. Tussen 2040 en 2050 is er een algemene stijging van het energieverbruik. Een gevolg van die evoluties is dat het personenvervoer over de weg – waarvan het aandeel 36 % bedraagt in 2050 (tegenover 49 % in 2015) – haar eerste plaats moet afstaan aan het goederenvervoer over de weg dat 41 % van het energie-eindverbruik van de sector vertegenwoordigt (tegenover 34 % in 2015). Samen vertegenwoordigt het wegvervoer nog steeds meer dan 3/4e van het energieverbruik van de transportsector.

⁵⁰ Eveneens bij conventie wordt het energieverbruik van de huishoudens met betrekking tot vervoer (brandstof voor privévoertuigen of motorfietsen) verrekend in de transportsector en niet in de residentiële sector.

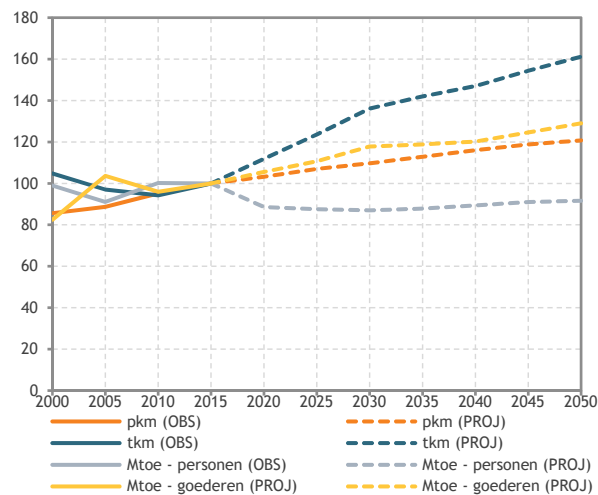
Figuur 17 Energie-eindverbruik van de transportsector per transportvorm
In Mtoe in de linkerfiguur, in % in de rechterfiguur



Bron: Eurostat (statistieken tot 2015; geraadpleegd in juli 2017), PRIMES.
 Noot: Voor het wegvervoer leek het interessant het overeenstemmende energieverbruik onder te verdelen in personen- en goederenvervoer.

De evolutie van het energie-eindverbruik van de transportsector is het resultaat van verschillende elementen waarvan de belangrijkste zijn: de ontwikkeling van de vervoersactiviteit op het Belgische grondgebied (gemeten in reizigerskilometers voor het personenvervoer en in tonkilometers voor het goederenvervoer) en de verbetering van de energie-efficiëntie van het vervoerssysteem.

Figuur 18 Vergelijkende evolutie van de vervoersactiviteit en het energie-eindverbruik
Index 2015 = 100



Bron: Eurostat (energiestatistieken tot 2015; geraadpleegd in juli 2017), EU transport in figures (2017), PRIMES.
 Noot: pkm = reizigerskilometers, tkm = tonkilometers.

De vervoersactiviteit neemt, ten opzichte van 2015, toe met 61 % voor het goederenvervoer en met 21 % voor het personenvervoer tegen 2050. Tegen 2030⁵¹ bedraagt die toename respectievelijk 36 % en 10 %. Ondanks dergelijke groeicijfers stijgt het energie-eindverbruik tegen 2050 slechts met 29 % voor het eerste vervoerstype en neemt het zelfs met 8,4 % af voor het tweede. Die verschillende evoluties weerspiegelen de verbetering van de energie-efficiëntie van de transportsector⁵² die de ont koppeling tussen de vervoersactiviteit en het energieverbruik benadrukt.

Voor het personenvervoer is die verbetering vooral toe te schrijven aan de toepassing van de

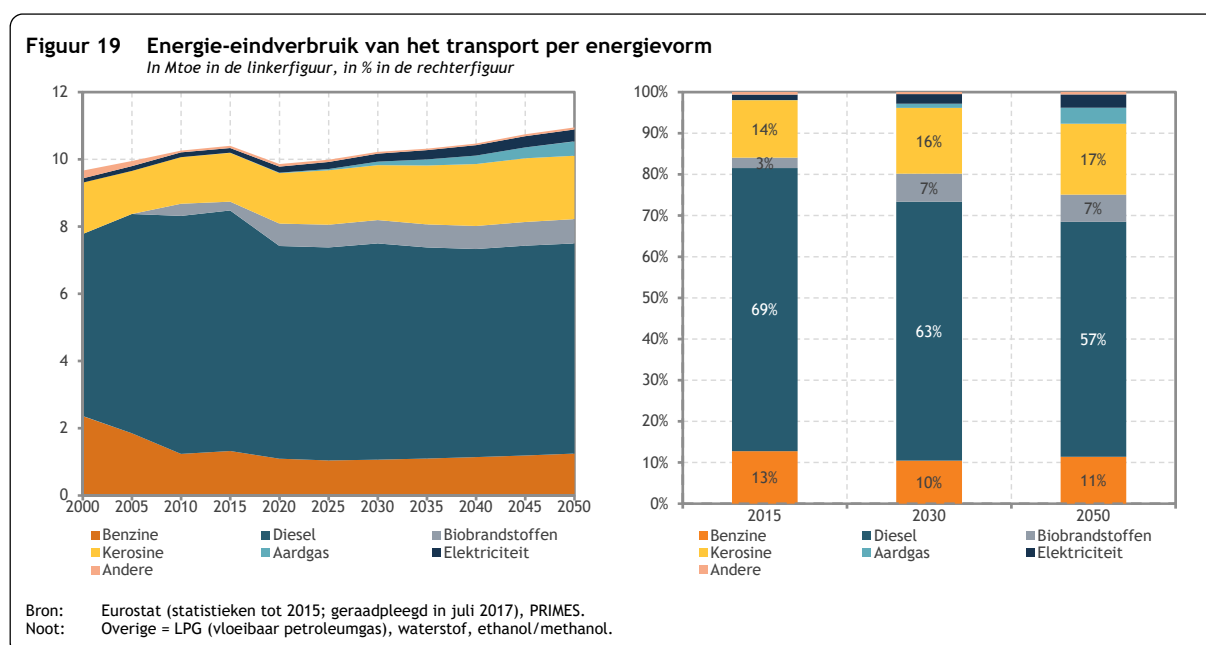
⁵¹ Met het oog op de interne coherentie van de oefening, werden de vooruitzichten van de transportactiviteit hier berekend door het E3M-laboratorium van de NTUA met het PRIMES-TAPEM-model (zie EC, 2016). De vooruitzichten van de transportvraag worden ook om de drie jaar door het FPB opgesteld. Ter vergelijking: de laatst gepubliceerde vooruitzichten (FPB, 2015) gingen uit van een toename van de vervoersactiviteit met 45 % tussen 2012 en 2030 voor het goederenvervoer en met 11 % voor het personenvervoer.

⁵² Met andere woorden: de energie-intensiteit van zowel personen- als goederenvervoer, uitgedrukt als de verhouding tussen het energieverbruik en het aantal reizigerskilometers of tonkilometers, daalt doorheen de tijd.

CO₂-emissienormen voor nieuwe wagens (verordeningen 443/2009 en 333/2014 van het Europees Parlement en de Raad) waarvan het effect zich in het bijzonder laat voelen aan het begin van de projectieperiode. Na 2020 blijven die normen, gecombineerd met de ontwikkeling van alternatieve aandrijfsystemen (zie onder) en de verbetering van de energie-efficiëntie van andere transportmodi, positieve effecten hebben, maar volstaan ze niet meer om de toename van de vervoersactiviteit te compenseren, waardoor het energie-eindverbruik opnieuw stijgt.

Voor het goederenvervoer is de verbetering van de energie-efficiëntie toe te schrijven aan de toepassing van de CO₂-emissienormen voor nieuwe bestelwagens (verordeningen 510/2011 en 253/2014 van het Europees Parlement en de Raad) en technologische verbeteringen voor het overige goederenvervoer (vrachtwagens, binnenschepen, treinen).

Het referentiescenario wordt gekenmerkt door een veeleer conservatieve evolutie van de transportenergiemix: de samenstelling van het energie-eindverbruik evolueert slechts lichtjes tegen 2050 en kent geen grote omschakelingen (zie figuur 19).



De verplichting om tegen 2020 10 % hernieuwbare energiebronnen te halen in de transportsector (HEB-T-doelstelling) bevordert de ontwikkeling van biobrandstoffen en verklaart de daling van het benzineverbruik aan het begin van de projectieperiode. Vervolgens stijgt het benzineverbruik matig. Het marktaandeel van benzine blijft nagenoeg stabiel rond 10 % over de volledige projectieperiode.

Het dieselverbruik daalt ook aan het begin van de projectieperiode en dit zowel door de integratie van biobrandstof in diesel (HEB-T-doelstelling in 2020) als door de verhoging van de accijnzen op diesel. Daarna temperen onder andere de doorbraak van de nieuwe motoraandrijvingen en de CO₂-emissienormen voor bestelwagens de stijging van het verbruik, ondanks de toename van het verkeer. Diesel wordt gebruikt in verschillende transportmodi (auto's, vrachtwagens, bestelwagens, binnenschepen, enz.) en blijft de dominante brandstof voor de transportsector: het aandeel ervan blijft hoger dan 50 % over de volledige projectieperiode.

Onder invloed van de HEB-T-doelstelling laat het verbruik van biobrandstoffen meer dan een verdubbeling optekenen tussen 2015 en 2020. Het betreft hoofdzakelijk conventionele bio-ethanol⁵³ en biodiesel⁵⁴ van de eerste generatie. Overeenkomstig Richtlijn nr. 2015/1513/EG is het aandeel van biobrandstoffen van de eerste generatie in het energieverbruik beperkt tot 7 % tegen 2020. Bij gebrek aan een nieuw Europees kader⁵⁵ zal het verbruik van biobrandstoffen na 2020 nagenoeg niet meer toenemen: het aandeel van biobrandstoffen in het benzine- en dieselverbruik stabiliseert zich rond 9 %. In verhouding tot het totale energie-eindverbruik van de transportsector stijgt het verbruik van biobrandstoffen van 3 % in 2015 tot 7 % over de periode 2020-2050.

Het verbruik van kerosine neemt geleidelijk aan toe tegen 2050 als gevolg van de significante stijging van het luchtvervoer die niet wordt gecompenseerd door een verbetering in energie-efficiëntie van de vliegtuigen of door het, weliswaar beperkte, gebruik van biokerosine na 2030. Die laatste ontwikkelingen worden in de hand gewerkt door de hogere olieprijs en de hoge CO₂-prijzen in de ETS-sector waartoe het luchtvervoer behoort. In 2015 was kerosine goed voor 14 % van het totale energie-eindverbruik van de transportsector, in 2030 (2050) stijgt het aandeel naar 16 % (17 %).

Het elektriciteitsverbruik van de transportsector neemt tegen 2050 eveneens toe, enerzijds als gevolg van de stijging van de activiteit van het spoorwegvervoer, anderzijds door de geleidelijke elektrificatie van het wegvervoer. Het stijgt met 74 % tussen 2015 en 2030 en wordt vermenigvuldigd met factor 2,6 tussen 2015 en 2050. In vergelijking met de andere energievormen blijft het gebruik van elektriciteit door de transportsector evenwel zeer beperkt (1 % in 2015, 2 % in 2020 en 3 % in 2050 van het totale energieverbruik door de transportsector). Het zijn vooral de niet-herlaadbare hybride voertuigen die een doorbraak kennen, eerder dan de plug-in hybride elektrische voertuigen of de volledig elektrische voertuigen (zie figuur 20). Het zijn nu net deze twee laatste types motoraandrijving die zorgen voor een grotere elektriciteitsafname van het distributienetwerk en dus voor een verbruik dat wordt opgenomen in de energiebalans. Bovendien zijn elektrische voertuigen energie-efficiënter dan traditionele voertuigen.

Tot slot vertegenwoordigen de andere energievormen zoals Liquefied Petroleum Gas (LPG), gecomprimeerd aardgas (CNG en LNG) of waterstof (H₂) een gezamenlijk marktaandeel van 1 % van het energie-eindverbruik van de transportsector in 2050. Het gebruik van LPG daalt op regelmatige basis terwijl dat van aardgas en waterstof zijn opwachting maakt en vooruitgang boekt op de markt van de voertuigbrandstoffen. Die vooruitgang blijft evenwel beperkt gezien hiervoor gepaste bevoorradingsinfrastructuur ontwikkeld dient te worden, wat in het referentiescenario verondersteld wordt eerder traag te verlopen.

⁵³ Door het koninklijk besluit van 21 juli 2016 is het verplicht aandeel van biobrandstoffen in alle soorten benzine vastgelegd op 8,5 % equivalent volume bio-ethanol vanaf 1 januari 2017. Dat aandeel van 8,5 % gaat uit van het principe dat 10 % bio-ethanol wordt vermengd met E10-benzine en 5 % in de categorie van de voertuigen die niet compatibel zijn met E10 (bron: Belgische Petroleum Federatie).

⁵⁴ 2015 is een atypisch jaar voor biodiesel: het aandeel van biodiesel op de brandstoffenmarkt is met 42 % gedaald ten opzichte van 2014 door de vernietiging van de wet inzake de bijmenging van biobrandstoffen in diesel in juni 2015, na het arrest van het Grondwettelijk Hof; die wet werd op 25 december gecorrigeerd en gepubliceerd (bron: Belgische Petroleum Federatie).

⁵⁵ Lopende bespreking.

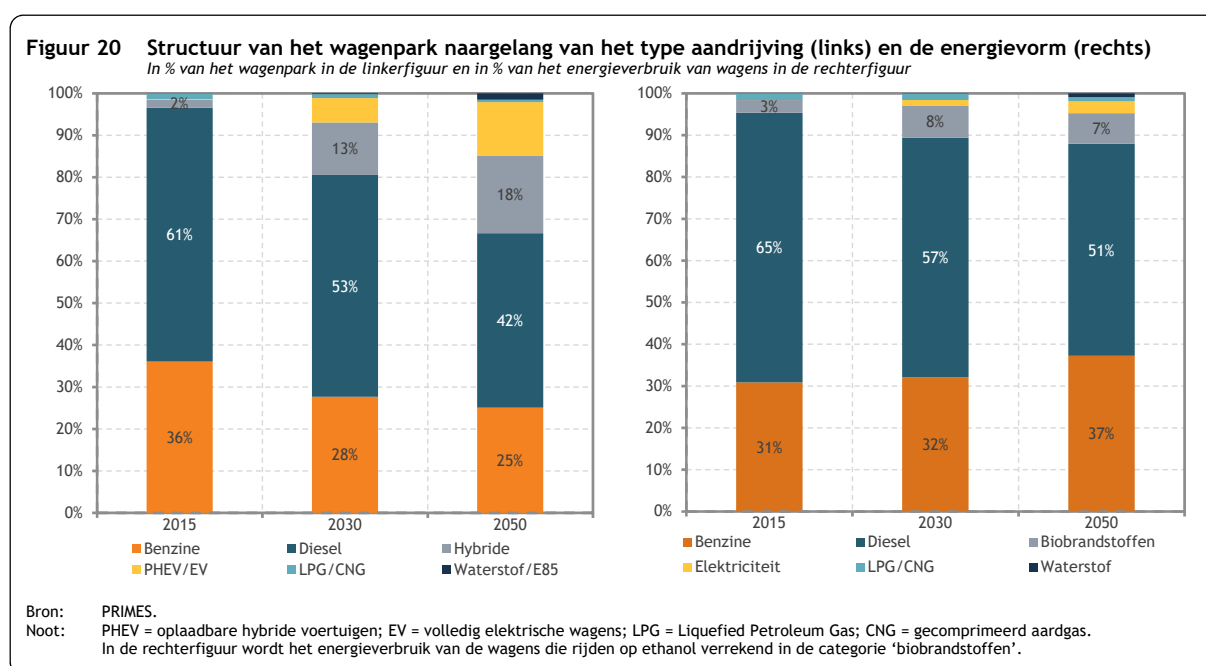
Omdat de waaier van energievormen en alternatieve aandrijfsystemen het grootst is in de sector van het privéwegvervoer voor personen, pakken de volgende paragrafen en figuren uit met een meer diepgaande analyse van de evolutie van dit type transport.

Zo toont figuur 20 hoe de structuur van het wagenpark tegen 2050 evolueert naargelang van het type aandrijving (linkerdeel van de figuur) en de energievorm (rechterdeel van de figuur).

Interne verbrandingsmotoren (benzine en diesel) die in 2015 quasi 100 % vertegenwoordigden van het wagenpark, zien hun aandeel geleidelijk teruglopen (81 % in 2030 en 67 % in 2050) in hoofdzaak ten voordele van de niet-herlaadbare hybride motoren (13 % in 2030 en 18 % in 2050), maar ook, in mindere mate weliswaar, van elektrische voertuigen waaronder oplaadbare hybride voertuigen (6 % in 2030 en 13 % in 2050).

De bovenstaande evoluties lijken misschien weinig ambitieus voor elektrische voertuigen in het licht van de talrijke verklaringen en recente initiatieven van beleidsmakers, autofabrikanten of andere stakeholders. Die evoluties worden beïnvloed door het kader dat wordt gebruikt in het referentiescenario, d.w.z. de analyse van de toekomstige evolutie van het Belgische energiesysteem bij ongewijzigd beleid, en in het bijzonder zonder nieuwe BKG-emissiereductiedoelstellingen of HEB-doelstellingen in de transportsector⁵⁶ na 2020. Om de overgang naar elektromobiliteit een concrete invulling te geven, te versnellen en te versterken, zal niemand ontkennen dat het noodzakelijk is zulke doelstellingen te definiëren en passende beleidsmaatregelen te identificeren en uit te voeren.

Een van de doelstellingen (nut) van het referentiescenario bestaat erin om aan de hand van cijfers het verschil weer te geven tussen een evolutie bij ongewijzigd beleid en een evolutie die compatibel is met een koolstofarme samenleving. In dat opzicht kan het referentiescenario duidelijkheid verschaffen over de politieke actie.

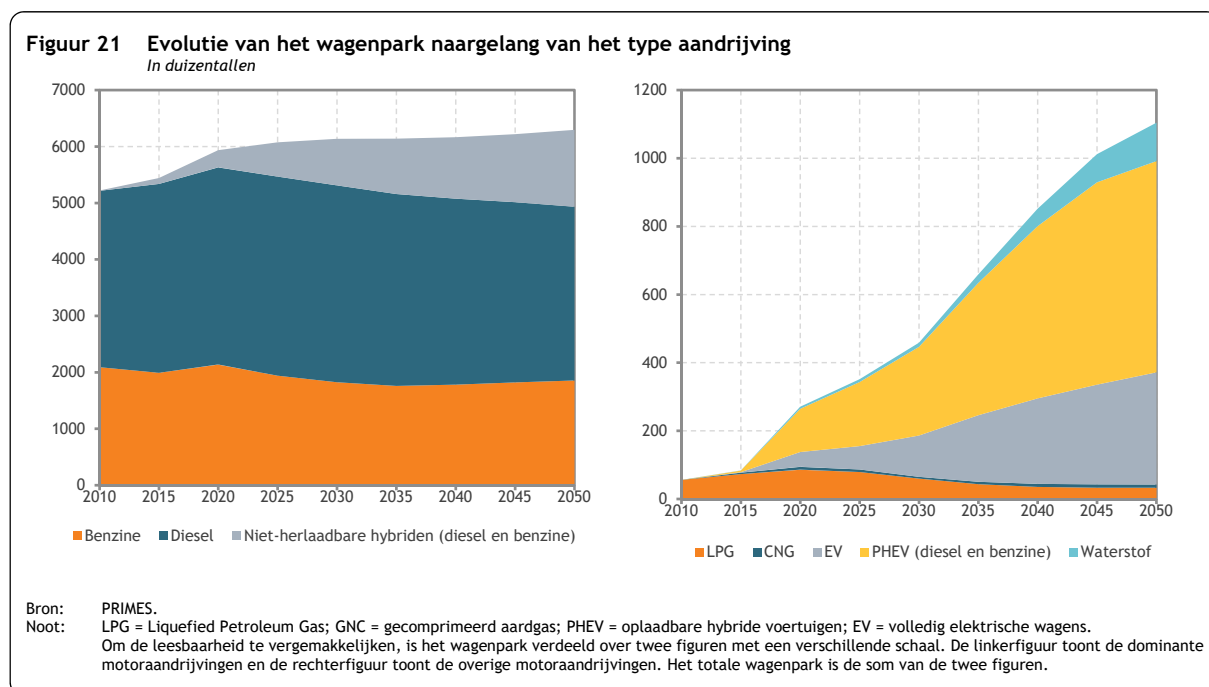


⁵⁶ Hernieuwbare elektriciteit wordt in rekening genomen in de HEB-T-doelstelling.

De veranderingen zijn minder spectaculair wat de verdeling over de energievormen betreft. In de eerste plaats verbruiken hybride, al dan niet herlaadbare, voertuigen nog steeds benzine en diesel op een gedeelte van hun trajecten; daarnaast beschikken elektrische motoren over een grotere energie-efficiëntie dan interne verbrandingsmotoren (ze verbruiken minder energie per afgelegde kilometer) waardoor het aandeel van het elektriciteitsverbruik op een zeer laag niveau blijft. In 2015 dekten benzine en diesel 96 % van het energieverbruik van de personenwagens; in 2050 blijft dit percentage hoog op 88 %. Het aandeel van de biobrandstoffen neemt vooral toe tussen 2015 en 2020 onder impuls van de HEB- en HEB-T-doelstellingen, en stabiliseert zich nadien op 7-8 % in de periode 2020-2050. De elektriciteit die door personenwagens wordt verbruikt, blijft onder de 3 % van het totale energieverbruik van personenwagens gedurende de ganse projectieperiode, terwijl het aandeel van elektrische wagens in het wagenpark in 2050 meer dan 10 % bedraagt. Het elektriciteitsverbruik van personenwagens bedraagt 0,5 TWh in 2030 en 1,1 TWh in 2050. Het cijfer voor het jaar 2050 stemt overeen met 25 % van het totale elektriciteitsverbruik van de transportsector (de rest komt in hoofdzaak van het spoorwegvervoer) en met 1 % van het totale eindverbruik van elektriciteit voor hetzelfde jaar.

Om de analyse van het privépersonenwegvervoer te vervolledigen, geeft figuur 21 de evolutie van het wagenpark volgens type aandrijving in absolute eerder dan in relatieve termen.

Het wagenpark stijgt van 5,5 miljoen eenheden in 2015 tot 7,4 miljoen eenheden in 2050. Dat is een toename van 34 % over 35 jaar (de gemiddelde jaarlijkse groei bedraagt 0,8 %). De aangroei van de bevolking kan die toename voor een deel verklaren, daarnaast stijgt het gemiddelde aantal wagens per inwoner⁵⁷ van 0,49 stuks in 2015 tot 0,58 in 2050 (wat neerkomt op +18 %).



In 2050 telt het wagenpark nog 4,9 miljoen ‘traditionele’ voertuigen (38 % benzine en 62 % dieselwagens), maar het aantal niet-herlaadbare hybride voertuigen neemt toe en bereikt een totaal van

⁵⁷ Per gezin betekent dit een toename van het gemiddelde aantal wagens van 1,15 in 2015 tot 1,28 in 2050, of een stijging van 12 %.

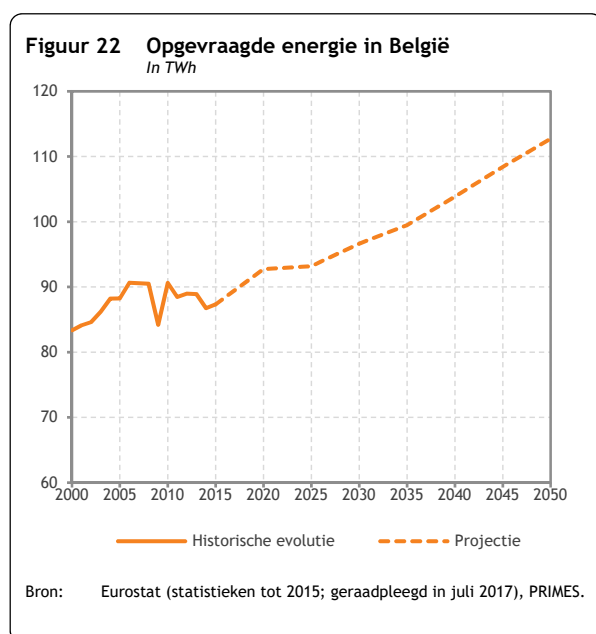
ongeveer 1,4 miljoen. Wat de andere aandrijfsystemen betreft, zijn het vooral elektrische wagens die aan een sterke opmars bezig zijn: om en bij de 620 000 oplaadbare hybride voertuigen en 330 000 volledig elektrische voertuigen vullen het park aan in 2050.

4.2. Elektriciteitsproductie

Na het deel dat (de sectoren van) de eindvraag analyseert, wordt er in wat volgt ingezoomd op een specifieke energievorm: elektriciteit. De laatste jaren haalt elektriciteit vaak de voorpagina's van de kranten. Heel uiteenlopende facetten van het elektrisch systeem worden daarbij belicht: bevoorradingszekerheid en de oprichting van de strategische reserves, de operationele werkingsduur(verlenging) van de nucleaire centrales, de doorbraak van hernieuwbare energie, oplopende elektriciteitsfacturen, ... Ook de volgende jaren verwachten we dat de aandacht voor elektriciteit enkel maar zal toenemen. Net daarom is het belangrijk een goede duiding te geven: in deze publicatie wordt dan ook een specifiek hoofdstuk aan elektriciteit gewijd. Hierin wordt onderzocht wat er met het Belgisch elektrisch systeem staat te gebeuren indien er geen bijkomend beleid of maatregelen worden verondersteld na 2020, het jaar waarin de bindende doelstellingen uit het Energie/Klimaatpakket van de Commissie opgeleverd dienen te worden.

Dit hoofdstuk bestaat uit drie grote delen: vraag, aanbod en kosten. In een eerste deel wordt gekeken naar de vraag naar elektriciteit en hoe deze verwacht wordt te evolueren bij ongewijzigd beleid. Een tweede deel bekijkt hoe deze vraag kan beantwoord worden en hoe gegarandeerd kan worden dat er in de toekomst voldoende elektriciteit beschikbaar zal zijn om aan het toekomstig verbruik te voldoen. Een laatste deeltje kijkt dan naar de kosten van het hele elektriciteitssysteem, hoe deze wijzigen en waaraan dat te wijten is. Er wordt daarbij een opdeling gemaakt naar verschillende kostenposten.

4.2.1. Opgevraagde energie



In deel 4.1 werd duidelijk dat de verschillende sectoren van de eindvraag hun elektriciteitsverbruik zien toenemen, vooral naar het einde van de periode toe. Het aandeel van elektriciteit in de finale vraag naar energie klimt daarbij naar 1/4^e in 2050 waar het nog 1/5^e was in 2015.

Wanneer het elektriciteitsverbruik van de energietak en de verliezen op het transport- en distributienet bij de finale elektriciteitsvraag geteld worden, een indicator die 'opgevraagde energie' wordt genoemd, levert dat figuur 22 op. Bekijken we eerst de historische evolutie: sinds het begin van het millennium (2000-2015) groeide de opgevraagde energie jaarlijks gemiddeld aan aan een ritme van 0,3 %. Tussen 2015 en 2030 versnelt deze

groei en wordt een jaarlijks gemiddelde groei van 0,7 % behaald. In de laatste periode van projectie

wordt de hoogste gemiddelde groeivoet genoteerd: 0,8 % per jaar. In 2050 bereikt de opgevraagde energie dan een waarde van 113 TWh, wat 25 TWh hoger is dan in 2015.

Het verschil tussen de twee periodes (2015-2030 en 2030-2050) lijkt energie-efficiëntie te zijn: in het begin van de projectieperiode slagen efficiëntieverbeteringen erin om de groei nog enigszins te beteugelen, vooral in de industrie. In die sector daalt de vraag naar elektriciteit lichtjes door de succesvolle implementatie van energie-efficiëntiemaatregelen. Bij de huishoudens en de tertiaire sector is er echter in die periode een doorgedreven groei in elektriciteitsconsumptie vast te stellen die ondermeer veroorzaakt wordt door volume-effecten (stijgend aantal gezinnen, groei in tertiaire activiteit).

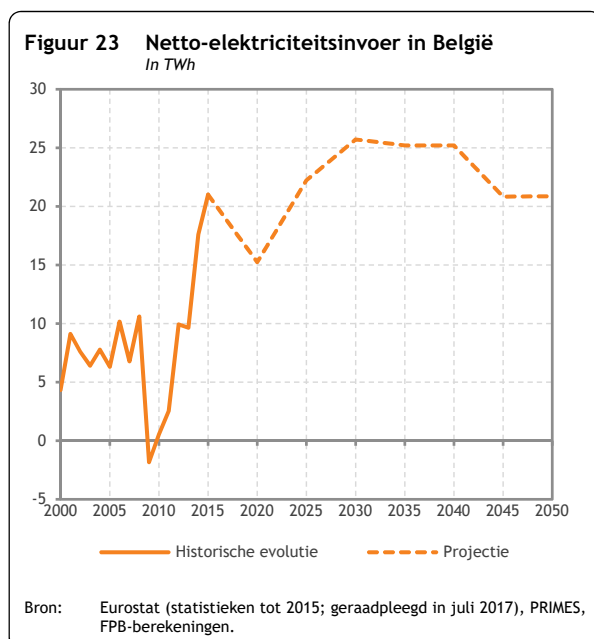
Na 2030 trekt die groei verder aan, hoofdzakelijk omwille van het feit dat er geen bijkomend beleid rond energie-efficiëntie wordt verondersteld en de gemiddelde productiekost van elektriciteit vanaf 2030 een dalende beweging heeft ingezet. Bovendien blijft het volume-effect via het stijgend aantal gezinnen en de hernomen industriële activiteit (zie supra) een rol spelen en ontpoppen nieuwe elektrische toepassingen waardoor de elektrificatie van de finale vraag zich verderzet.

4.2.2. Aanbod

Er bestaan twee manieren om aan de vraag naar elektriciteit te voldoen: elektriciteit produceren op Belgisch grondgebied of elektriciteit invoeren uit de buurlanden. Samen vertegenwoordigen deze twee manieren het aanbod van elektrische energie. Het evenwicht tussen (de twee manieren van) aanbod en vraag hangt af van meerdere factoren zoals de relatieve prijs van de verschillende energievormen gebruikt om elektriciteit te produceren (en de koolstofprijs), de kosten van de verschillende elektriciteitsproductietechnologieën, de elektriciteitsproductiekosten in de buurlanden en de interconnectiecapaciteit.

a. Netto-invoer

Om het niveau van netto-elektriciteitsinvoer te bepalen, baseert het PRIMES-model zich op twee ver-



schillende methoden naargelang de beschouwde periode. Voor 2020 hangen de grensoverschrijdende *flows* of stromen af van de nettotransfercapaciteit (Eng.: *Net Transfer Capacity* of NTC) waarvan de toekomstige waarden geprojecteerd worden op basis van de databank van ENTSO-E, de organisatie die de elektriciteitstransmissienetbeheerders (TNB) op Europees niveau verenigt.

Na 2020 wordt ervan uitgegaan dat de transmissie van elektriciteit binnen Europa zal evolueren alsof er slechts één centrale transmissienetbeheerder voor alle lidstaten is, of nog: alsof er een sterk kader is van goed gecoördineerde TNB's die het betrouwbaarheids criterium niet vanuit een nationaal, maar vanuit één Europees perspectief toepassen

(wat een strategische doelstelling voor de toekomstige ontwikkeling van energie binnen Europa is). De grensoverschrijdende *flows* resulteren uit een *flow based* toewijzing van de interconnectiecapaciteiten tussen de lidstaten (zie CREG, 2014): ze worden dus endogeen in het model berekend. De toepassing van een dergelijke methode kan evenwel uitmonden in een niveau van elektriciteitsuitwisseling dat hoger is dan de geprojecteerde NTC en enkel nog begrensd wordt door de geïnstalleerde capaciteit van de interconnectoren tussen de lidstaten⁵⁸. In vergelijking met de vorige vooruitzichten (Devogelaer en Gusbin, 2014) werd een meer gedetailleerde voorstelling van de interconnectoren geïntegreerd.

Toegepast op het Referentiescenario voor België levert dat een significante stijging van de netto-invoer tussen 2015 en 2030 op. In feite verhult deze stijging twee tegengestelde bewegingen: een daling tussen 2015 en 2020 gevolgd door een sterke toename tussen 2020 en 2030. Deze bewegingen staan in contrast met het historisch relatief stabiele niveau van netto-invoer. Tijdens het eerste decennium van deze eeuw (2000-2010) oscilleerde de netto-invoer van elektriciteit tussen 6 en 10 TWh, met een sterke dip in 2009 wanneer België tijdelijk netto-uitvoerder werd van elektriciteit, een fenomeen dat zowel het gevolg was van de gekrompen binnenlandse vraag (omwille van de financieel-economische crisis) als van een gedeeltelijke nucleaire onbeschikbaarheid in Frankrijk. De netto-invoer kende echter een belangrijke toename de jongste jaren om in 2015 een maximum te bereiken. Laat ons even stilstaan bij dat jaar 2015 en meer bepaald bij de rol van de Belgische nucleaire centrales.

België beschikt over zeven kerneenheden die gelokaliseerd zijn op twee sites, Doel en Tihange. In Doel zijn er vier reactoren operationeel, D1, D2, D3 en D4, in Tihange drie, T1, T2 en T3 (zie tabel 5). In 2015 waren de oudste centrales (T1, D1 en D2) veertig jaar oud (indienstneming in 1975) en vielen ze dus onder de wet op de kernuitstap. In 2003 heeft het Belgisch federaal Parlement immers een wet aangenomen die voorziet in een programma voor de uitstap uit kernenergie over de periode 2015-2025 om geleidelijk alle kernreactoren te sluiten wanneer ze 40 jaar oud zijn. In 2013 werd die wet echter herzien en werd de operationele werkingsduur van T1 met tien jaar verlengd (in het kader van het plan Wathelet⁵⁹). In februari 2015 is het herziene programma in werking getreden en werd de eerste kernreactor (D1) gesloten. Daaraan voorafgaand – in de zomer van 2012⁶⁰ – werden de activiteiten in twee kernreactoren (D3 en T2) nogal abrupt stilgelegd nadat tijdens een inspectie kleine waterstofvlokken in de reactorvaten werden ontdekt. De gelijktijdige stillegging van de drie kernreactoren in 2015 had een weerslag op de Belgische groothandelsmarkt en leidde tot een aanzienlijke stijging van de netto elektriciteitsinvoer (tot een niveau van 27 % van het residueel verbruik). Door onder meer een herziening van de (reeds herziene) wet op de kernuitstap⁶¹ werden de drie kernreactoren begin 2016 heropgestart en

⁵⁸ Om de grensoverschrijdende *flows* of stromen te bepalen, lost PRIMES een *DC linear flow optimisatiemodel* op waarbij het model de eerste en tweede wet van Kirchhoff respecteert.

⁵⁹ In de zomer van 2013 keurde de federale regering een (tweede) plan voor de kernuitstap goed. Dit 'plan Wathelet' (genoemd naar de voormalige staatssecretaris voor Energie M. Wathelet) omvat niet alleen het tijdschema voor de sluiting van de verschillende kernreactoren, maar ook maatregelen om met het ontstane gebrek aan controleerbare capaciteit om te gaan.

⁶⁰ Op 2 juni 2012 werd kernreactor D3 stilgelegd voor een tienjaarlijkse inspectie. Tijdens deze inspectie werden foutindicaties in de reactorvaten gevonden waarna de reactor langdurig werd stilgelegd. Op 16 augustus 2012 werd ook T2 onderworpen aan een tienjaarlijkse inspectie. Er werden vergelijkbare foutindicaties gevonden als bij D3 en ook deze reactor werd voor lange tijd gestopt. Na een uitgebreid onderzoek door talrijke (inter)nationale experts werd een gemeenschappelijke heropstart toegestaan in juni 2013, maar op 25 maart 2014 werden beide reactoren opnieuw stilgelegd omdat sommige testresultaten niet conform waren met de verwachtingen van de deskundigen.

⁶¹ Voor een gedetailleerd overzicht van de verschillende herzieningen van de wet op de kernuitstap en de oorsprong ervan, zie Laleman & Albrecht (2016).

kon het Belgisch elektriciteitsproductiepark opnieuw rekenen op een nucleaire productiecapaciteit van 5 926 MW.

Tabel 5 Nucleair park in België

Kerncentrale	Reactor	Reactorgrootte (MW)	Jaar van indienstneming	Leeftijd in 2015
Doel	Doel 1	433	1975	40
	Doel 2	433	1975	40
	Doel 3	1006	1982	33
	Doel 4	1038	1985	30
Tihange	Tihange 1	962	1975	40
	Tihange 2	1008	1983	32
	Tihange 3	1046	1985	30
Totaal	7 reactoren	5926		

Bron: ENTSO-E (2016), Nuclear Forum (2016).

Verwacht wordt dat het niveau van netto-invoer de volgende jaren zal terugvallen naar 15 TWh in 2020 wegens de volledige beschikbaarheid van het nucleair park. Nadien wordt een sterke klim genoteerd naar 25 TWh in 2030 om vanaf 2040 lichtjes gas terug te nemen en rond 21 TWh uit te komen in 2050. Dat komt overeen met ongeveer een vijfde van de opgevraagde energie.

De stijging tussen 2020 en 2030 heeft voornamelijk te maken met het feit dat het nucleaire park vanaf 2022 progressief wordt afgebouwd om in 2025 helemaal offline gehaald te worden. Bovendien is het zo dat in een context van sterke penetratie van variabele hernieuwbare energiebronnen meer grensoverschrijdende handel optimaal is om aan de balancingvereisten het hoofd te bieden. In het model wordt immers verondersteld dat de middelen voor *balancing* internationaal worden gedeeld in gekoppelde markten en dat de *unit commitment* gecoördineerd wordt ondernomen.

b. Elektriciteitsproductie

De nettoproductie van elektriciteit stijgt overheen de projectieperiode aan een ritme van gemiddeld 0,9 % per jaar. Deze periode kan opgedeeld worden in een meer bescheiden groei van gemiddeld 0,4 % per jaar tussen 2015 en 2030 en een doorgedreven toename tussen 2030 en 2050. In deze laatste periode loopt de gemiddelde jaarlijkse groeivoet op tot 1,3 %.

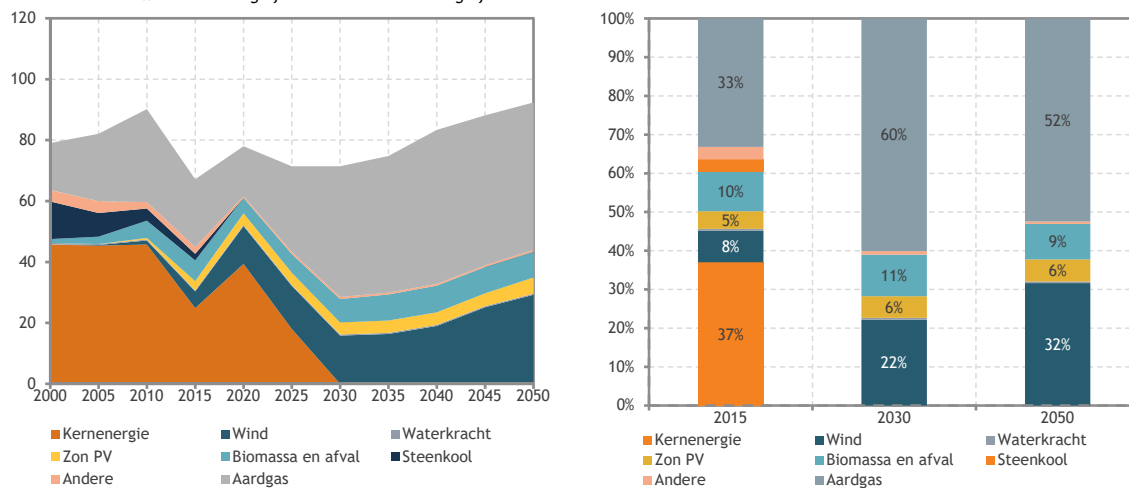
Bij nader inzicht kan de eerste periode nog verder worden opgedeeld: we merken een stijging tussen 2015 en 2020 gevolgd door een daling in 2025 en een stabilisatie naar 2030. De stijging in 2020 is hoofdzakelijk toe te schrijven aan de inzet van het volledige nucleaire park, dit in tegenstelling tot het jaar 2015 (zie supra). Na 2020 (meer bepaald, vanaf 2022) wordt overgegaan tot de systematische stop van de kerncentrales op Belgische bodem volgens de uitfaseringskalender gestipuleerd in de wet van 28 juni 2015⁶². Hoewel de hernieuwbare energiebronnen aan een opmars bezig zijn en ook aardgas een gevoelig tandje bijsteekt, is deze toename niet voldoende om het verlies aan nucleair te compenseren: een daling in productie wordt genoteerd. Na 2025, het jaar waarin de laatste kerneenheden worden gesloten, noteren we evenwel een status quo in het niveau van netto-elektriciteitsproductie. De verdere groei van aardgasgestookte elektriciteit naast de toename van wind houden de Belgische elektriciteitsproductie op peil: de netto-productie in 2030 klokt af op 71,4 TWh.

⁶² Zie voetnoot 6.

Na 2030 merken we één lange groei van de netto-productie van elektriciteit om in 2050 een niveau van 92,4 TWh te behalen. Dit niveau overtreft zelfs het historisch hoogste niveau van 2010. De groei is hoofdzakelijk toe te schrijven aan een meerproductie van de aardgasgestookte centrales (+13 %) en een quasi verdubbeling van de windproductie.

Figuur 24 Evolutie van de (mix van de) netto-elektriciteitsproductie

In TWh in de linkergrafiek en in % in de rechtergrafiek



Bron: PRIMES.

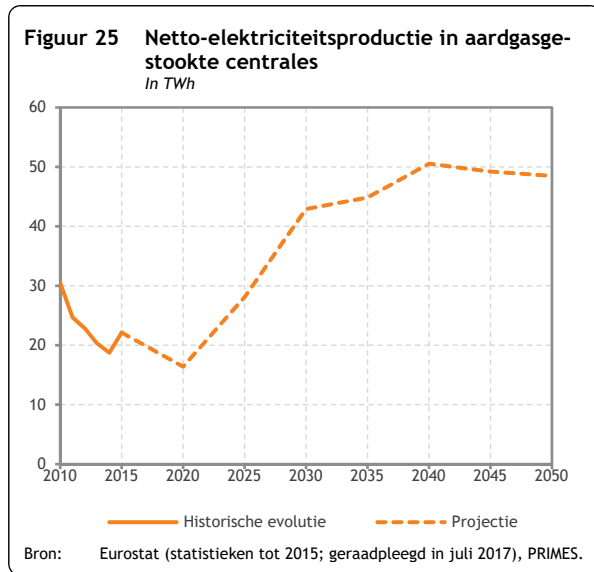
Noot: Zon PV=fotovoltaïsche zonnecellen; Andere=olie en afgeleide gassen.

Hoewel de wet op de nucleaire phase-out volledig wordt geïmplementeerd, sluiten de laatste kernreactoren in de loop van 2025 waardoor er gedurende dat jaar nog een kleine nettoproductie genoteerd wordt. Gezien het PRIMES-model werkt per stap van 5 jaar valt de nettoproductie pas in het jaar 2030 op nul, waardoor het lijkt of gedurende de tussenliggende periode 2025-2030 nog elektriciteit uit kerncentrales geproduceerd wordt, wat uiteraard niet het geval is.

Wanneer we de mix meer in detail gaan bestuderen, merken we dat deze een hele transformatie ondergaat tijdens de projectieperiode. In het algemeen kan de mix bestaan uit kernenergie, hernieuwbare energie (waterkracht, wind, biomassa en afval, zon en geothermie) en fossiele brandstoffen. In 2015 maken deze laatste het leeuwendeel uit van de mix: 26,6 TWh wordt opgewekt via aardgas, steenkool of aardolie, waarbij de hoofdrol uiteraard wordt ingenomen door aardgas. Iets meer dan één derde wordt voorzien door nucleaire elektriciteit (ten belope van 24,8 TWh) terwijl de hernieuwbare eenheden 15,7 TWh opwekken.

In 2030 zien we een heel ander plaatje. Drie fenomenen hebben hierin de hand: de nucleaire phase-out, de sterke stijging van de koolstofprijs in de ETS-sector en het impliciet verbod op de bouw van nieuwe steenkoolcentrales (zie deel 3.3). De nucleaire uitdoving zorgt voor de complete verdwijning van de kerncentrales van het elektriciteitstoneel, wat een inhaalbeweging van fossiele en hernieuwbare eenheden noodzaakt. Daarnaast leidt de stijging van de koolstofprijs tot een stimulans in het gebruik van de hernieuwbare eenheden. Tenslotte zorgt het verbod op steenkoolinvesteringen voor een redelijk eenzijdig beeld binnen de fossiele eenheden. In 2030 leveren de aardgasgestookte centrales 42,9 TWh (60 %) aan elektriciteit, terwijl de hernieuwbare eenheden 27,8 TWh (39 %) produceren.

In 2050 wordt dit 48,5 TWh (52 %) voor aardgas, 43,4 TWh (47 %) voor de hernieuwbare eenheden.



Hoewel aardgas de geprivilegieerde brandstof blijft in een scenario met ongewijzigd beleid, kent de productie op basis van hernieuwbare eenheden een uitgesproken groei, en dit zonder bijkomend beleid of bindende HEB-doelstellingen na 2020. De grootste drijfveer van de hernieuwbare-energiegroei ligt dan ook in de stijgende koolstofprijzen (zie tabel 2) en in de veronderstelling dat faciliterend beleid geïmplementeerd wordt (en blijft) zoals gestroomlijnde vergunningsprocedures. Daarnaast stellen we ook een daling van de investeringskost vast en kunnen de voordelen van de interne elektriciteitsmarkt in termen van complementariteit geplukt worden.

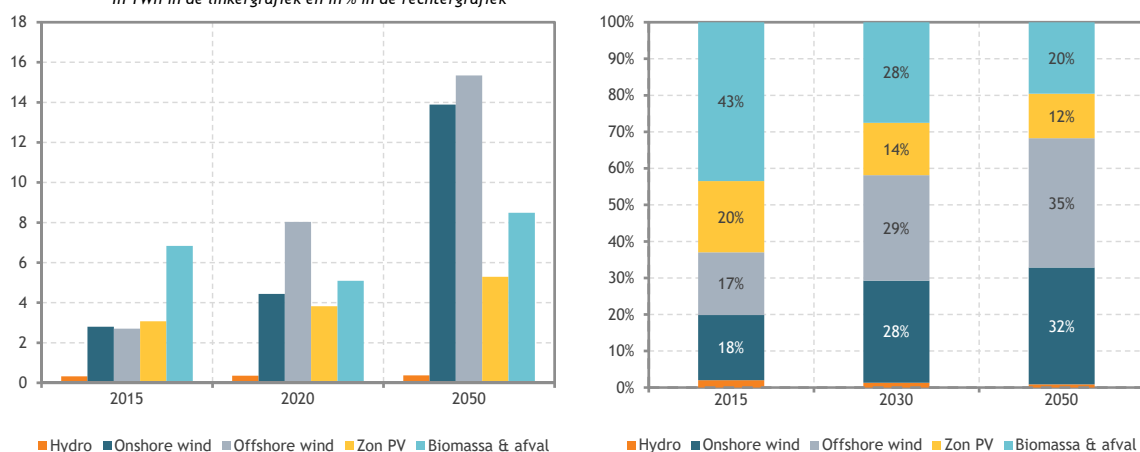
HEB-E

Gezien het stijgende belang van hernieuwbare energie in de productie van elektriciteit en de impact van de variabele hernieuwbare energiebronnen (HEB) op het elektriciteitssysteem zelf, wordt in wat volgt ingezoomd op de inzet van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie. Vooreerst dient gewezen te worden op het onderscheid tussen variabele en niet-variabele hernieuwbare energietechnologieën: hoewel het aandeel van HEB in de productie van elektriciteit steeds verder toeneemt (van 23 % in 2015 naar 47 % in 2050), is de bijdrage van de variabele hernieuwbare energiebronnen (zonnepanelen en wind) lager. Samen staan de variabele HEB voor 13 % van de totale netto elektriciteitsproductie in 2015. Hun aandeel stijgt tot 28 % in 2030 en 37 % in 2050.

Figuur 26 legt de focus op elektriciteitsgeneratie op basis van hernieuwbare energiebronnen en toont dat het aandeel van de verschillende hernieuwbare bronnen doorheen de tijd wijzigt.

Waar in 2015 het leeuwendeel van de hernieuwbare energie nog ingevuld werd door biomassa en afval, breekt windproductie steeds verder door om in 2050 een aandeel van 67 % in de hernieuwbare-energiemix te noteren. Dat komt neer op een nettoproductie van 29,2 TWh wind waarvan offshore 15,3 TWh opwekt. Zonnepanelen staat voor een productie van 5,3 TWh in 2050 (12 % in de HEB-mix), wat lager is dan biomassa met een productie van 8,5 TWh en een aandeel van 20 %. De rol die deze laatste energievorm speelt in het energiesysteem is cruciaal. Biomassa kan immers zorgen voor het invullen van de basislast als continue (niet-intermittente) vorm van (hernieuwbare) energie. Tenslotte wijzigt de productie in waterkrachtcentrales quasi niet overheen de periode, wat wijst op een waterkrachtpotentieel dat nagenoeg volledig is aangeboord.

Figuur 26 Netto-elektriciteitsproductie op basis van HEB
In TWh in de linkergrafiek en in % in de rechtergrafiek



Bron: Eurostat (statistieken tot 2015; geraadpleegd in juli 2017), PRIMES.
Noot: HEB=hernieuwbare energiebronnen, Zon PV=fotovoltaïsche zonnecellen.

c. Productiecapaciteit

Vertalen we deze productie naar centrales of capaciteit, is een eerste bemerking dat het ritme waaraan de capaciteit aangroeit los lijkt te staan van datgene waaraan de productie aantikt.

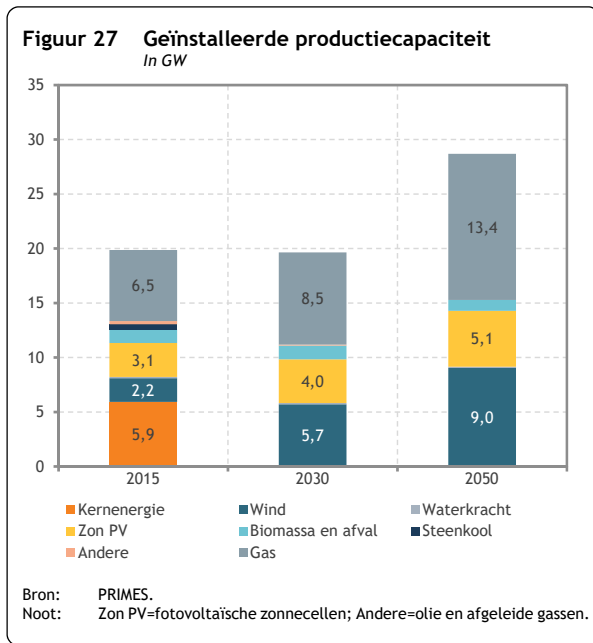
In de periode 2015-2030 wijzigt de geïnstalleerde capaciteit nagenoeg niet (ten opzichte van een stijging van gemiddeld 0,4 % per jaar voor de productie), in de periode 2030-2050 stijgt ze met gemiddeld 1,9 % per jaar (ten opzichte van 1,3 % voor de productie). Wat kan deze verschillen verklaren? We kijken eerst naar de periode 2015-2030.

De uitdoving van het nucleaire park in navolging van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, de sluiting van de laatste steenkoolcentrale in 2016 en de verdere afbouw van piekcentrales op basis van petroleumproducten worden zo goed als gecompenseerd door de bouw van bijkomende gaseenheden en hernieuwbare installaties (voornamelijk wind).

De quasi stabilisatie van capaciteit gaat evenwel hand in hand met een gevoelige stijging van de gebruiksgraad⁶³ van bepaalde technologieën. De aardgasgestookte capaciteit wordt meer ingezet (hogere draaiuren of *load hours*) om de leemte die de nucleaire elektriciteitsproductie laat op te vullen⁶⁴: tijdens de periode 2015-2030 stijgt de gebruiksgraad van deze eerste van 39 % naar 61 %. Daarnaast gaat ook de gebruiksgraad van onshore wind de hoogte in omwille van technologische verbeteringen aan de turbines: deze groeit van 22 % in 2015 naar 26 % in 2030 (zie tabel 7).

⁶³ De gebruiksgraad staat voor de verhouding tussen de tijd dat een eenheid gebruikt wordt en de totale tijd dat deze in gebruik zou kunnen zijn (de zogenaamde nameplate capacity). In een vergelijking gegoten geeft dit: $\text{gebruiksgraad} = \text{productie} / (\text{capaciteit} \times 8760 \text{ uur})$.

⁶⁴ Historisch gezien werd deze leemte voor ongeveer drie kwart ingevuld met een verhoging van de netto-invoer, het saldo werd door een bijkomende productie van binnenlandse aardgascentrales geleverd (Devogelaer en Laine, 2016).



De periode na 2030 wordt gekenmerkt door een sterke stijging van de productiecapaciteit. Deze explosieve groei overstemt zelfs de groei van de productie. Dat verhoogd ritme is toe te schrijven aan drie (verwante) fenomenen⁶⁵: 1) de bipolaire structuur van het park van de toekomst, 2) het intermitterende karakter van een deel van de HEB en 3) de vereisten in termen van bevoorradingszekerheid en de productietoereikendheid van het elektriciteitssysteem.

Het eerste punt heeft te maken met het feit dat het elektriciteitssysteem van de toekomst uitgebouwd wordt op twee pijlers: aardgas en hernieuwbare energie. Dat is een rechtstreeks gevolg van de beslissing om de bestaande nucleaire centrales op

Belgische bodem uit te doven volgens de uitfaseringskalender aangegeven in de wet van 28 juni 2015⁶⁶ naast het verbod op de bouw van nieuwe kerncentrales. Bovendien is er een de facto phase-out van steenkoolcentrales door de sluiting van de laatste centrale op Belgische bodem in 2016 en de weigering van afgifte van een milieuvergunning voor de bouw van een nieuwe steenkoolcentrale in een gebied dat interessant is voor dit type van investeringen, m.n. de haven van Antwerpen. Gezien een steenkoolcentrale niet zomaar overal gebouwd kan worden wegens de noodzaak van een belangrijke waterweg om de feedstock aan te voeren (in bulk), heeft deze weigering een belangrijke impact op de toekomstige mix. Aardgas en hernieuwbare energiebronnen zijn dan ook de twee enige overblijvers: deze twee energiebronnen zullen het toekomstig elektriciteitslandschap bepalen.

Het tweede fenomeen duidt op het feit dat een deel van de te installeren hernieuwbare capaciteit intermitterend of variabel is, m.a.w. dat ze weers- en niet vraagafhankelijk is. Het komt er in het kort op neer dat wanneer de zon niet schijnt of de wind niet waait, de vraag nog steeds gedekt moet worden. Hierdoor dient er, naast de capaciteit die door deze variabele bronnen geleverd wordt, ook additionele capaciteit beschikbaar te zijn. Back-up-eenheden dienen dus in het systeem voorzien te worden. Gezien deze back-upcapaciteit niet op elk moment operationeel is, heeft dit een neerwaartse druk op de gebruiksgraad van het park waardoor deze weer krimpt. De globale gebruiksgraad daalt van 42 % in 2030 naar 37 % in 2050 (39 % in 2015). Vooral de gasgestookte centrales delen in de klappen: hun gebruiksgraad neemt af van 61 % in 2030 naar 44 % in 2050 (39 % in 2015).

Een derde fenomeen is dat het systeem steeds uitgerust moet zijn om de piekvraag te dekken. Dat betekent dat wanneer de piekvraag zich voordoet (typisch gedurende de winter om 6 of 7 's avonds) voldoende capaciteit moet beschikbaar zijn, en deze op een betrouwbare, bedrijfszekere manier ingezet dient te worden. Gezien het moment van de piek (na zonsondergang) is zon PV niet beschikbaar, er is een kans dat wind (deels) beschikbaar is, maar het totale windpark kan niet als volledig betrouwbaar

⁶⁵ Een vierde reden kan gezien worden in de aanname in het model dat er na 2020 geen uitbreiding voorzien wordt in de transportcapaciteit op de grenzen.

⁶⁶ Zie voetnoot 6.

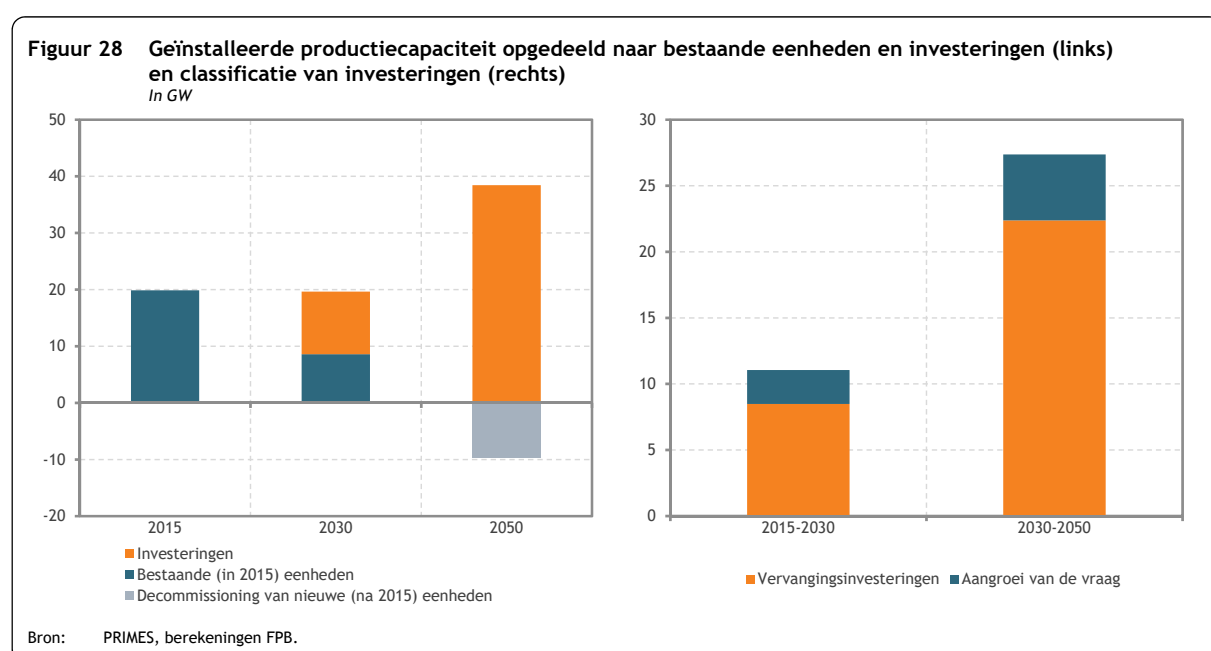
beschikbaar meegenomen worden in de berekeningen, er zijn onderhoudsbeurten van de centrales, (on)geplande pannes, etc. waardoor men extra capaciteit moet uitbouwen die in staat moet zijn om de piekvraag te garanderen. Deze betrouwbaar beschikbare capaciteit dikt de totale geïnstalleerde capaciteit verder aan en leidt eveneens tot het hoger groeiritme van de capaciteit in vergelijking met de vraag en de (daadwerkelijke) productie.

In absolute cijfers uitgedrukt bedraagt de elektriciteitsproductiecapaciteit 20 GW in 2015. 15 jaar later (in 2030) is dat nog steeds het geval. In 2050 is de geïnstalleerde capaciteit, vergeleken met het niveau van 2015, met ongeveer de helft toegenomen: om en bij de 29 GW aan centrales staat opgesteld.

Naast de evolutie van het niveau van opgestelde capaciteit is er ook een belangrijke verschuiving in de mix waar te nemen. In 2015 vertegenwoordigt de nucleaire capaciteit nog 30 %, terwijl aardgascentrales een derde (33 %) van de capaciteit voor hun rekening nemen. Biomassa- en afvalcentrales nemen 6 % in en de andere hernieuwbare eenheden (wind, zon, etc.) 27 %. In 2030 is de situatie danig gewijzigd: nucleaire centrales zijn uit het elektriciteitslandschap verdwenen, gascentrales voorzien 43 % van de capaciteit, biomassa- en afvalcentrales nog steeds 6 % en de andere hernieuwbare eenheden noteren aan 50 %. In 2050 gebeurt er een switch tussen biomassa- en afvalcentrales en gas: gas snoept drie procentpunten af van biomassa en de aandelen evolueren naar respectievelijk 47 %, 3 % en 50 % in 2050. In absolute termen betekent dit een opgestelde capaciteit van 13,4 GW aan gasgestookte centrales, 1 GW biomassa- en afvalcentrales en 14,3 GW andere hernieuwbare eenheden waarvan 9 GW aan wind (5 GW onshore, 4 GW offshore).

d. Investerings

In termen van investeringen betekent dat uiteraard dat er heel wat investeringen op stapel staan de komende decennia. Deze investeringen zijn niet alleen nodig om de stijgende vraag op te vangen, maar ook om verouderde en uitgefaseerde eenheden te vervangen en om backup te voorzien voor de variabele hernieuwbare eenheden.



Naar schatting belopen de totale investeringen tussen 2015 en 2050 38 GW. Opgedeeld per periode geeft dat 11 GW tussen 2015 en 2030 en 27 GW tussen 2030 en 2050. Dat betekent dat vanaf nu tot 2050 elk jaar om en bij de 1 100 MW aan nieuwe centrales bijgebouwd dient te worden om aan de voorziene sluitingen, extra capaciteits- en verbruiksvragen te kunnen voldoen. Dat cijfer is evenwel een gemiddelde: een fijnere analyse leert dat vooral de periode na 2030 kritiek is wegens de sterke vraagstijging enerzijds en de vervanging van “nieuwe” (geïnstalleerd na 2015) centrales met lead times van rond de 25 à 30 jaar anderzijds. Na 2030 dient dan ook ongetwijfeld een investeringsritme voorzien te worden dat hoger ligt dan dit gemiddelde. Bovendien dient er rekening gehouden te worden met de looptijd tussen het moment waarop een investeringsbeslissing wordt genomen en het moment waarop de investering echt operationeel is (wat ongeveer 4 à 5 jaar belooft voor een STEG-centrale).

In monetaire termen uitgedrukt, komen deze investeringen van nu tot 2050 neer op een totaal bedrag van 32 miljard euro, waarvan 15 miljard van nu tot 2030 en 17 miljard voor de periode 2030-2050.

e. Enkele indicatoren

In dit deel worden enkele bijkomende indicatoren in tabelvorm weergegeven. Deze indicatoren zijn bedoeld om een groter inzicht te verwerven in het elektriciteitssysteem van de toekomst.

Tabel 6 Indicatoren van het elektriciteitsproductiesysteem

	2015	2030	2050
Gemiddeld rendement van thermische productie (%)	44,4	51,5	53,8
Gemiddelde gebruiksgraad van capaciteit (%)	38,6	41,5	36,8
Aandeel van netto-invoer van elektriciteit (%)	23,9	26,6	18,5
Elektriciteit obv WKK (%)	17,3	18,1	12,4
Elektriciteit obv HEB (incl. industrieel afval) (%)	23,3	38,6	46,7
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	19,9	19,6	28,7
Piekvraag (GW)	12,9	14,3	16,7
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh _{e+th})	194	198	165

Bron: PRIMES.

Noot: WKK=warmtekrachtkoppeling, HEB=hernieuwbare energiebronnen.

De evolutie van het *gemiddeld rendement van de thermische elektriciteitsproductie* is sterk gelinkt aan de technologiemix. Dit rendement stijgt aanzienlijk tussen 2015 en 2030 en verbetert verder naar het einde van de projectieperiode: in 2030 (2050) bereikt het 51,5 % (53,8 %) ten opzichte van 44,4 % in 2015. Deze evolutie is het resultaat van de simultane ontwikkeling van gas- en WKK-centrales met hoog rendement en het uitdoven van oudere steenkooleenheden.

De gemiddelde *gebruiksgraad* kent daarentegen een meer hobbelig parcours. Waar deze eerst nog stijgt van 38,6 % in 2015 tot 41,5 % naar 2030 toe onder impuls van een grotere inzet van aardgasgestookte centrales, neemt hij nadien een duik om in 2050 op het laagste niveau van de projectieperiode te stranden: 36,8 %.

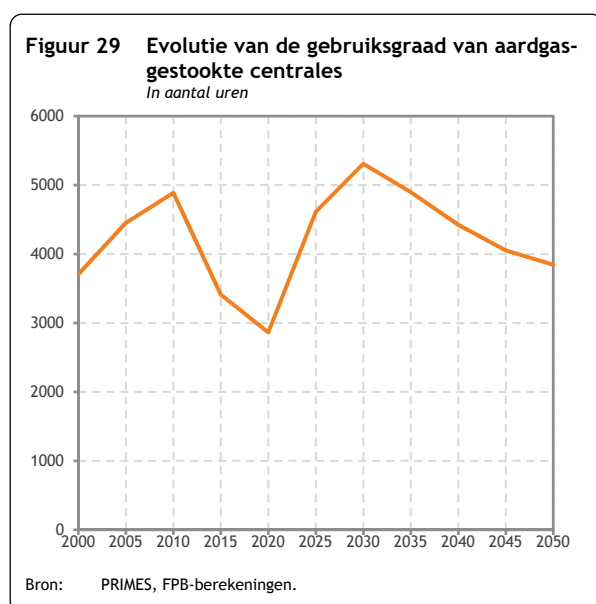
De indicator die in tabel 6 wordt weergegeven, is een gemiddelde over alle types centrales. Het is evenwel mogelijk per type na te gaan hoe de gebruiksgraad evolueert overheen de projectieperiode. Dat is wat in tabel 7 wordt voorgesteld. Tabel 7 geeft een detailinzicht in de gebruiksgraad van de verschillende centrales die, zoals blijkt, erg verschillend kunnen zijn naargelang de gehanteerde brandstof (of energiebron). Voor kernenergie is de gebruiksgraad in 2015 bijvoorbeeld historisch laag. Dat is te wijten

aan redenen die boven reeds werden beschreven. In 2025 blaast deze technologie haar laatste kaars uit en zijn er dus geen cijfers meer voorhanden.

Tabel 7 Evolutie van de gebruiksgraad van verschillende types technologie
In %

	2015	2030	2050
Kernenergie	48	-	-
Hernieuwbare energie	19	23	28
Hydro (excl. pompen)	32	34	34
Wind onshore	22	26	31
Wind offshore	43	41	44
Zon PV	11	11	12
Thermische centrales	45	60	46
Aardgas	39	61	44
Biomassa-afval	63	57	69

Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.



De evolutie in de gebruiksgraad van hernieuwbare energie lijkt positief. Dat is vooral op conto te schrijven van wind (zowel on- als offshore): door efficiëntie- en logistieke verbeteringen wordt verwacht dat de capaciteitsfactor gunstig zal evolueren.

Ander opvallend fenomeen in tabel 7 is de diepe duik in de gebruiksgraad van de aardgascentrales (zie ook deel 4.2.2.c). Wanneer we deze over een langere periode (2000-2050) voorstellen (figuur 29), merken we dat deze de vorm heeft van een kame-lenrug. Sinds 2010 is de gebruiksgraad van aardgasgestookte centrales sterk teruggelopen en deze daling wordt verwacht aan te houden tot 2020.

Deze terugval heeft te maken met de krimp in de opgevraagde energie (-3 % tussen 2010 en 2015), meer hernieuwbare eenheden die voorrang hebben in het systeem (*priority dispatch*), de beschikking over het volledige nucleaire park en goedkopere invoermogelijkheden. Na 2020 zien we echter een sterke heropleving die hoofdzakelijk te wijten is aan de nucleaire uitdoving die plaats maakt voor meer aardgasgestookte eenheden in het systeem (of alleszins, meer draaiuren). Na 2030 verliest de factor terug terrein en belandt op een aandeel van 44 % in 2050. Toch is hun capaciteit en aanwezigheid in het systeem onontbeerlijk en worden er in de komende decennia belangrijke investeringen in dit type centrales gevraagd⁶⁷. De oorzaak van deze lagere gebruiksgraad kan gezocht worden in de combinatie van verschillende parameters: de koolstofprijs, (relatieve) fossiele brandstofprijzen en de verdere ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen.

De volgende rij in tabel 6 geeft het *aandeel van de netto-elektriciteitsinvoer* in de opgevraagde energie weer. Dat blijft op een relatief hoog niveau tot 2030 om nadien wat te dalen. De sluiting van de kerncentrales vormt één van de oorzaken, maar ook de toename van het aandeel van variabele HEB en de impact

⁶⁷ De investeringen in aardgascentrales voor de periode 2015-2030 belopen maar liefst 4,5 GW (of ongeveer 11 eenheden), voor de hele periode 2015-2050 is dat 16,5 GW.

hiervan op het volume van elektriciteitshandel (o.a. omwille van het dekken van balancingvereisten) spelen een rol, naast de stijging van de gemiddelde (binnenlandse) productiekost (zie infra). Hierdoor evolueert het netto-invoeraandeel naar 27 % van het totale aanbod aan elektriciteit in 2030. Nadien zakt het terug naar 18 % in 2050. De daling in de laatste periode is te wijten aan een dubbel fenomeen: een afname in het niveau van de invoer (teller) en een groei in het aanbod van elektriciteit (noemer) dat het beterkoop worden van de gemiddelde productiekost weerspiegelt (figuur 30).

Tabel 6 toont ook de evolutie van de *elektriciteit geproduceerd in de warmtekrachtkoppelingscentrales en op basis van HEB*. Het percentage van de (bruto) elektriciteitsproductie dat opgewekt wordt in WKK-eenheden (zowel op basis van aardgas als van biomassa) gaat van 17 % in 2015 naar 18 % in 2030 en 12 % in 2050. Elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen maakt, hoofdzakelijk omwille van de Richtlijn 2009/28/EG, een geweldige sprong voorwaarts gedurende de eerste 15 jaar: van 23 % of ongeveer een kwart van onze bruto-elektriciteitsproductie in 2015 naar een aandeel van 39 % in 2030. De periode na 2030 wordt gekenmerkt door een verdere groei die niet getrokken wordt door de installatie van een HEB-doelstelling, maar door het feit dat HEB de leercurves afzakken en dus beterkoop worden, naast de invloed van de stijgende prijs van koolstof in de ETS. In 2050 bereikt het also een aandeel van 47 %.

De *geïnstalleerde capaciteit* blijft nagenoeg constant overheen de periode 2015-2030. De investeringen in zowel hernieuwbare eenheden als aardgasgestookte centrales volstaan net om de afbouw in nucleaire capaciteit en andere fossiele centrales (steenkool, aardolie) te compenseren. Na 2030 zien we een belangrijke aangroei in capaciteit: tussen 2030 en 2050 neemt de geïnstalleerde capaciteit toe met maar liefst 46 %. De capaciteits sprong kent drie oorzaken: de groeiende vraag naar elektriciteit, het groeiend aandeel variabele HEB en de nood om dit te accommoderen (back-up) en de vervanging van oude uitgefaseerde eenheden.

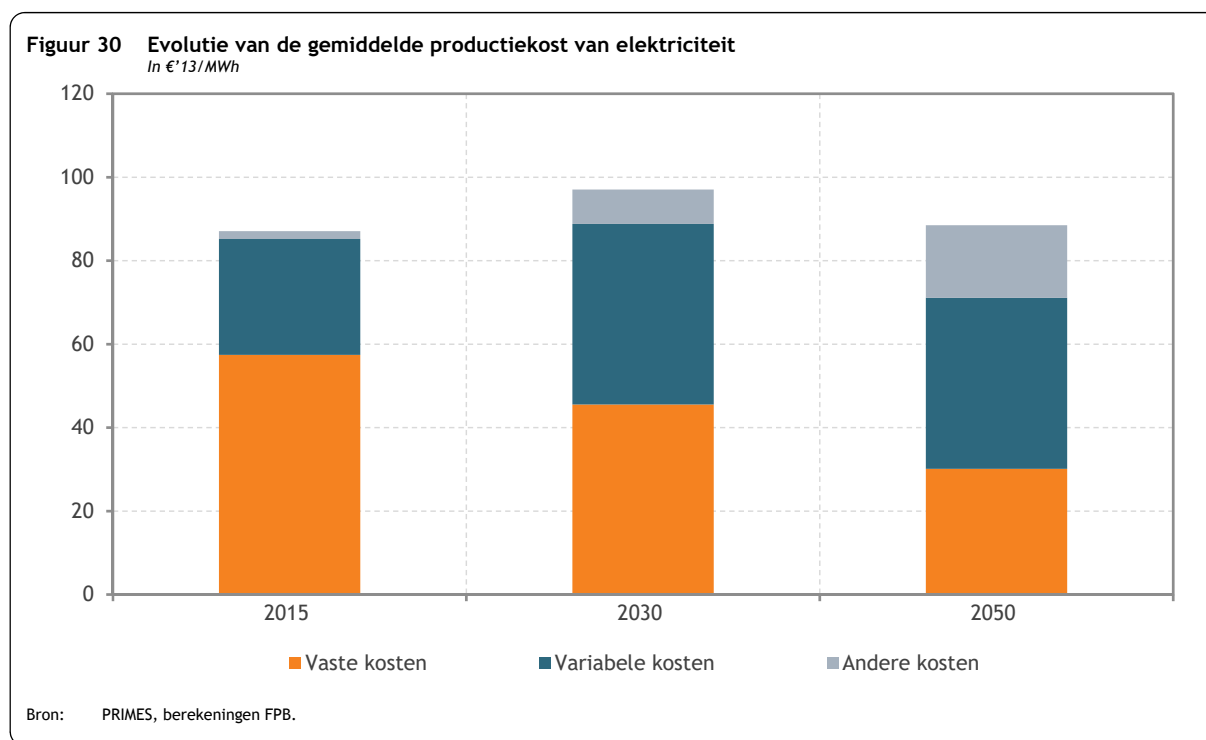
Ook de *piekvraag* wordt weergegeven in tabel 6: haar evolutie verloopt quasi parallel met die van de opgevraagde energie. In 2030 (2050) torent de piekvraag 11 % (29 %) boven het niveau van 2015 uit en noteert ze aan 14,3 GW (16,7 GW) ten opzichte van 12,9 GW in 2015.

De *koolstofintensiteit* van de elektriciteitssector resulteert uit de evoluties in de energiemix en in de boven beschreven technologieën. In 2030 is de koolstofintensiteit nagenoeg constant gebleven ten opzichte van 2015 en dit niettegenstaande de sluiting van de kernreactoren. Oorzaken zijn de gevoelige toename van productie op basis van HEB en de stijging van de netto-invoer die een verdere (bijkomende) expansie van aardgasgestookte elektriciteit afremt. Na 2030 zet de koolstofintensiteit van de sector een dalend parcours in. Twee redenen kunnen aangehaald worden: vooreerst de stijging in de binnenlandse productie, daarnaast de verdere uitbouw van hernieuwbare eenheden onder impuls van de hogere koolstofprijs op middellange en lange termijn.

4.2.3. Elektriciteitsproductiekost

Laatste onderdeel van de elektriciteitssectoranalyse behandelt de kosten opgelopen om elektriciteit te produceren. In dit deel wordt meer specifiek naar de gemiddelde productiekost gekeken. De gemiddelde productiekost wordt hier gedefinieerd als het totaal van de opgelopen kosten om elektriciteit op te wekken gedeeld door de netto-productie van elektriciteit. Deze bestaat uit drie componenten: vaste,

variabele en andere kosten. De ‘vaste kosten’ behelzen de jaarlijkse kapitaalkost en de vaste kosten voor werking en onderhoud. De ‘variabele kosten’ verenigen de kosten gemaakt in het kader van de aankoop van brandstoffen en andere variabele kosten, waaronder (in voorkomend geval) de kost voor opslag van CO₂. De kosten voor de aankoop van emissiequota op de daartoe bestemde veilingen valt dan onder de categorie ‘andere kosten’.



De ontwikkelingen in de elektriciteitssector hebben een significante impact op het kostenplaatje: niet alleen het niveau, maar ook de structuur wijzigt overheen de periode.

Tijdens de periode 2015-2030 schieten de elektriciteitsproductiekosten de hoogte in: ze klimmen van gemiddeld 87 €/MWh in 2015 naar 97 €/MWh in 2030, wat een toename betekent van 11 %. Deze groei is op conto te schrijven van de stijging in de categorie ‘variabele kosten’, meer bepaald, de brandstofkosten. Tijdens deze periode neemt de prijs van aardgas immers aanzienlijk toe (zie figuur 1) waardoor de brandstofkosten met maar liefst 58 % aantikken. Kleiner onderdeel van de kostenstijging is de uitgave voor de aankoop van ETS-emissiequota: hoewel deze groeit met een factor 4 is het absolute belang nog relatief klein in 2030. Opvallend is dat de categorie ‘vaste kosten’ krimpt. Een nadere blik leert dat in 2015 de vaste kosten uitzonderlijk hoog zijn omwille van verjongingsinvesteringen in het nucleaire park die dienen om de operationele werkingsduur van de drie oudste kerncentrales te verlengen (D1, D2 en T1). In 2030 vinden we dergelijke investeringen uiteraard niet meer terug in de berekening.

Na 2030 zetten de gemiddelde productiekosten een daling in: ze duiken van 97 €/MWh in 2030 naar 89 €/MWh in 2050, of een niveau dat slechts 2 % hoger is dan dat van 2015. Ook de samenstelling van de productiekost evolueert verder: er lijkt een trade-off plaats te vinden tussen de ‘vaste kosten’ en de ‘andere kosten’. Hun aandelen wijzigen van respectievelijk 47 % en 8 % in 2030 naar 34 % en 20 % in 2050. Het aandeel van de ‘variabele kosten’ blijft hangen op 46 %.

Hoewel tijdens deze periode heel wat investeringen (zie ook deel 4.2.2.d) ingepland staan om 1) oud en/of uitgedoofd kapitaal te vervangen, 2) de stijgende vraag op te vangen, 3) de toereikendheid van productie (*generation adequacy*) op elk moment te garanderen, krimpen de 'vaste kosten'. Deze keer is de evolutie op rekening te schrijven van de kapitaalkosten die omwille van de technologische vooruitgang en leereffecten gevoelig lager uitvallen. In vergelijking met het vorige Referentiescenario (Devogelaer en Gusbin, 2014) werd de kapitaalkost van zon PV en (verafgelegen) offshore wind neerwaarts herzien. Bij de eerste technologie heeft dat vooral te maken met leereffecten⁶⁸, bij de tweede spelen logistieke verbeteringen en schaafeffecten na 2030 een belangrijke rol.

Box 4 Offshore wind in België

Voor de ontwikkeling van het offshore windpotentieel wordt in België gewerkt met een systeem van concessies. De federale minister van Energie heeft tot nu toe acht domeinconcessies toegekend voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in het Belgisch deel van de Noordzee. Al deze concessies samen zijn goed voor 2 300 MW, waarvan vandaag 877 MW operationeel is. Deze capaciteit draagt bij tot het behalen van de nationale 13 % HEB-doelstelling in 2020 zoals bepaald in Richtlijn 2009/28/EC.

Na 2020 in een context van energietransitie kan de offshore productiecapaciteit de grens van 2 300 MW echter overschrijden (Elia, 2015). Ambities van 3000 MW tot 4000 MW worden in het kader van studies voor het *North Seas Countries' Offshore Grid Initiative* (NSCOGI) platform vermeld. Wanneer men deze capaciteit wil uitbreiden, is de ontwikkeling van een tweede offshore-onshore corridor noodzakelijk. Wil men meer dan 3 300 MW installeren, zijn bijkomende (nog duurere) oplossingen vereist.

Het model PRIMES brengt deze stijging van de netwerkkosten bij toenemende installatie van offshorecapaciteit in rekening. Deze stijging wordt op lange termijn evenwel meer dan gecompenseerd door logistieke verbeteringen en schaafeffecten waardoor de totale offshore-investeringskost daalt. Tussen 2015 en 2030 noteren we kostendalingen tussen 16 en 22 %, tussen 2015 en 2050 bevinden de kostendalingen zich tussen 26 en 37 %.

Anderzijds maken de 'andere kosten' een sprong voorwaarts onder impuls van de prijs van de CO₂-rechten die klimt van 33,5 €/tCO₂ in 2030 naar 88 €/tCO₂ in 2050. Hoewel tijdens deze periode veel aardgasgestookte elektriciteit wordt opgewekt (zie supra), zien we dat de prijs van aardgas veel minder snel toeneemt dan de prijs van de CO₂-emissiequota.

Overheen de volledige periode van projectie zien we de structuur van de gemiddelde productiekost dus danig evolueren: het belang van investeringen in de gemiddelde productiekost slinkt overheen de tijd, hoofdzakelijk omwille van 1) het sluiten van de nucleaire centrales waarvan enkele in de beginperiode nog verjongingsinvesteringen hebben ondergaan, 2) belangrijke leer- en schaafeffecten voor HEB. Brandstofkosten en aankoop van emissiequota, twee kostenposten die exclusief voorbehouden zijn voor aardgasgestookte centrales, winnen daarentegen terrein en maken het leeuwendeel uit van de gemiddelde productiekost in 2050.

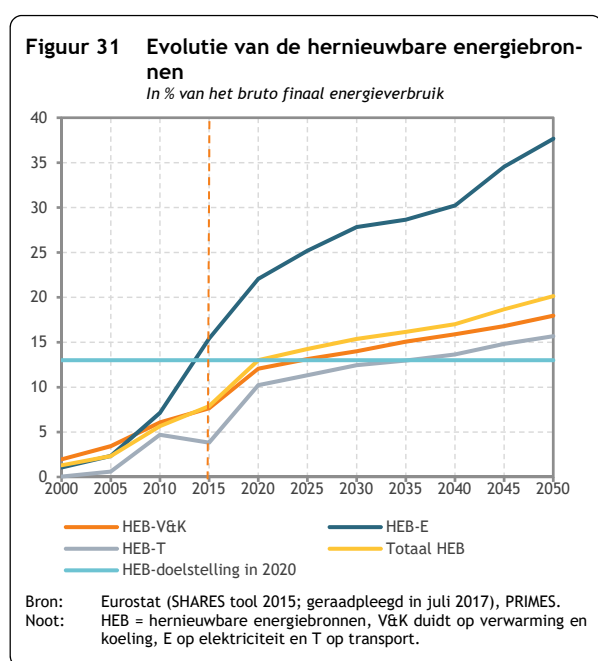
⁶⁸ De techno-economische verbeteringen in zon PV werden herschat op basis van geüpdatete gegevens. De ontwikkeling van PV start van lagere kosten dan voordien verwacht en rekt op een verdere exploitatie van het leerpotentieel in de toekomst. De kosten bereiken echter een bodem die gerechtvaardigd wordt door de onsamendrukbare kost van modules en componenten zoals inverters, geraamtes en installatiekosten.

4.3. Hernieuwbare energiebronnen

In dit deel wordt ingegaan op de evolutie van het totale verbruik van hernieuwbare energiebronnen (HEB) en het verbruik naar toepassing. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen drie HEB-toepassingen: verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteitsproductie (HEB-E)⁶⁹ en transport (HEB-T).

Het belang van HEB in de toekomstige energiemix zal enkel maar toenemen. Zelfs in een referentiescenario waar er na het jaar 2020 geen bindende doelstellingen voor HEB worden verondersteld, klimt het aandeel in 2050 naar een vijfde van het bruto finaal energieverbruik.

De HEB groeien bijzonder sterk gedurende de eerste twee decennia van deze eeuw en worden in hoofdzaak ondersteund door de HEB-doelstelling in 2020. In 2020 bedraagt het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik dan ook 13 % (startend van een poevere 1 % in 2000 en ongeveer 8 % in 2015). Na 2020 neemt het HEB-aandeel gestaag – maar in een gematigder tempo – toe tot 15 % in 2030 en 20 % in 2050. In absolute termen vertegenwoordigen de HEB 4,7 Mtoe in 2020, 5,4 Mtoe in 2030 en 7,3 Mtoe in 2050 (ten opzichte van 2,9 Mtoe in 2015).



Het HEB-aandeel voor verwarming en koeling laat meer dan een verdubbeling optekenen over de projectieperiode: het stijgt van 8 % in 2015 tot 18 % in 2050. In 2020 en 2030 bedraagt dat aandeel respectievelijk 12 % en 14 %. In absolute termen verdubbelt het HEB-V&K-verbruik tussen 2015 en 2050 (1,4 Mtoe in 2015 en 2,9 Mtoe in 2050). Het betreft voornamelijk vaste biomassa en in mindere mate zonthermische warmte, biogas, afval en geothermische warmte. Met de ontwikkeling van warmtepompen wordt ook rekening gehouden in de berekening van de HEB-V&K volgens de berekeningsregels uit de HEB-richtlijn (2009/28/EG). Warmtepompen leveren evenwel een eerder bescheiden bijdrage tot het HEB-V&K-verbruik (minder dan 5 %).

Wat elektriciteit betreft, is de toename spectaculair. Het HEB-aandeel in het bruto finaal elektriciteitsverbruik start in 2015 op 15 %, schiet naar 22 % in 2020 en groeit daarna nog verder naar 28 % in 2030 en 38 % in 2050. In absolute termen betekent dat een verdrievoudiging van het bruto finaal elektriciteitsverbruik op basis van HEB: 1,2 Mtoe in 2015 en 3,7 Mtoe in 2050. Meer details over onder meer de rol van de verschillende HEB-vormen in die evolutie worden gegeven in deel 4.2.2.b.

Het HEB-T-aandeel (4 % in 2015) belooft 10 % in 2020 en 12 % in 2030 om 16 % te bereiken in 2050. Dat stijgende aandeel is op conto te schrijven van de verdere penetratie van biobrandstoffen van de eerste

⁶⁹ Reeds uitvoerig bestudeerd in deel 4.2.2.b.

en vervolgens van de tweede generatie en van een doorbraak, vooral na 2030, van het elektrische personenwegvervoer (zie deel 4.1.4). De bovenstaande percentages houden rekening met het plafond van 7 % voor de biobrandstoffen van de eerste generatie en de berekeningsregels die worden uiteengezet in de HEB-richtlijn en haar latere wijzigingen⁷⁰. In 2015 was het HEB-verbruik voor transport hoofdzakelijk (rond 83 %) afkomstig van biobrandstoffen (van de eerste generatie). In de projectie verandert dat geleidelijk: biobrandstoffen spelen een kleinere rol ten gunste van de component hernieuwbare elektriciteit. In 2050 bedraagt die component 32 % tegenover 68 % voor de component biobrandstoffen.

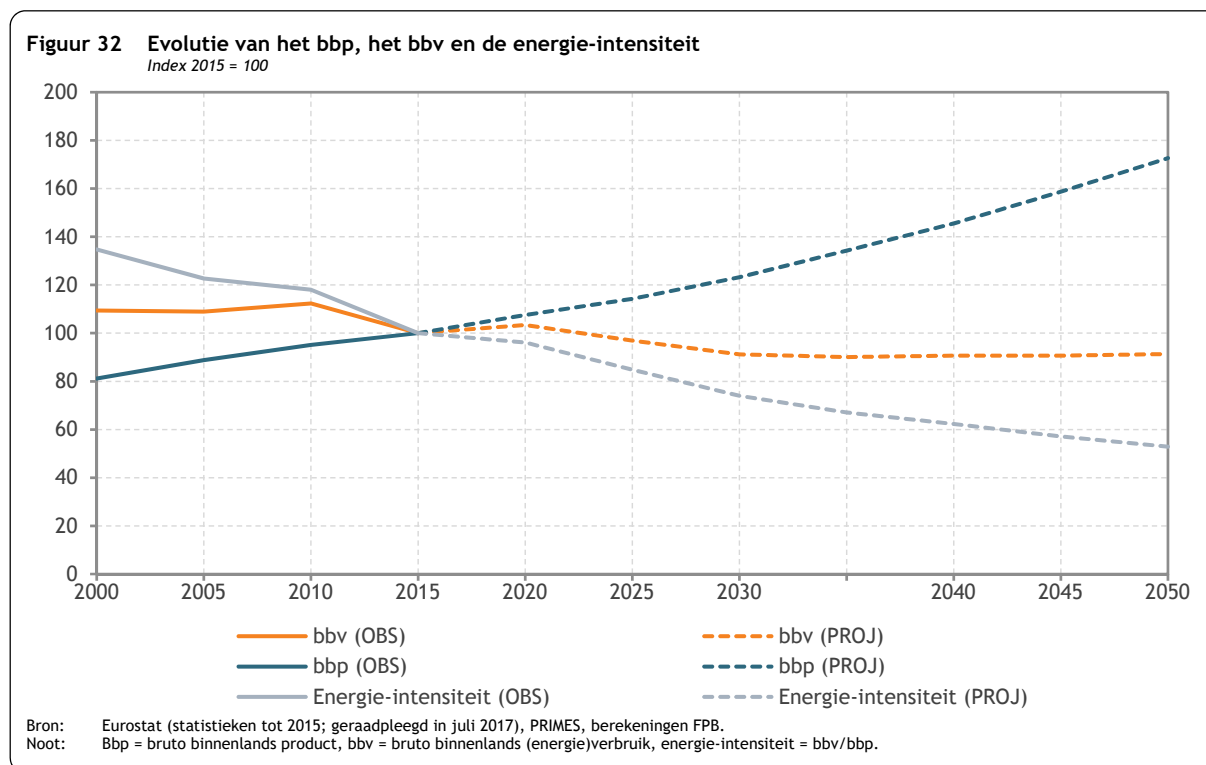
Uitgedrukt in aandelen van het totale HEB-verbruik komt de verdeling tussen de drie toepassingen neer op 48 % voor HEB-V&K, 41 % voor HEB-E en 11 % voor HEB-T in 2015. In 2030 liggen de verhoudingen respectievelijk op 41 %, 41 % en 18 %, terwijl dit in 2050 36 % is voor HEB-V&K, 47 % voor HEB-E en 17 % voor HEB-T.

Het globale percentage (en van de HEB-T) dat in 2020 wordt berekend, is in overeenstemming met de nationale hernieuwbare-energiedoelstelling van 13 % (en de nationale hernieuwbare-energie-in-transportdoelstelling van 10 %) zoals bepaald in de HEB-richtlijn. Impliciet wordt in het referentiescenario immers verondersteld dat de HEB-doelstellingen voor 2020 worden bereikt.

⁷⁰ Richtlijn 2015/1513.

4.4. Bruto binnenlands energieverbruik

In de vorige paragrafen werden de evoluties van het referentiescenario geschetst in de sectoren van de eindvraag en in de elektriciteitssector. Die ontwikkelingen blijven uiteraard niet zonder gevolgen voor de totale energiebevoorrading van ons land. Die wordt voorgesteld door de indicator 'bruto binnenlands verbruik' (bbv). Het bbv omvat alle verbruik van energie⁷¹, zowel deze die in België wordt geproduceerd als deze die wordt ingevoerd.



Wanneer we de evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik (bbv) plotten naast die van het Belgische bbp (figuur 32) merken we toch wel duidelijke verschillen. Terwijl het bbp elk jaar gestaag aantikt (a rato van gemiddeld 1,6 % per jaar tussen 2015 en 2050), zien we dat het bbv een dalende tendens heeft ingezet (a rato van gemiddeld 0,3 % per jaar over dezelfde periode). Dat fenomeen profileert zich in de indicator 'energie-intensiteit' (verhouding tussen bbv en bbp). Die indicator krimpt elk jaar gemiddeld met 1,8 %.

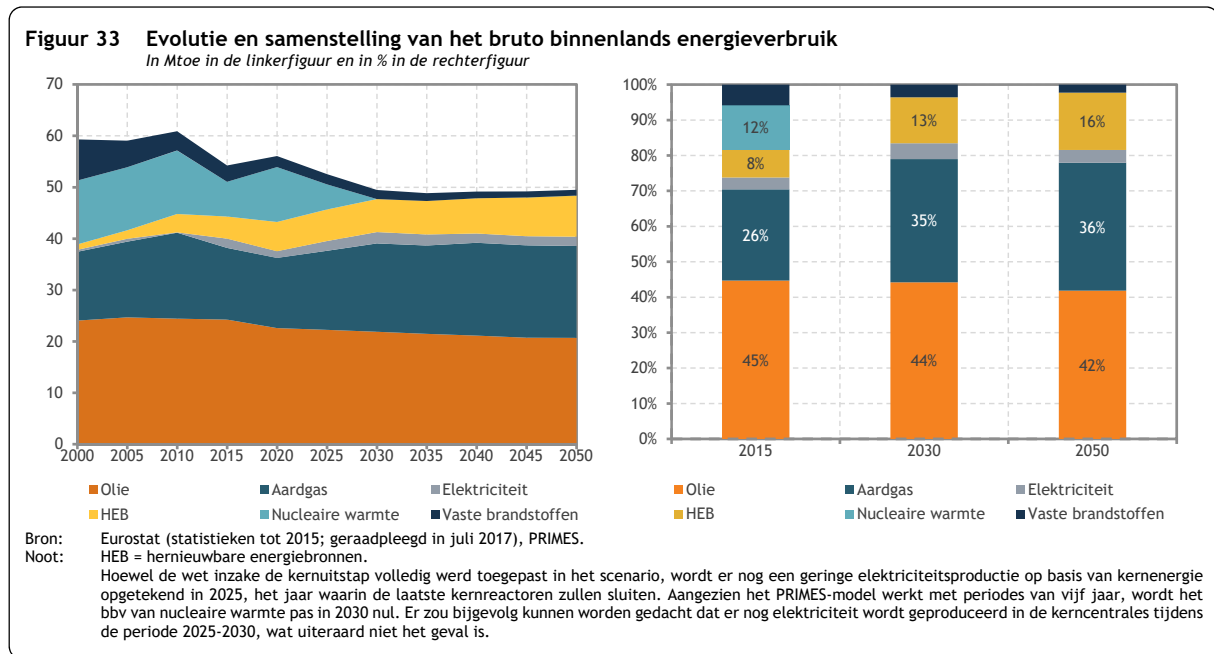
Figuur 33 toont de evolutie van het bruto binnenlands verbruik meer in detail. Het bbv daalt van 54,2 Mtoe in 2015 tot 49,5 Mtoe in 2030 en stabiliseert zich vervolgens tot 2050. Ten opzichte van het niveau behaald in 2015 houdt die 49,5 Mtoe een daling in van 9 %.

Die daling tot 2030 kan worden verklaard door twee factoren: de energie-efficiëntie op het gebied van zowel eindvraag als transformatie van energie en fuel switch (substitutie tussen energievormen). Het toenemend gebruik van wind- en zonne-energie en de kernuitstap voor de elektriciteitsproductie leiden tot een lager binnenlands energieverbruik. Statistische conventies liggen in beide gevallen aan de oorsprong van die daling. Voor wind- en zonne-energie is de omzettingsfactor die wordt gebruikt om de

⁷¹ Ook deze gebruikt voor niet-energetische doeleinden, m.a.w. als grondstof.

elektriciteitsproductie om te zetten in bbv-termen gelijk aan 1, terwijl die factor hoger is dan 1 wanneer elektriciteit wordt geproduceerd aan de hand van fossiele brandstoffen, biomassa of in kerncentrales. Voor kernenergie is de factor die wordt gebruikt om elektriciteitsproductie om te zetten in bbv (nucleaire warmte) gelijk aan 3, wat de hoogste waarde is van alle omzettingfactoren⁷². Als de nucleaire productie wordt verminderd of stopgezet en wordt vervangen door HEB en/of aardgas, vertaalt dat zich dus mechanisch in een daling van het bbv.

Na 2030 is de stabilisering van het bbv een weerspiegeling van de neutralisering van het volume-effect dat wordt veroorzaakt door de economische activiteit en de demografische vooruitzichten door de voortdurende verbetering van de energie-efficiëntie en het gebruik van HEB die een gevolg zijn van de stijgende energie- en koolstofprijzen en de dalende prijzen van schone technologieën.

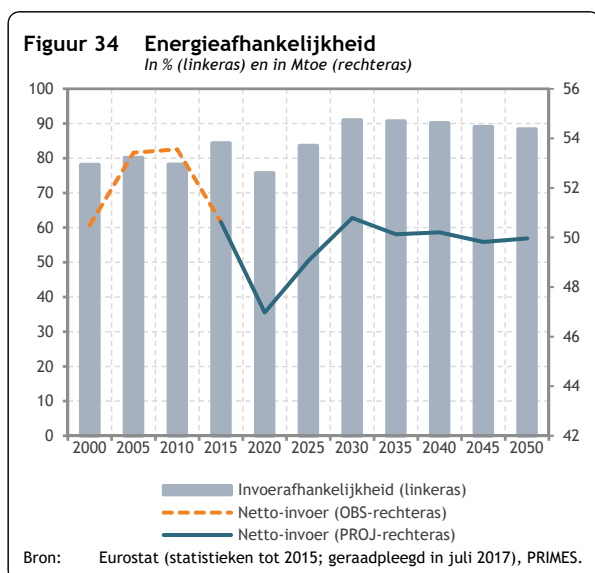


Wat de energiemix betreft, is de evolutie opmerkelijk. Tegen 2030 en tijdens de daaropvolgende jaren verdwijnt kernenergie volledig uit de mix als gevolg van het stilleggen van de kerncentrales volgens de wettelijke kalender. Het aandeel van olie gaat licht achteruit (van 45 % in 2015 tot 42 % in 2050); de grootste verbruikers van olieproducten zijn de transportsector en de petrochemie (olie gebruikt als grondstof) waar de mogelijkheid tot vervangen beperkt is bij ongewijzigd beleid (zie 4.1.4). Het aandeel van steenkool – hoofdzakelijk gebruikt in de ijzer- en staalindustrie – wordt drie keer kleiner (6 % in 2015 en 2 % in 2050). Aardgas daarentegen wint terrein (van 26 % in 2015 naar 36 % in 2050), naast een verdubbeling van de HEB-bijdrage (van 8 % in 2015 naar 16 % in 2050). De evolutie van die twee energievormen is in grote mate te wijten aan het feit dat ze meer worden ingezet in de elektriciteitssector als

⁷² Voor kernenergie houdt dat in dat een ‘fictief’ rendement van 33 % (1/3) wordt bepaald. Ter vergelijking: het rendement van een gascentrale met gecombineerde cyclus schommelt tussen 56 % en 59 %; de overeenstemmende omzettingfactor ligt dus tussen 1,7 en 1,8.

gevolg van de markante toename van het elektriciteitsverbruik en de volledige stopzetting van de nucleaire productie in 2025 (zie 4.2.2). Tot slot schommelt het aandeel van elektriciteit⁷³ in het bbv tussen 2 % en 4 %.

Aan de energiebehoeften van België kan niet worden voldaan zonder te rekenen op invoer van energie. België beschikt immers over geen enkele binnenlandse fossiele bron. Figuur 34 toont de evolutie van de



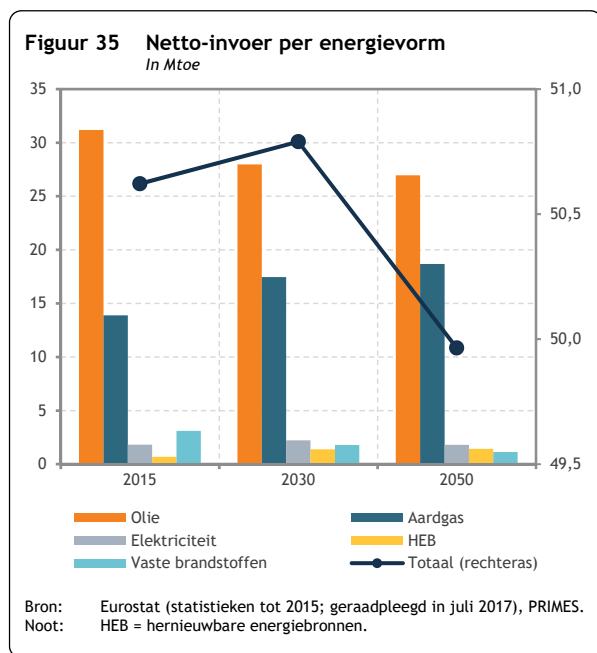
netto-invoer van energie en de energieafhankelijkheid van België. Hoewel beide indicatoren dalen naar het jaar 2020, de opleveringsdatum van het klimaat- en energiepakket, volgt nadien een heropleving en een lichte daling in de periode 2030-2050. Ondanks een forse stijging over de periode 2020-2030 blijft de netto-invoer die in 2030 wordt opgetekend (50,8 Mtoe) onder (of vergelijkbaar met) de historische niveaus in de periode 2000-2015. De energieafhankelijkheid, gedefinieerd als het aandeel van de netto-energieinvoer in het bbv, kent haar hoogtepunt in 2030 (91 % tegenover 84 % in 2015), zakt daarna lichtjes terug en landt op een percentage van 88 % in 2050.

De samenstelling van deze netto-invoer⁷⁴ (figuur 35) toont duidelijk het overwicht van olie(producten), gevolgd door het stijgende belang van aardgas. Samen vertegenwoordigen die twee energievormen ongeveer 90 % van de netto-energieinvoer over de projectieperiode. De netto-invoer van olie daalt met 14 % tussen 2015 en 2050, terwijl de invoer van aardgas met 35 % toeneemt⁷⁵. Steenkool blijft terrein verliezen: de invoer van de vaste brandstoffen (hoofdzakelijk steenkool) daalt met 64 %.

⁷³ De categorie 'electriciteit' in het bbv en in Figuur 33 vertegenwoordigt de netto-invoer van electriciteit; de energiebehoeften voor de binnenlandse productie van electriciteit zitten vervat in het verbruik van de verschillende primaire energiebronnen die worden ingezet om electriciteit op te wekken.

⁷⁴ Belangrijk om te vermelden is dat de invoer van uranium niet onder netto-invoer wordt gecatalogiseerd (en dus niet in aanmerking wordt genomen bij de berekening van de energieafhankelijkheid), maar wel in de binnenlandse productie onder de vorm van warmte door splijting van uranium (volgens de Eurostat-conventie).

⁷⁵ Ten opzichte van het in 2010 waargenomen historische maximum stijgt de invoer van aardgas met 11 %.



De hierboven beschreven invoerevoluties hebben een impact op de nationale handelsbalans. Die monetaire impact wordt in 2050 geraamd op een extra 12 miljard euro (in constante termen) te spenderen aan de invoer van koolwaterstoffen⁷⁶ (olie en aardgas) vergeleken met de factuur in 2015. Uit de opsplitsing naar type brandstof blijkt dat de uitgaven voor olie met 8 miljard euro zullen stijgen, tegenover 4 miljard euro voor aardgas.

De invoer van elektriciteit stijgt tegen 2030 en valt vervolgens terug tot in 2050 opnieuw een vergelijkbaar niveau met dat van 2015 wordt bereikt. Tot slot laat de netto-invoer van HEB meer dan een verdubbeling optekenen tussen 2015 en 2050. De invoer van HEB omvat biomassa terwijl de andere

HEB (wind, zon, enz.) worden ‘geproduceerd’ op Belgisch grondgebied.

Er bestaan drie soorten biomassa die zeer uiteenlopende fysieke kenmerken hebben: vaste biomassa (hout, enz.), vloeibare biomassa (biobrandstoffen, enz.) en biomassa in gasvorm (biogas, enz.). De invoer van biomassa betreft uitsluitend vaste biomassa die voornamelijk wordt gebruikt voor warmte- en elektriciteitsproductie en vloeibare biomassa die vooral als brandstof voor transport wordt gebruikt. Hoewel de eerste soort duidelijk de tweede domineert in 2015, wint de invoer van biobrandstoffen geleidelijk terrein en vertegenwoordigen ze 40 % van de totale invoer van biomassa in 2050. De invoer van vaste biomassa omvat een stabiel aandeel (40 %) van de behoefte aan die vorm van biomassa tegen 2050. Daartegenover staat dat de invoer van biobrandstoffen een steeds groter deel uitmaakt van het verbruik: van minder dan 10 % in 2015 naar 60 % in 2050.

Tot slot wordt nog een tabel meegegeven die de beschrijving van de evolutie van het bbv aanvult met het primair energieverbruik, de primaire energie-intensiteit van het bbp en het primair energieverbruik per inwoner.

Tabel 8 Primair energieverbruik en gerelateerde indicatoren

	2015	2030	2050
Primair energieverbruik (Mtoe)	44,5	40,1	40,9
Primaire energie-intensiteit van het bbp (toe/M€)	110,9	81,2	59,1
Primair energieverbruik/capita (toe/inwoner)	4,0	3,3	3,2

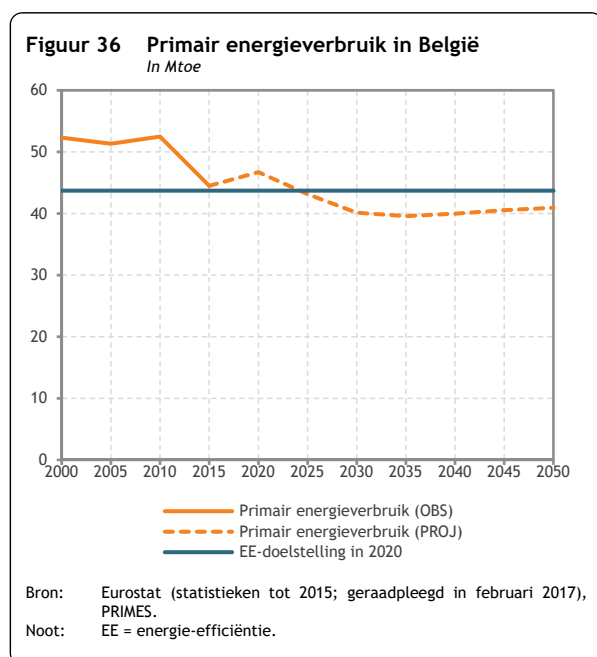
Bron: PRIMES, berekeningen FPB.

Het primair energieverbruik wordt berekend door van het bruto binnenlands verbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Dat primair energieverbruik daalt gemiddeld met 0,2 % per jaar tussen 2015 en 2050. Het primair energieverbruik is één⁷⁷ van de twee indicatoren die worden gebruikt in het

⁷⁶ Uitgezonderd de zeebunkers.

⁷⁷ De andere indicator is het energie-eindverbruik (zie 4.1).

kader van de Europese doelstelling van 20 % verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020 (zie supra). Die doelstelling is indicatief (en dus niet bindend) en is als dusdanig niet opgenomen in het wetgevend klimaat- en energiepakket van juni 2009 waarvan de impact in deze publicatie wordt bestudeerd. Volgens artikel 3 van de Europese Richtlijn nr. 2010/27/EU aangaande energie-efficiëntie moeten nationale doelstellingen voor alle lidstaten worden bepaald: België heeft in dit kader een EE-doelstelling in termen van primair energieverbruik van 18 % vooropgesteld tegen 2020. Die doelstelling stemt overeen met een absoluut primair energieverbruik van maximaal 43,7 Mtoe in 2020⁷⁸.



De resultaten van het referentiescenario geven aan dat de Belgische doelstelling niet in 2020 wordt gerealiseerd, maar wel vanaf 2025. In 2020 bedraagt het primair energieverbruik 46,7 Mtoe, nog steeds 3 Mtoe hoger dan de absolute doelstelling. Hoewel die doelstelling slechts indicatief is, heeft ze een grote symbolische waarde: de energie-efficiëntie is en blijft een heel belangrijke hefboom om de energieafhankelijkheid en de broeikasgasemissies te verminderen. Bovendien vormt ze een van de vijf dimensies van de Europese energie-unie. Tussen 2020 en 2035 daalt het primair energieverbruik, waarna het, in lijn met het bbv, herneemt en in 2050 uitkomt op een waarde van 40,9 Mtoe.

De primaire energie-intensiteit van het bbp, gemeent als de verhouding tussen het primair energieverbruik en het bbp, daalt gemiddeld met 1,8 % per jaar over de periode 2015-2050. Het primair energieverbruik per capita loopt ook terug: gemiddeld -0,6 % per jaar tussen 2015 en 2050. Het bedraagt 4,0 Mtoe⁷⁹ in 2015, 3,3 Mtoe in 2030 en 3,2 Mtoe in 2050.

verbruik en het bbp, daalt gemiddeld met 1,8 % per jaar over de periode 2015-2050. Het primair energieverbruik per capita loopt ook terug: gemiddeld -0,6 % per jaar tussen 2015 en 2050. Het bedraagt 4,0 Mtoe⁷⁹ in 2015, 3,3 Mtoe in 2030 en 3,2 Mtoe in 2050.

4.5. Broeikasgasemissies

Dit hoofdstuk analyseert de evolutie van de broeikasgasemissies (BKG) in België tegen 2050 op basis van twee bronnen: enerzijds de resultaten van het PRIMES-model voor de (al dan niet energiegebonden) CO₂-emissies, anderzijds het rapport (EC, 2016) voor andere emissies dan CO₂. De broeikasgasemissies die op deze manier worden berekend, houden geen rekening met de emissies en absorpties van koolstof gerelateerd tot landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw. Ze omvatten wel de emissies met betrekking tot het internationale luchtvervoer dat afzonderlijk wordt gerapporteerd in de nationale BKG-inventaris⁸⁰.

⁷⁸ Zie voetnoot 32.

⁷⁹ 1 Mtoe = 11,63 TWh.

⁸⁰ De in dit hoofdstuk gerapporteerde emissies stemmen overeen met de som van de emissies die onder 'Totaal (met uitzondering van LULUCF)' en 'bunkers van het internationale luchtvervoer' staan.

In België is het belangrijkste broeikasgas koolstofdioxide (CO₂) dat in 2015 85 % van de totale uitstoot vertegenwoordigde. Methaan (CH₄) was in dat jaar goed voor 7 %, distikstofmonoxide (N₂O) voor 5 % en gefluoreerde gassen voor 3 % van de totale uitstoot⁸¹.

De BKG-emissies zijn ook verdeeld over ETS- en niet-ETS-sectoren. In de ETS-sectoren wordt de evolutie van de BKG-emissies beïnvloed door de evolutie van de koolstofprijzen (zie hoofdstuk 3.3). In de niet-ETS-sectoren is de evolutie van de BKG-emissies verenigbaar met de Belgische doelstelling die mikt op een vermindering met 15 % tegen 2020 (in vergelijking met 2005) in overeenstemming met Beschikking nr. 406/2009/EG⁸². Na 2020 worden die emissies niet meer getrokken door een becijferde doelstelling, maar evolueren ze onder invloed van de eerder toegepaste beleidsmaatregelen en de energieprijzen.

4.5.1. CO₂-emissies

CO₂-emissies ontstaan via de verbranding van fossiele brandstoffen, via bepaalde industriële processen (productie van cement en kalk, productie van metalen) en via andere meer marginale bronnen (vluchtige emissies, afval). De eerste categorie domineert overduidelijk de laatste twee vermits die goed is voor zowat 90 % van de totale CO₂-uitstoot. Verder in de tekst zal de eerste uitstootcategorie als energetisch worden betiteld, de laatste twee als niet-energetisch.

De totale CO₂-emissies dalen met 10 % over de projectieperiode (2015-2050)⁸³. Die evolutie kan worden toegeschreven aan zowel de energetische CO₂ (-9,7 %) als aan de niet-energetische CO₂ (-15 %). Ten opzichte van 2005 is die daling nog meer uitgesproken (-27 % in 2050), maar nog steeds onvoldoende om naar een koolstofarme economie te evolueren. De grootste dalingen vinden plaats tussen 2005 en 2020, de opleveringsdatum van het wetgevende klimaat- en energiepakket (-26 %). Na 2020 stijgen de CO₂-emissies tot 2030 waarna ze terugvallen tot een niveau dat heel licht onder dat van 2020 ligt.

Met het PRIMES-model kan een sectorale analyse worden gemaakt van de energetische CO₂-emissies. Figuur 37 toont de evoluties in de verschillende sectoren: in absolute termen in de linkerfiguur en in reductie- (of groei-)percentage in vergelijking met het jaar 2005 in de rechterfiguur. In tegenstelling tot de vorige hoofdstukken waar de evoluties worden beschreven ten opzichte van 2015 – het startpunt van de projecties – wordt er in dit hoofdstuk voor gekozen het jaar 2005 als referentiejaar te nemen. Dat jaar is het basisjaar voor verschillende emissiereductiedoelstellingen.

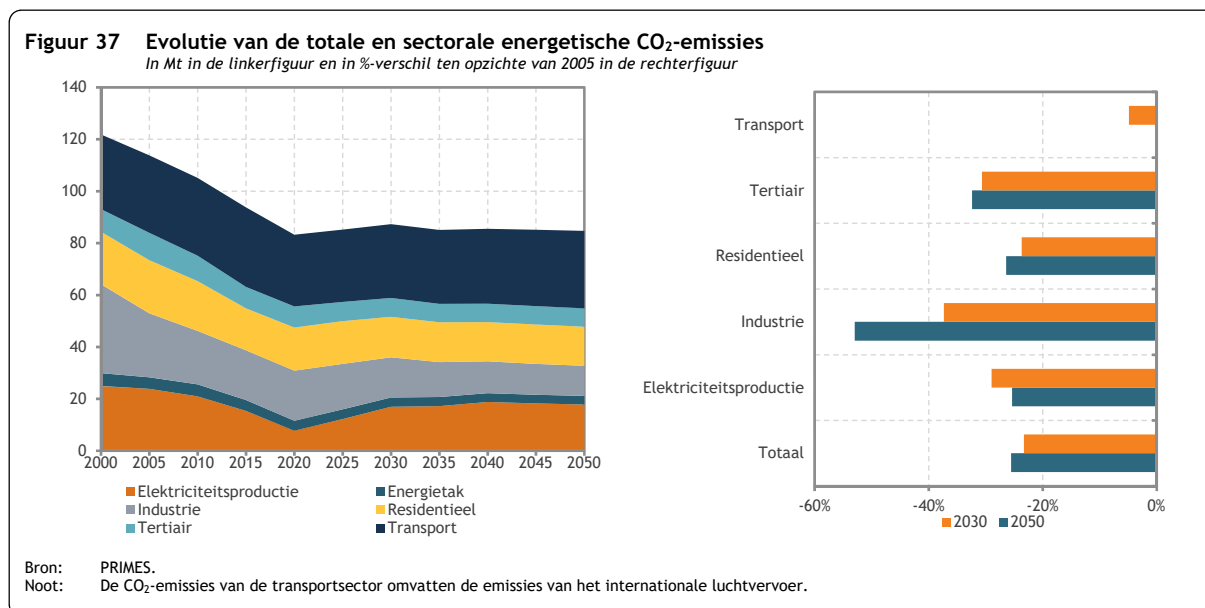
De evolutie van de energetische CO₂-emissies vloeit rechtstreeks voort uit de hierboven beschreven energieprojecties en weerspiegelt de structurele veranderingen (in het bijzonder in de industrie), het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de verbetering van de energie-efficiëntie in alle sectoren.

Ten opzichte van 2005 dalen de totale energetische CO₂-emissies met 23 % in 2030 en met 26 % in 2050.

⁸¹ Bron: www.klimaat.be

⁸² Beschikking van het Europees Parlement en de Raad inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het verminderen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen, Publicatieblad van de Europese Unie, 5 juni 2009.

⁸³ Zie Tabel 9 voor de absolute cijfers.



De voorgestelde sectoren zijn de sectoren die betrekking hebben op de transformatie van energie (de productie van elektriciteit en de energietak die activiteiten groepeerd zoals raffinage en productie van biobrandstoffen) en op de eindvraag (industrie, residentieel, tertiair en transport).

De elektriciteitssector maakt deel uit van de ETS en de evolutie van de CO₂-emissies is rechtstreeks gekoppeld aan de koolstofprijzen op de Europese markt voor emissierechten. Andere factoren spelen ook een rol, zoals de HEB-doelstelling in 2020 of de elektriciteitsproductie in de kerncentrales.

Tegen 2020 laten de emissies een spectaculaire daling optekenen: -68 % ten opzichte van 2005. Dat wordt veroorzaakt door vier factoren: de eerste factor is de sterke opkomst van de hernieuwbare energiebronnen die bijdragen tot de doelstelling van 13 % HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020 (de elektriciteitsproductie op basis van HEB wordt zeven keer groter). De tweede factor is het toenemend gebruik van warmtekrachtkoppeling. De derde factor is de daling van de binnenlandse elektriciteitsproductie ten gunste van de invoer; die daling heeft meer specifiek betrekking op de productie in de aardgascentrales. De vierde en laatste factor is het sluiten van de steenkoolcentrales.

De periode 2020-2030 wordt gekenmerkt door de sluiting van de kerncentrales die deels wordt opgevangen door aardgascentrales en deels door hernieuwbare energiebronnen, maar ook door invoer van elektriciteit. Het netto-effect is een toename van de CO₂-emissies die niettemin steeds een stuk onder het niveau van 2005 blijven (-29 % in 2030 ten opzichte van 2005).

Tot slot compenseert de regelmatige toename van de hernieuwbare energiebronnen in de energiemix de sterke stijging van de elektriciteitsproductie niet en zetten de CO₂-emissies hun klim verder tussen 2030 en 2050, maar in een gematigder tempo: tegen 2050 liggen die emissies 25 % onder het niveau van 2005.

Voor de elektriciteitsproductie leidt de evolutie van de energiemix in 2050 tot een afname van de koolstofintensiteit met 36 % in vergelijking met 2005.

De CO₂-emissies van de energietak vertegenwoordigen slechts een kleine fractie van de totale energetische CO₂-emissies (4 %), die bovendien stabiel blijven over de projectieperiode. Die emissies dalen met respectievelijk 20 % en 25 % in 2030 en 2050 in vergelijking met 2005.

In de industrie laten de energetische CO₂-emissies de grootste daling optekenen. De emissies dalen met 37 % in 2030 en met 53 % in 2050 ten opzichte van 2005, ondanks de toename van de economische activiteit van die sector. Aangezien de energie-intensieve bedrijfstakken minder sterk groeien dan de andere bedrijfstakken (zie hoofdstuk 4.1.1) dalen de emissies. De industrie die momenteel reeds voor meer dan 80 % een beroep doet op energievormen die weinig (aardgas) of geen (elektriciteit, stoom, biomassa) koolstof uitstoten, beperkt haar emissies voornamelijk dankzij aanzienlijke inspanningen op het vlak van energie-efficiëntie. De energie-intensiteit van de industrie daalt bijgevolg met 48 % tussen 2005 en 2050. De koolstofprijzen op de Europese ETS-markt waaraan een aanzienlijk deel van de Belgische industrie deelneemt, dragen eveneens bij tot een vermindering van de CO₂-uitstoot, maar in mindere mate. De koolstofintensiteit van de industrie daalt met 42 % tussen 2005 en 2050 voornamelijk dankzij de sluiting van verschillende staalfabrieken.

De evolutie van de energetische CO₂-emissies in de residentiële en tertiaire sector zijn vrij vergelijkbaar: de daling wordt met de jaren groter. In de residentiële sector dalen de emissies met 24 % in 2030 en met 26 % in 2050 ten opzichte van 2005. In de tertiaire sector bedraagt die daling respectievelijk 31 % en 32 %. Het grootste gedeelte van de emissiereducties is toe te schrijven aan de daling van de energiebehoeften als gevolg van de toename van de energieprijzen en van het beleid dat wordt gevoerd in het kader van de Europese richtlijnen inzake ecodesign, energieprestatie van gebouwen en energie-efficiëntie in het algemeen. De impact van dat beleid vergroot omdat men rekening dient te houden met de renovatie⁸⁴- en vernieuwingsgraad van het gebouwenpark. De ontwikkeling van warmtepompen en hernieuwbare energiebronnen (pellets, thermische zonne-energie) die tot gevolg heeft dat de koolstofintensiteit van die sectoren daalt, is eveneens een verklaring voor de afname van de emissies, maar in mindere mate.

Tot slot evolueren de energetische CO₂-emissies van de transportsector in twee fasen. Eerst dalen de emissies tussen 2005 en 2020, vervolgens stijgen ze en stranden ze in 2050 op hetzelfde niveau als in 2005. De belangrijkste factoren die de evolutie tegen 2020 verklaren, zijn de toepassing van de CO₂-normen voor personen- en bestelwagens en de ontwikkeling van de biobrandstoffen overeenkomstig de HEB-T-doelstelling. Die maatregelen maken het mogelijk om de impact van de groei van de transportactiviteit op de emissies uit te vlakken. Na 2020 volstaan die maatregelen niet meer, en dat geldt ook voor de geleidelijke elektrificatie van het wagenpark en de verbetering van de efficiëntie van de interne verbrandingsmotoren, waardoor het effect gekoppeld aan de toename van de transportactiviteit (vooral het lucht- en goederenvervoer) weer de bovenhand krijgt. In 2030 bevinden de emissies zich nog 5 % onder het niveau van 2005, maar in 2050 bereiken ze opnieuw dat niveau.

⁸⁴ De renovatiegraad van gebouwen bedraagt gemiddeld 0,6 % (resp. 0,4 %) per jaar in de residentiële (resp. tertiaire) sector overheen de projectieperiode.

4.5.2. Andere dan CO₂ BKG-emissies

Andere dan CO₂ BKG-emissies zijn emissies van CH₄, N₂O en gefluoreerde gassen. Die vervuilende stoffen worden geproduceerd door verschillende bronnen en sectoren zoals de landbouw, de afvalverwerking, het wegvervoer en de industrie. Ze werden berekend voor het referentiescenario (EC, 2016)⁸⁵ met het GAINS-model⁸⁶, waarvan de resultaten als dusdanig worden overgenomen. De emissies dalen met 27 % tussen 2005 en 2030 en nemen vervolgens matig toe tot 2050. In 2050 ligt de uitstoot 24 % onder het niveau van 2005.

4.5.3. Totale BKG-emissies

De onderstaande tabel vat de evolutie samen van de broeikasgasemissies in het referentiescenario. Daarbij wordt zowel een onderscheid gemaakt naar type vervuilende stof als naar emissies van de ETS- en niet-ETS-sectoren.

Tabel 9 Evolutie van broeikasgasemissies
Mt eq. CO₂

	2005	2015	2030	2050	Evolutie (%)	
					2005-2030	2005-2050
Totale BKG-emissies	147,9	123,2	111,4	109,1	-25	-26
Energetische CO ₂	113,8	93,8	87,3	84,7	-23	-26
Niet-energetische CO ₂	13,3	10,1	8,9	8,6	-33	-35
Andere dan CO ₂	20,9	19,3	15,2	15,7	-27	-24
BKG-emissies - ETS	69,8	50,7	47,4	45,2	-32	-35
Zonder luchtvaart	66,0	46,3	42,5	39,6	-36	-40
Luchtvaart	3,8	4,4	4,9	5,7	28	47
BKG-emissies - niet-ETS	78,1	72,5	64,0	63,8	-18	-18
CO ₂	60,2	53,8	49,0	48,4	-19	-20
Andere dan CO ₂	17,9	18,7	15,0	15,5	-16	-14

Bron: PRIMES, EC (2016).

Noot: De BKG-emissies voor 2015 verschillen enigszins van de emissies die officieel door België zijn gerapporteerd, wat gebeurde na de simulatie van het referentiescenario. Volgens de definitieve inventaris die in april 2017 is overgemaakt aan het secretariaat van het UNFCCC, bedroegen de totale BKG-emissies (exclusief LULUCF en inclusief de bunkers van het internationale luchtvervoer) 121,6 Mt in 2015.

De verdeling van de emissies tussen de ETS- en niet-ETS-sectoren stemt overeen met de 'scope 13-20'.

De andere dan CO₂ BKG-emissies werden berekend door toepassing van de waarden met betrekking tot de opwarming van de planeet die worden vermeld in het tweede evaluatierapport van de IPCC.

In 2030 bedragen de totale BKG-emissies 111,4 Mt CO₂-equivalent, 25 % onder het niveau van 2005 (of 26 % onder dat van 1990 en 10 % onder dat van 2015). In de ETS-sectoren zijn de BKG-emissies met 32 % gedaald in vergelijking met 2005 (en met 7 % in vergelijking met 2015). In de niet-ETS-sectoren bedraagt de daling 18 % in vergelijking met 2005 (en 12 % in vergelijking met 2015)⁸⁷. De op deze manier berekende reductiepercentages zijn gebaseerd op de BKG-emissies in 2005 die werden gerapporteerd in (EC, 2016) en die enigszins afwijken van de gegevens die voorkomen in de recentste Belgische inventaris van BKG-emissies (april 2017). Voor de totale emissies bedraagt het verschil 0,5 %.

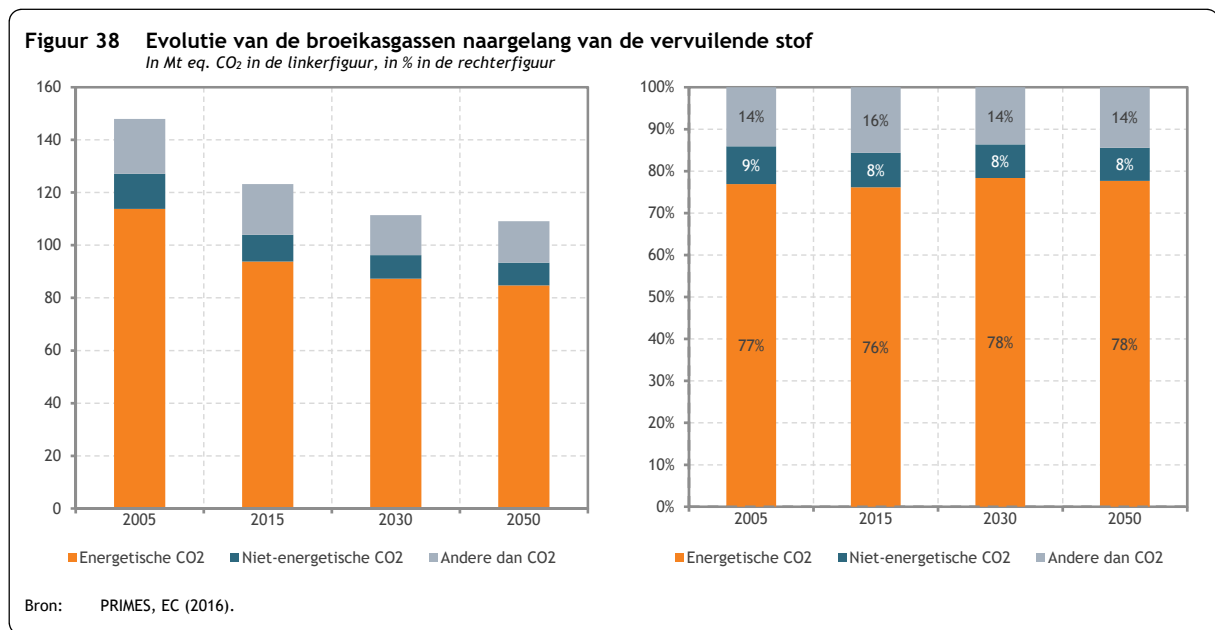
⁸⁵ Zie p.200 van de publicatie.

⁸⁶ Voor een gedetailleerde beschrijving van de GAINS-methodologie voor de berekening van andere dan CO₂ BKG-emissies, zie (Höglund-Isaksson *et al.*, 2016).

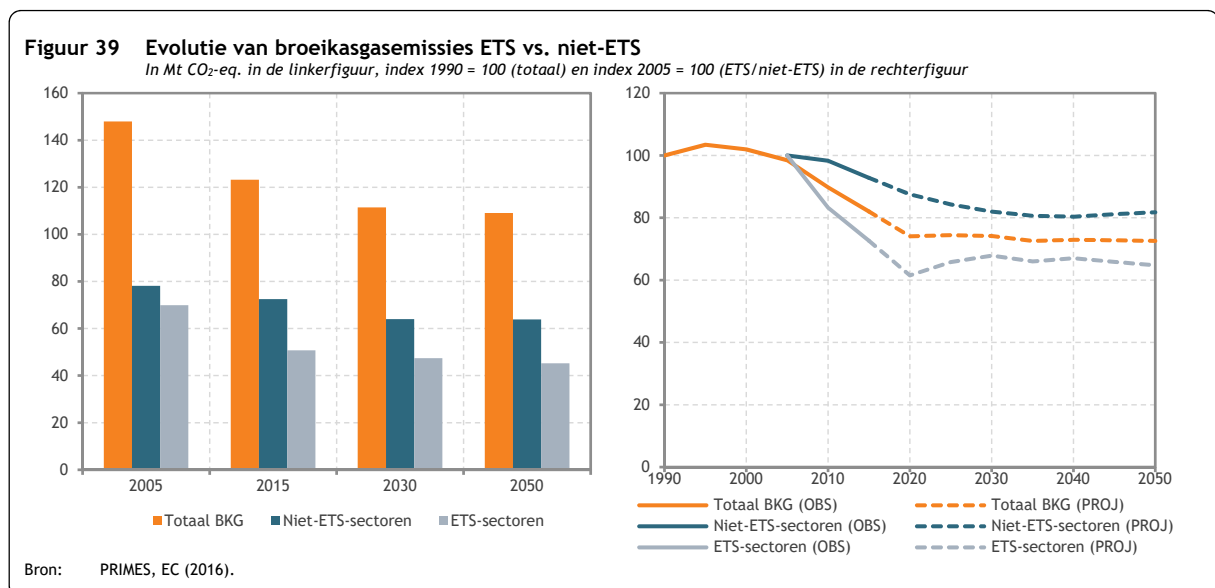
⁸⁷ Krachtens het Besluit nr. 2013/162/EU en het Uitvoeringsbesluit nr. 2013/634/EU van de Commissie tot vaststelling van de jaarlijkse emissieruimte van de lidstaten voor de periode 2013-2020 bedragen de emissierechten voor de niet-ETS aan België toegekend voor het jaar 2020 67,7 Mt. De voor 2020 geprojecteerde BKG-emissies van de niet-ETS (68,3 Mt) liggen iets boven dit plafond.

Over de periode 2030-2050 laten de totale BKG-emissies een gematigde daling optekenen: 109,1 Mt in 2050 tegenover 111,4 Mt in 2030. Die daling is afkomstig van de ETS-sectoren (-5 %), terwijl de emissies zich stabiliseren in de niet-ETS-sectoren. In 2050 liggen de totale BKG-emissies respectievelijk 27 % en 11 % onder de niveaus van 1990 en 2015.

Figuur 38 en figuur 39 tonen de informatie uit de vorige tabel op een andere manier. De eerste figuur toont de opsplitsing van BKG in de categorieën energetische CO₂, niet-energetische CO₂ en andere dan CO₂ BKG (CH₄, N₂O en gefluoreerde gassen) alsook de evolutie ervan tegen 2050. De tweede figuur toont de opsplitsing van BKG in ETS- en niet-ETS-categorieën alsook de evolutie van de totale BKG in vergelijking met 1990 en van de emissies van de ETS- en niet-ETS-sectoren in vergelijking met 2005.



Figuur 38 toont duidelijk het overwicht van de energetische CO₂-emissies in de totale BKG-emissies in België (tussen 76 % en 78 %). De verdeling tussen de verschillende BKG-categorieën blijft vrij stabiel over de periode 2005-2050.

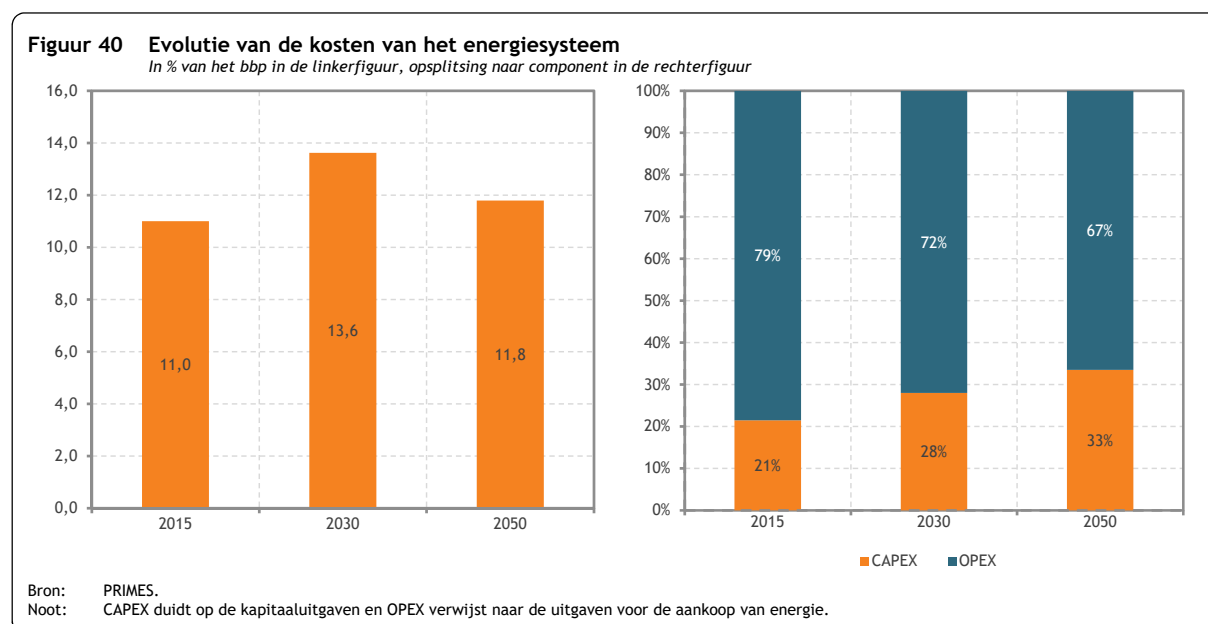


Zoals blijkt uit figuur 39 is de daling van de BKG-emissies in de periode 2005-2050 opmerkelijker in de ETS- dan in de niet-ETS-sectoren. De trend in de ETS-sectoren wordt voornamelijk verklaard door de elektriciteitsproductie (zie boven) en doet zich vooral voor over de periode 2005-2020. Daardoor daalt het aandeel van de ETS-sectoren in de totale BKG-emissies geleidelijk: van 47 % in 2005 tot 43 % in 2030 en vervolgens tot 41 % in 2050.

Tot slot moet worden opgemerkt dat de ondernemingen die deel uitmaken van de ETS meer uitstoten dan hun quota; ze zijn dan ook genooddaakt om emissierechten van andere ondernemingen aan te kopen op de Europese markt voor emissiequota. De veilingkosten die de Belgische ondernemingen moeten betalen, worden geraamd op 1,3 miljard euro in 2030 en op 3,4 miljard euro in 2050. Aan het einde van de projectieperiode wordt het als volgt verdeeld: 47 % voor de elektriciteitssector, 6 % voor de energietak, 40 % voor de industrie en 7 % voor het luchtvervoer.

4.6. Kosten van het energiesysteem

De veranderingen die plaatsvinden in het Belgisch energiesysteem tegen 2050 en de evolutie van de prijzen van de fossiele brandstoffen hebben een impact op de hoogte van het kostenplaatje⁸⁸ van het energiesysteem, en op de samenstelling ervan. Figuur 40 toont die impact.



De kosten van het energiesysteem in verhouding tot het bbp laten een forse stijging optekenen tegen 2030: ze vertegenwoordigen 13,6 % van het bbp tegenover 11,0 % in 2015, of een toename met iets minder dan 3 procentpunt. Verschillende oorzaken zijn met de vinger te wijzen: de toepassing van een

⁸⁸ De kosten van het energiesysteem (Eng.: *energy system cost*) omvatten de investeringskosten (CAPEX) en de kosten voor de aankoop van energie (fossiele brandstoffen, biomassa en afval, elektriciteit en stoom) (OPEX); deze kosten bevatten echter niet de 'disutility costs' verbonden aan gedragswijzigingen of de kosten voor de veilingen betaald door de bedrijven uit de ETS-sectoren. Die laatste vertegenwoordigen immers geen echte kosten voor de Belgische economie aangezien ze een even groot inkomen genereren voor de overheid. De investeringskosten (annuïteiten) omvatten dan de kosten gekoppeld aan de productie-installaties, transport/distributie en gebruik van energie (zoals elektriciteitscentrales, netwerken, industriële of residentiële boilers, huishoudelijke toestellen, voertuigen) en andere kosten die eveneens de energie-efficiëntie beïnvloeden (zoals isolatie van gebouwen, dubbele/driedubbele beglazing).

aantal beleidsmaatregelen inzake energie-efficiëntie die tal van investeringsuitgaven in de sectoren van de eindvraag met zich meebrengen (isolatie van gebouwen, meer efficiënte uitrustingen, enz.), de HEB-doelstelling die een aantal belangrijke investeringen impliceert waaronder in de elektriciteitssector, maar ook de beduidende toename van de prijzen van fossiele energie⁸⁹ (brandstoffen voor transport, aardgas voor verwarming of industriële processen, elektriciteit⁹⁰) die de energiefactuur behoorlijk doet aandikken.

De toename van de kosten van het energiesysteem over de periode 2015-2030 (gemiddeld +2,9 % per jaar) komt vooral op rekening van de kapitaaluitgaven⁹¹. Die verdubbelen bijna, terwijl de uitgaven voor de aankoop van energie met 40 % stijgen. Dat heeft tot gevolg dat het aandeel van de investeringen (CAPEX) in de totale kosten groeit van 21 % in 2015 naar 28 % in 2030.

Na 2030 zetten de kosten van het Belgische energiesysteem in verhouding tot het bbp een neerwaartse beweging in en bedragen ze 11,8 % van het bbp in 2050. De energiekosten stijgen met andere woorden minder snel dan het bbp (gemiddeld 1,0 % per jaar tegenover 1,7 %) dankzij investeringen op het gebied van energie-efficiëntie die voordien werden gerealiseerd en dankzij een meer gematigde toename van de prijzen van fossiele energie (in het bijzonder van aardgas) waardoor de uitgaven voor de aankoop van energie kunnen worden getemperd. De evolutie van de structuur van de totale kosten die tijdens het vorige decennium werd ingezet, zet zich voort. Het aandeel van de investeringsuitgaven neemt verder toe tegen 2050 en vertegenwoordigt 33 % van de totale kosten, tegenover slechts 21 % in 2015. Binnen de operationele uitgaven (OPEX) blijft het aandeel van elektriciteit stabiel over de projectieperiode (rond 32 %).

⁸⁹ Ondanks de daling van de behoeften aan fossiele energie tegen 2020.

⁹⁰ De prijzen van aardgas hebben een impact op de kosten van de elektriciteitsproductie die worden doorgerekend in de elektriciteitsprijzen.

⁹¹ Het betreft uitsluitend de kapitaaluitgaven in de sectoren van de eindvraag (industrie, residentieel, tertiair en transport). Met de investeringen in de elektriciteitssector en de andere sectoren die betrekking hebben op de transformatie van energie wordt impliciet rekening gehouden in de elektriciteitskosten en in de kosten van de overige energievormen die deel uitmaken van de OPEX-component.

5. Glossarium en afkortingen

ADS: Algemene Directie Statistiek – Statistics Belgium van de Federale Overheidsdienst Economie.

CWE: Centraal-West-Europese regio; groepeerde de Benelux-landen, Frankrijk en Duitsland.

EC: Europese Commissie.

FPB: Federaal Planbureau.

HRF: Hoge Raad van Financiën.

IEA: Internationaal Energie Agentschap.

IPCC: Intergouvernementele Werkgroep inzake Klimaatverandering.

Mtoe: miljoen ton olie-equivalenten.

Bbv: bruto binnenlands (energie)verbruik. Die indicator van de energiebalansen vertegenwoordigt de hoeveelheid energie die nodig is om te voldoen aan het binnenlands verbruik van een land. Die wordt berekend als de primaire productie (energie die wordt gewonnen of geproduceerd op het grondgebied) + de invoer + de voorraadbewegingen – de uitvoer – de zeebunkers. Een verwante indicator is het primair energieverbruik. Die laatste stemt overeen met het bruto binnenlands verbruik minus het niet-energetische gebruik.

Bbp: bruto binnenlands product. Het bruto binnenlands product is een van de voornaamste aggregaten van de nationale rekeningen. Het is een economische indicator waarmee de geproduceerde welvaart binnen een land of geografische zone kan worden gemeten tijdens een bepaalde periode.

BFEV: bruto finaal energieverbruik. Die indicator duidt op de energieproducten die voor energiedoel-
einden worden geleverd aan de industrie, het vervoer, de huishoudens, de dienstensector inclusief de openbare diensten, de land- en bosbouw en de visserij, inclusief het verbruik van elektriciteit en warmte door de energiesector voor het produceren van elektriciteit en warmte en inclusief de netverliezen bij de productie en de transmissie van elektriciteit en warmte.

BKG: broeikasgassen. Broeikasgassen zijn gassen die een deel van de zonnestralen absorberen door ze opnieuw te verspreiden in de vorm van stralingen binnen de atmosfeer van de aarde, een fenomeen dat broeikas wordt genoemd. Van de veertigtal broeikasgassen die zijn aangegeven door de Intergouvernementele Werkgroep inzake klimaatverandering (IPCC) zijn de voornaamste koolstofdioxide (CO₂), methaan (CH₄), distikstofoxide (N₂O) en gefluoreerde gassen.

CAPEX: kapitaaluitgaven (Eng.: *Capital expenditures*). De CAPEX stemmen overeen met de totale (materiële en immateriële) investeringsuitgaven voor de aankoop van uitrusting.

CCGT: gascentrales met een gecombineerde cyclus (STEG). Het betreft thermische aardgascentrales waarin de elektriciteit in twee opeenvolgende fasen wordt geproduceerd: in een eerste fase door de terugwinning van de warmte van gasverbranding in de gasturbines en in een tweede fase door het

gebruik van de energie die nog beschikbaar is in de rookgassen in de stookketels die de stoomgeneratoren aandrijven. Met die technologie kan een hoger rendement worden bereikt: tussen 56 % en 60 %, tegenover 35 % voor de conventionele thermische gascentrales.

CNG: gecompriemd aardgas. Het betreft aardgas dat wordt gebruikt als brandstof voor motorvoertuigen. De samenstelling ervan is vergelijkbaar met aardgas dat wordt aangevoerd via pijpleidingen. Gecompriemd aardgas wordt onder hoge druk opgeslagen (op minstens 200 bar) in specifieke reservoirs.

EE: energie-efficiëntie. De energie-efficiëntie is de verhouding tussen de rechtstreeks gebruikte energie (nuttige energie) en de verbruikte energie (die doorgaans hoger ligt door verliezen). Ze is van toepassing op een bepaalde energie-uitrusting, bijvoorbeeld een verwarmingsketel of een voertuig. Ze is afhankelijk van de intrinsieke kenmerken van die uitrusting. Meer algemeen duidt de energie-efficiëntie op de verhouding tussen de resultaten, de dienst, het goed of de energie die wordt verkregen en de energie die voor die doeleinden wordt ingezet.

ESCO: (Eng.: *Energy Service Companies*), een onderneming die energetische diensten of andere maatregelen aanbiedt die erop gericht zijn de energie-efficiëntie van installaties of ruimtes van eindafnemers te verbeteren.

ETS: emissiehandelssysteem (Eng.: *Emission Trading System*). Dit systeem is een hoeksteen van het Europese beleid inzake de strijd tegen de klimaatverandering. Het is ingesteld bij Richtlijn nr. 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad. Het is een essentieel instrument om op een economisch voordelige manier de broeikasgasemissies te verminderen van specifieke installaties of sectoren, zoals elektriciteitscentrales, raffinaderijen, cokesovens, bepaalde energie-intensieve industrieën en de luchtvaart.

EV: volledig elektrische voertuigen. Voertuigen die uitsluitend functioneren op basis van een elektrische motor die wordt aangedreven door een batterij. De batterij wordt opgeladen op het elektriciteitsnetwerk.

HEB: hernieuwbare energiebronnen. Deze term omvat de energiebronnen die zich vrij snel hernieuwen en als onuitputbaar worden beschouwd over een menselijke tijdsspanne. Wind, zon, aerothermische, geothermische, hydrothermische energie en energie uit de oceanen, waterkracht, biomassa, stortgas, gas van rioolzuiveringsinstallaties en biogassen vallen onder de HEB.

HEB-E: hernieuwbare energiebronnen die worden gebruikt voor de elektriciteitsproductie (wind-, zonne-energie, waterkracht, enz.).

HEB-V&K: hernieuwbare energiebronnen die worden gebruikt voor verwarming en koeling (thermische zonne-energie voor de warmwaterproductie, warmtepompen, biomassa, enz.).

HEB-T: hernieuwbare energiebronnen die worden gebruikt voor het transport (biobrandstoffen, hernieuwbare elektriciteit, enz.).

LPG: Liquefied Petroleum Gas. Mengeling van lichte koolwaterstoffen (butaan, propaan) die afkomstig zijn van het raffineren van ruwe aardolie.

LNG: vloeibaar aardgas. Deze afkorting staat voor aardgas dat getransformeerd is naar een vloeibare vorm. Deze staat wordt bereikt wanneer het gas afgekoeld wordt tot een temperatuur van ongeveer -160 °C bij atmosferische druk. De transformatie van aardgas in LNG reduceert het volume voor een zelfde calorische waarde en vergemakkelijkt daardoor het transport en de opslag. LNG vormt een alternatieve brandstof voor diesel die door vrachtwagens en schepen wordt ingezet.

LULUCF: (Eng.: *land use, land use change and forestry*) (Verandering in) landgebruik en bosbouw. Het is een van de sectoren die hernoemen zijn in het Klimaatverdrag van de Verenigde Naties die de emissies en de opname van koolstof door bewerkt land en bossen meet en rapporteert.

OPEX: operationele uitgaven (Eng.: *Operational expenditures*). In deze studie hebben de operationele uitgaven hoofdzakelijk betrekking op de uitgaven voor de energiebehoeften.

PHEV: oplaadbare hybride voertuigen. Voertuigen die functioneren met een elektrische motor die wordt aangevuld met een verbrandingssysteem dat wordt gevoed door benzine of diesel. Daarmee kan de autonomie van het voertuig worden verhoogd. De batterij wordt opgeladen op het elektriciteitsnetwerk.

Pkm: reizigerskilometers. Een reizigerskilometer is een meeteenheid die het vervoer vertegenwoordigt van een passagier met een bepaald vervoermiddel (spoor-, weg-, lucht- en zeevervoer en binnenscheepvaart) over een afstand van een kilometer.

Tkm: tonkilometers. Een tonkilometer is een meeteenheid die overeenstemt met het vervoer van een ton goederen (inclusief de verpakking en het leeggewicht van de intermodale transporteenheden) door een vervoermiddel (weg-, spoor-, lucht-, zeevervoer en binnenscheepvaart) over een afstand van een kilometer. Alleen de afgelegde afstand op het nationale grondgebied van het meldende land wordt in aanmerking genomen voor het nationale en internationale vervoer en de doorvoer.

TW: toegevoegde waarde. De toegevoegde waarde stemt overeen met het verschil tussen de omzet en de intermediaire kosten, d.w.z. de grondstoffen en de diensten die ondernemingen moeten kopen om te produceren.

WACC: gewogen gemiddelde kapitaalkost (Eng.: *Weighted average cost of capital*). De WACC vertegenwoordigt de gemiddelde jaarlijkse rentabiliteit die door de aandeelhouders en de schuldeisers wordt geëist in ruil voor hun investering.

6. Referenties

- CREG (2014), *Principles of Flowbased Market Coupling*, Slides, juni 2014.
- Devogelaer, D. en B. Laine (2016), *Wat bepaalt de groothandelsprijzen voor elektriciteit in een kleine, open economie? Lessen uit de nucleaire heropstart in België*, Federaal Planbureau, Working Paper 9-16, oktober 2016.
- Devogelaer, D. en D. Gusbin (2014), *Het Belgische energiesysteem in 2050: Waar naartoe? - Beschrijving van een Referentiescenario voor België*, Federaal Planbureau, Vooruitzichten, oktober 2014.
- Elia (2015), *Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2015-2025*, Finale versie, 18 september 2015.
- ENTSO-E (2016), *Transparency Platform*, <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> [geraadpleegd in maart 2016]
- Europese Commissie (2016), *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050*, juli 2016.
- Europese Commissie, DG ECFIN (2014), *European Economic Forecasts*, European Economy 7/2014.
- Eurostat, *Energy Balances 2015*, <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/8113778/KS-EN-17-001-EN-N.pdf/99cc20f1-cb11-4886-80f9-43ce0ab7823c>
- Federaal Planbureau (2017), *Economische vooruitzichten 2017-2022*, Vooruitzichten, juni 2017.
- Federaal Planbureau en Algemene Directie Statistiek (2017), *Demografische vooruitzichten 2016-2060 – Bevolking en huishoudens*, Vooruitzichten, maart 2017.
- Hoge Raad van Financiën (2017), *Studiecommissie voor de vergrijzing, Jaarlijks verslag*, juli 2017.
- Höglund-Isaksson, L., W. Winiwarter, P. Purohit, A. Gomez-Sanabria (2016), *Non-CO₂ greenhouse gas emissions in the EU28 from 2005 to 2050: Final GAINS Reference Scenario 2016 – GAINS model methodology*, International Institute for Applied Systems Analysis, 2016.
- International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*, november 2016.
- Laleman, R. en Albrecht, J. (2016), *Belgian blackout? Estimations of the reserve margin during the nuclear phase-out*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 81, 416-426.
- Nucleair Forum (2016), *De elektriciteitsproductie op basis van kernenergie*, <https://www.nucleairforum.be/energ/de-elektriciteitsproductie-op-basis-van-kernenergie> [geraadpleegd in maart 2016]

Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut die beleidsrelevante studies en vooruitzichten maakt over economische, socio-economische en milieuvraagstukken. Daarnaast bestudeert het de integratie van die vraagstukken in een context van duurzame ontwikkeling. Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen.

De werkzaamheden van het FPB worden steeds gekenmerkt door een onafhankelijke benadering, transparantie en aandacht voor het algemeen welzijn. De kwaliteit van de gegevens, een wetenschappelijke methodologie en de empirische geldigheid van de analyses staan daarbij centraal. Tot slot zorgt het FPB voor een ruime verspreiding van de resultaten van zijn werkzaamheden en draagt zo bij tot het democratisch debat.

Het Federaal Planbureau is EMAS en Ecodynamische Onderneming (drie sterren) gecertificeerd voor zijn milieubeheer.

url: <http://www.plan.be>

e-mail: contact@plan.be

De publicaties van het Federaal Planbureau

Met het oog op informatieverstrekking en transparantie publiceert het Federaal Planbureau (FPB) regelmatig de methoden en resultaten van zijn werkzaamheden. De publicaties van het FPB zijn georganiseerd in drie reeksen: de Vooruitzichten, de Working Papers en de Planning Papers. Het FPB publiceert eveneens rapporten en occasioneel ook boeken. Bepaalde publicaties zijn het resultaat van een samenwerking met andere instellingen.

Alle publicaties van het Federaal Planbureau zijn beschikbaar op www.plan.be

De reeksen

Vooruitzichten

Een van de belangrijkste opdrachten van het FPB bestaat erin de beleidsmakers te helpen anticiperen op de toekomstige evolutie van de Belgische economie.

Het FPB maakt twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvooruitzichten voor de Belgische economie, onder de verantwoordelijkheid van het INR. Die vooruitzichten dienen als basis voor de opmaak van de Rijksbegroting en de begrotingscontrole, en worden daarom ook 'economische begroting' genoemd. In het voorjaar publiceert het FPB de economische vooruitzichten over een horizon van vijf jaar, waarvan een voorlopige versie opgesteld in maart het macro-economische kader vormt

van het stabiliteitsprogramma van België. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen, de Regionale economische vooruitzichten opgesteld.

Het FPB realiseert ook, een keer per jaar voor rekening van de Studiecommissie voor de Vergrijzing, waarvan het het secretariaat verzekert, financiële langetermijnvooruitzichten gericht op de budgettaire kosten van de vergrijzing en analyseert dan eveneens de sociale houdbaarheid van de pensioenen.

Het FPB stelt jaarlijks, in samenwerking met de Algemene Directie Statistiek, demografische vooruitzichten op. Het FPB publiceert om de drie jaar Langetermijnenergievooruitzichten voor België. Ook om de drie jaar maakt het, in samenwerking met de FOD Mobiliteit en Vervoer, Langetermijnvooruitzichten voor de transportvraag in België. In die drie domeinen worden de vooruitzichten op een langetermijnhorizon opgesteld.

Working Papers

De Working Papers presenteren de resultaten van lopend onderzoek in de studiedomeinen van het FPB. Ze worden gepubliceerd om bij te dragen aan de verspreiding van kennis over hoofdzakelijk economische fenomenen en om het inhoudelijk debat te stimuleren. Bovendien leveren ze een conceptuele en empirische basis voor de besluitvorming. Ze zijn vaak technisch van aard en gericht op een publiek van specialisten.

Planning Papers

De Planning Papers presenteren afgeronde studies over thema's van algemene strekking. Ze zijn niet specifiek gericht op een gespecialiseerd publiek en beschikbaar in het Nederlands en het Frans.

Overige publicaties

Rapporten

De rapporten beschrijven de resultaten van werkzaamheden die voortvloeien uit wettelijke opdrachten of als antwoord op specifieke vragen van de overheid, de regering of de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven.

Boeken

Het FPB publiceert occasioneel studies in boekvorm.

Federaal Planbureau
instelling van openbaar nut

Kunstlaan 47-49
1000 Brussel
tel.: +32-2-5077311
fax: +32-2-5077373
e-mail: contact@plan.be
<http://www.plan.be>

Drukwerk: Fedopress