

VOORUITZICHTEN

Energievooruitzichten voor België tegen 2030



November 2011

.be

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.

Onder de verantwoordelijkheid van het INR maakt het FPB aldus twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvoorzichten voor de Belgische economie - de *Economische begroting* - met het oog op, zoals de naam aangeeft, de opmaak van de Rijksbegroting en de controle ervan. Op verzoek van de sociale partners, publiceert het FPB in mei de *Economische middellangetermijnvoorzichten* in een internationale context. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen, de *Regionale economische voorzichten* opgesteld. De *Nime Outlook* beschrijft één keer per jaar middellangetermijnvoorzichten voor de wereldeconomie. 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 transport in België*. Tot slot maakt het FPB jaarlijks in samenwerking met de ADSEI *Bevolkingsvoorzichten* op lange termijn.

Overname is toegestaan, behalve voor commerciële doeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Henri Bogaert - Wettelijk depot: D/2011/7433/26

VOORUITZICHTEN

A large, light gray abstract graphic of a hand with wings, positioned behind the title text. The hand is open, and the wings are spread out, suggesting forward movement or progress.

Energievooruitzichten voor België tegen 2030

November 2011



**Federaal
Planbureau**

Economische analyses en vooruitzichten

Bijdragen

Deze publicatie werd verwezenlijkt door Danielle Devogelaer, FPB (dd@plan.be) en Dominique Gusbin, FPB (dg@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	11
2. Methodologie	13
2.1. Beschrijving van de scenario's	13
2.2. Gebruikt model	17
3. Baseline.....	19
3.1. Hypothesen en beleidskader	20
3.1.1. Macro-economische en demografische hypothesen	20
3.1.2. Internationale energieprijzen	24
3.1.3. Beleid & maatregelen	25
3.1.4. Andere veronderstellingen	27
3.2. Energievooruitzichten	28
3.2.1. Energiebevoorrading	28
3.2.2. Eindvraag naar energie	31
3.2.3. Elektriciteitsproductie	41
3.2.4. Hernieuwbare energiebronnen	46
3.3. Broeikasgasemissievooruitzichten	48
3.3.1. Broeikasgasemissies	48
3.3.2. CO ₂ -emissies van energetische oorsprong	49
4. Toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket	51
4.1. Hypothesen en beschrijving van de scenario's	52
4.2. Energievooruitzichten	54
4.2.1. Eindvraag naar energie	54
4.2.2. Elektriciteitsproductie	65
4.2.3. Hernieuwbare energiebronnen	70
4.2.4. Energiebevoorrading	71
4.3. Broeikasgasemissievooruitzichten	74
4.3.1. Broeikasgasemissies	74
4.3.2. CO ₂ -emissies van energetische oorsprong	75
4.4. Impact van een verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales	76
4.4.1. Eindvraag naar energie	77
4.4.2. Elektriciteitsproductie	79
4.4.3. Hernieuwbare energiebronnen	82

4.4.4.	Energiebevoorrading	83
4.4.5.	Broeikasgasemissies	84
4.5.	Impact van een grootschalige ontwikkeling van elektrische wagens	85
4.5.1.	Eindvraag naar energie	87
4.5.2.	Elektriciteitsproductie	90
4.5.3.	Hernieuwbare energiebronnen	91
4.5.4.	Energiebevoorrading	91
4.5.5.	Broeikasgasemissies	92
5.	Opvoering van de Europese BKG-reductie-inspanning	94
5.1.	Hypothesen en beschrijving van de scenario's	94
5.2.	Energievooruitzichten	96
5.2.1.	Eindvraag naar energie	96
5.2.2.	Elektriciteitsproductie	107
5.2.3.	Hernieuwbare energiebronnen	112
5.2.4.	Energiebevoorrading	113
5.3.	Broeikasgasemissievoorzichten	116
5.3.1.	Broeikasgasemissies	116
5.3.2.	CO ₂ -emissies van energetische oorsprong	118
5.4.	Impact van een verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales	119
5.4.1.	Eindvraag naar energie	120
5.4.2.	Elektriciteitsproductie	122
5.4.3.	Hernieuwbare energiebronnen	126
5.4.4.	Energiebevoorrading	126
5.4.5.	Broeikasgasemissies	128
5.5.	Impact van een grootschalige ontwikkeling van elektrische wagens	129
5.5.1.	Eindvraag naar energie	131
5.5.2.	Elektriciteitsproductie	133
5.5.3.	Hernieuwbare energiebronnen	134
5.5.4.	Energiebevoorrading	134
5.5.5.	Broeikasgasemissies	136
6.	Bijlage	138
Bijlage A:	Gedetailleerde resultaten van de baseline en het Ref_20/20-scenario	138
Bijlage B:	Gedetailleerde resultaten van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int- scenario's	139
Bijlage C:	Gedetailleerde resultaten van Ref_20/20 en aanvullende gelinkte scenario's	140
Bijlage D:	Gedetailleerde resultaten van Ref_30/20_flex en aanvullende gelinkte scenario's	141
Bijlage E:	Gedetailleerde resultaten van Ref_30/20_int en aanvullende gelinkte scenario's	142

7. Lijst met afkortingen	143
8. Bibliografie.....	145

Lijst van tabellen

Tabel 1	Beknopte beschrijving van de bestudeerde scenario's	14
Tabel 2	Macro-economische en demografische assumpties voor België, 2005-2030	22
Tabel 3	Vergelijking van enkele assumpties met deze gebruikt in de vorige vooruitzichten.....	24
Tabel 4	Evolutie van de koolstofwaarden in de ETS-sector, baseline.....	25
Tabel 5	Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, baseline	30
Tabel 6	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, baseline.....	33
Tabel 7	Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, baseline	34
Tabel 8	Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar subsectoren, baseline.....	35
Tabel 9	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, baseline.....	44
Tabel 10	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), baseline	49
Tabel 11	Koolstof- en hernieuwbare waarden, Ref_20/20-scenario	53
Tabel 12	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_20/20-scenario	56
Tabel 13	Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, Ref_20/20-scenario.....	57
Tabel 14	Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar subsectoren, Ref_20/20-scenario.....	59
Tabel 15	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_20/20-scenario.....	68
Tabel 16	Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, Ref_20/20-scenario ...	73
Tabel 17	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_20/20-scenario	74
Tabel 18	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_20/20 en Nuc_20/20	81
Tabel 19	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Nuc_20/20	85
Tabel 20	Hypothesen voor de ontwikkeling van het elektrisch wagenpark (EV)	86
Tabel 21	Impact van de EV op de BKG-emissies in 2030 (scope '08-'12).....	92
Tabel 22	Koolstofwaarden en hernieuwbare waarden, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int.....	95
Tabel 23	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int	98
Tabel 24	Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int...	99
Tabel 25	Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar subsectoren, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int.....	100
Tabel 26	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_30/20-scenario's.....	110

Tabel 27	Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int	115
Tabel 28	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_30/20_flex-scenario	116
Tabel 29	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_30/20_int-scenario	116
Tabel 30	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex	124
Tabel 31	Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Nuc_30/20_flex	128
Tabel 32	Hypothesen voor de ontwikkeling van het elektrisch wagenpark (EV)	130
Tabel 33	Impact van de EV op de BKG-emissies in 2030 (scope '08-'12)	136

Lijst van figuren

Figuur 1	Broeikasgasemissietrajecten in de Europese Unie naargelang het scenario	16
Figuur 2	Vergelijking tussen de baseline en het Ref_20/20-scenario	16
Figuur 3	Vergelijking tussen Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int	17
Figuur 4	Evolutie van bbp/capita in België (1990-2030), vergelijking met de vorige vooruitzichten	21
Figuur 5	Evolutie van de fossiele brandstofprijzen, vergelijking met vorige vooruitzichten	24
Figuur 6	Evolutie van graaddagen in België, 1990-2010	27
Figuur 7	Samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik, baseline	29
Figuur 8	Primaire energieproductie en netto-invoer van energie, baseline	31
Figuur 9	Samenstelling per energievorm van de eindvraag naar energie, baseline	32
Figuur 10	Sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie, baseline	34
Figuur 11	Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, baseline	35
Figuur 12	Evolutie van de energiekosten van de industrie, baseline	36
Figuur 13	Evolutie van een selectie aan transportindicatoren, baseline	37
Figuur 14	Eindvraag naar energie van de residentiële sector, baseline	39
Figuur 15	Evolutie van de energiekosten in de residentiële sector, baseline	40
Figuur 16	Eindvraag naar energie van de tertiaire sector, baseline	40
Figuur 17	Evolutie van de energiekosten van de tertiaire sector, baseline	41
Figuur 18	Aandeel van de verschillende brandstoffen in de bruto-elektriciteitsproductie, baseline	42
Figuur 19	Bruto-elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, baseline	43
Figuur 20	Evolutie van de netto-geïnstalleerde capaciteit, baseline	44

Figuur 21	Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, baseline	46
Figuur 22	HEB-indicatoren, baseline	47
Figuur 23	Historische evolutie van broeikasgassen in België	48
Figuur 24	Evolutie van de energiegebonden CO ₂ -emissies per sector, baseline	50
Figuur 25	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_20/20-scenario	55
Figuur 26	Sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie, Ref_20/20-scenario	57
Figuur 27	Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, Ref_20/20-scenario	58
Figuur 28	Evolutie van de eindvraag naar energie van de industrie per energievorm, Ref_20/20-scenario	60
Figuur 29	Evolutie van de energiekosten van de industrie, Ref_20/20-scenario	60
Figuur 30	Evolutie van een selectie aan transportindicatoren, Ref_20/20-scenario	61
Figuur 31	Evolutie van de eindvraag naar energie in de residentiële sector, Ref_20/20-scenario	62
Figuur 32	Evolutie van de energiekosten van de residentiële sector, Ref_20/20-scenario	63
Figuur 33	Evolutie van de eindvraag naar energie van de tertiaire sector, Ref_20/20-scenario	64
Figuur 34	Evolutie van de energiekosten van de tertiaire sector, Ref_20/20-scenario	65
Figuur 35	Aandeel van de verschillende brandstoffen in de bruto-elektriciteitsproductie, Ref_20/20-scenario	65
Figuur 36	Bruto-elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, Ref_20/20-scenario	66
Figuur 37	Evolutie van de netto-geïnstalleerde capaciteit, Ref_20/20-scenario	67
Figuur 38	Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, Ref_20/20-scenario	69
Figuur 39	HEB-indicatoren, Ref_20/20-scenario	71
Figuur 40	Samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik, Ref_20/20-scenario	72
Figuur 41	Evolutie van de energiegebonden CO ₂ -emissies per sector, Ref_20/20-scenario	75
Figuur 42	Eindvraag naar energie per sector (links) en per energievorm (rechts), Nuc_20/20	77
Figuur 43	Energiekosten van de industrie, Nuc_20/20	78
Figuur 44	Energiekosten van de residentiële sector (links) en van de tertiaire sector (rechts), Nuc_20/20	78
Figuur 45	Evolutie van de opgevraagde elektrische energie, Ref_20/20 en Nuc_20/20	79
Figuur 46	Structuur van de netto-elektriciteitsproductie in 2020 (links) en 2030 (rechts), Ref_20/20 en Nuc_20/20	80
Figuur 47	Vergelijking van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, Ref_20/20 en Nuc_20/20	82
Figuur 48	HEB in de bruto finale energievraag in 2020, Ref_20/20 en Nuc_20/20	83

Figuur 49	Bruto binnenlands verbruik (links) en netto-invoer van energie (rechts), Nuc_20/20.....	83
Figuur 50	Impact van de EV op de sectorale eindvraag naar energie naargelang de nucleaire hypothese.....	87
Figuur 51	Evolutie van de samenstelling van de transportactiviteit met privévoertuigen, Ref_20/20 (links) en Ref_20/20_EV (rechts).....	88
Figuur 52	Evolutie van de samenstelling van de transportactiviteit met privévoertuigen, Nuc_20/20 (links) en Nuc_20/20_EV (rechts).....	89
Figuur 53	Impact van de EV op de eindvraag naar energie per energievorm naargelang de nucleaire hypothese.....	89
Figuur 54	Impact van de EV op de opgevraagde energie naargelang de nucleaire hypothese.....	90
Figuur 55	Impact van de EV op de structuur van netto-elektriciteitsproductie in 2030 naargelang de nucleaire hypothese.....	91
Figuur 56	Impact van de EV op het bruto binnenlands energieverbruik naargelang de nucleaire hypothese.....	92
Figuur 57	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	97
Figuur 58	Sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	98
Figuur 59	Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, Ref_30/20_flex-scenario (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	100
Figuur 60	Evolutie van de eindvraag naar energie van de industrie per energievorm, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	101
Figuur 61	Evolutie van de energiekosten van de industrie, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	102
Figuur 62	Evolutie van een selectie aan transportindicatoren, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int.....	103
Figuur 63	Evolutie van de eindvraag naar energie in de residentiële sector, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	104
Figuur 64	Evolutie van de energiekosten van de residentiële sector, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	105
Figuur 65	Evolutie van de eindvraag naar energie in de tertiaire sector, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	106
Figuur 66	Evolutie van de energiekosten van de tertiaire sector, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	107
Figuur 67	Evolutie en structuur van de bruto-elektriciteitsproductie, Ref_30/20-scenario's.....	108
Figuur 68	Bruto-elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	108

Figuur 69	Evolutie van de netto-geïnstalleerde capaciteit, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	109
Figuur 70	Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	111
Figuur 71	HEB-indicatoren, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts)	113
Figuur 72	Evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	114
Figuur 73	Evolutie van de energiegebonden CO ₂ -emissies per sector, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts).....	118
Figuur 74	Eindvraag naar energie per sector (links) en per energievorm (rechts), Nuc_30/20_flex	120
Figuur 75	Energiekosten van de industrie, Nuc_30/20_flex.....	121
Figuur 76	Energiekosten van de residentiële sector (links) en van de tertiaire sector (rechts), Nuc_30/20_flex	122
Figuur 77	Evolutie van de opgevraagde elektrische energie, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex	122
Figuur 78	Structuur van de netto-elektriciteitsproductie in 2020 (links) en 2030 (rechts), Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex.....	123
Figuur 79	Vergelijking van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex	125
Figuur 80	HEB in de bruto finale energievraag in 2020, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex.....	126
Figuur 81	Bruto binnenlands verbruik (links) en netto-invoer van energie (rechts), Nuc_30/20_flex	127
Figuur 82	Impact van de EV op de sectorale eindvraag naar energie naargelang de nucleaire hypothese.....	131
Figuur 83	Impact van de EV op de eindvraag naar energie per energievorm naargelang de nucleaire hypothese.....	132
Figuur 84	Impact van de EV op de opgevraagde energie naargelang de nucleaire hypothese.....	133
Figuur 85	Impact van de EV op de structuur van netto-elektriciteitsproductie in 2030 naargelang de nucleaire hypothese.....	134
Figuur 86	Impact van de EV op het bruto binnenlands energieverbruik naargelang de nucleaire hypothese.....	135

Synthese

De context

Het Federaal Planbureau (FPB) brengt om de drie jaar een publicatie uit waarin de langetermijnenergievooruitzichten voor België worden beschreven. Deze publicatie is de vierde in de reeks. Deze vooruitzichten passen in de context van het Europees wetgevend Klimaat- en Energiepakket en zijn geïnspireerd door twee recente initiatieven van de Europese Commissie: een impactanalyse van een opvoering van de reductiedoelstelling voor broeikasgasemissies van 20 naar 30% op Europees niveau in 2020 en een routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie tegen 2050. Deze publicatie werpt ook licht op twee actuele onderwerpen in het Belgische energiedebat: kernenergie en de ontwikkeling van de elektrische wagen.

De gehanteerde aanpak

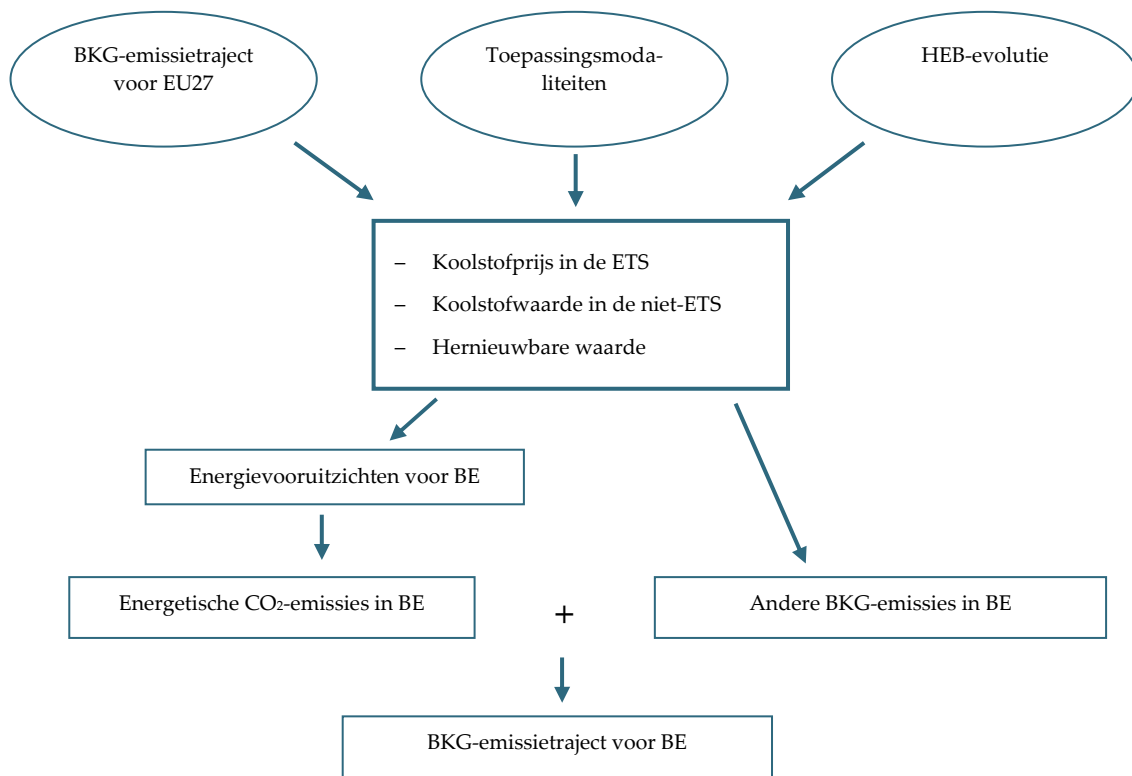
De energievooruitzichten voor België tegen 2030 zijn opgebouwd rond 4 scenario's die gekenmerkt worden door verschillende emissietrajecten voor broeikasgassen (BKG) op Europees niveau, toepassingsmodaliteiten voor die trajecten en evoluties van hernieuwbare energiebronnen (HEB). Ze resulteren uiteindelijk in emissietrajecten voor broeikasgassen in België.

Het eerste scenario maakt een stand op van het Belgisch energiesysteem bij ongewijzigd beleid. Het overeenstemmende BKG-emissietraject op Europees niveau vloeit voort uit de toepassing van de Europese richtlijn voor de handel in broeikasgasemissierechten (ETS), geëxtrapoleerd tot na 2020, en de impact van beleid en maatregelen om de BKG-emissies in de niet-ETS-sector te beperken en de HEB-ontwikkeling te bevorderen. De voornoemde richtlijn heeft enkel betrekking op de ETS-sector, in hoofdzaak bestaande uit de elektriciteitssector en de energie-intensieve industrie. In dit scenario worden de energievooruitzichten en het BKG-emissietraject van België dus bepaald door de koolstofprijs op de Europese ETS-markt en door het beleid en de maatregelen die in België goedgekeurd of op Europees niveau aangenomen zijn (zoals, bijvoorbeeld, de verordening inzake de CO₂-uitstoot van wagens).

Voor het tweede scenario werd op Europees niveau een BKG-emissietraject gedefinieerd dat de reductiedoelstelling voor BKG-emissies van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket voor het jaar 2020 (-20% ten opzichte van 1990) combineert met steeds meer dwingende doelstellingen tot 2050 (-35% in 2030 en -80% in 2050). Hierna wordt naar dat traject verwezen als traject 20/20. Tegen 2020 vloeien de energievooruitzichten en het BKG-emissietraject voor België voort uit de doelstellingen van het Klimaat- en Energiepakket, rekening houdend met het mogelijk gebruik van flexibiliteitsmechanismen binnen de Europese Unie. Na 2020 resulteren ze uit de toepassing van het criterium van economische efficiëntie. Het optimum van economische efficiëntie wordt volgens de economische theorie bereikt wanneer de marginale reductiekosten voor elk land en elke sector gelijk zijn aangezien de emissiereducties dan immers daar gerealiseerd worden waar ze het goedkoopst zijn.

Het derde en vierde scenario, tot slot, simuleren allebei een opvoering van de Europese reductiedoelstelling voor BKG-emissies van 20 naar 30% in 2020 en de toepassing van steeds striktere doelstellingen tot 2050 (-40% in 2030 en -80% in 2050). Die trajecten worden hierna trajecten 30/20 genoemd. Die twee scenario's verschillen echter in de mate waarin ze gebruik maken van de flexibiliteitsmechanismen buiten de Europese Unie. Het derde scenario benut die mogelijkheid, waardoor de reductie op het grondgebied van de EU in 2020 25% bedraagt. Het vierde scenario gaat uit van een interne Europese dynamiek en de volledige realisatie van de doelstelling op Europees grondgebied. De energievoorzichten en de BKG-emissietrajecten in België zijn vervolgens gebaseerd op de toepassing van het criterium van economische efficiëntie over de volledige projectieperiode aangezien er tot op heden geen enkele verdeelsleutel bestaat om die trajecttypes te realiseren.

Het onderstaande schema verduidelijkt de verschillende fasen voor de opmaak van de energievoorzichten en de BKG-emissietrajecten voor België.



Noot: BE=België; EU=Europese Unie; BKG=broeikasgassen; ETS=Emission trading system; HEB=hernieuwbare energiebronnen.

De kernboodschappen

Zodra de BKG-emissietrajecten op EU-niveau zijn vastgelegd, laat de analyse van de vier in deze publicatie bestudeerde scenario's toe de verwachte evolutie van het energiesysteem en de BKG-emissies in België tussen 2005 en 2030 te kwantificeren. De belangrijkste boodschappen van deze analyse zijn hieronder per thema samengevat. Ze zijn ook opgenomen in een tabel die u achteraan in deze synthese vindt. In bepaalde gevallen worden de evoluties tussen 2005 en 2030 aangevuld met een beschrijving van de variaties in 2030 tussen de trajecten 20/20 en 30/20 en het scenario bij ongewijzigd beleid.

De toepassing van de op Europees niveau voorgestelde reductietrajecten voor BKG-emissies leidt tot een aanzienlijke daling van de eindvraag naar energie in België.

De vermindering bedraagt 5% voor het traject 20/20 en 9% voor de trajecten 30/20 over de periode 2005-2030. Dit komt overeen met een gemiddelde jaarlijkse groei van respectievelijk -0,2% en -0,4%. Ter vergelijking, bij ongewijzigd beleid zou de eindvraag naar energie in 2030 vergelijkbaar zijn met die uit 2005.

Op sectoraal vlak zou de toepassing van de reductietrajecten voor BKG-emissies zich vooral laten voelen in de residentiële sector. Tussen 2005 en 2030 zou die sector zijn energieverbruik met 7% zien dalen voor het traject 20/20 en met 15% voor de trajecten 30/20.

Op het vlak van de energiemix is de evolutie als volgt: een toename van het verbruik van hernieuwbare energiebronnen (HEB) en van elektriciteit die meer dan gecompenseerd wordt door een daling van het verbruik van alle fossiele brandstoffen (steenkool, aardgas en olieproducten).

Het HEB-verbruik stijgt met 25% over de periode 2005-2030. De evolutie is vergelijkbaar voor de drie reductietrajecten voor BKG-emissies aangezien de HEB-ontwikkeling vooral wordt aangedreven door de HEB-doelstelling die niet varieert volgens het bestudeerde traject. De groei van de eindvraag naar elektriciteit bedraagt gemiddeld 0,8% per jaar tijdens de periode 2005-2030 voor het traject 20/20 en 0,6% voor de trajecten 30/20. In tegenstelling tot de HEB heeft de toepassing van de trajecten geen significante invloed op de evolutie van de eindvraag naar elektriciteit omdat, bij ongewijzigd beleid, het groeiritme van die vraag gemiddeld 0,7% per jaar bedraagt.

Voor de fossiele brandstoffen wordt de daling van het verbruik van olieproducten en vaste brandstoffen tussen 2005 en 2030, die reeds merkbaar was in het scenario bij ongewijzigd beleid, nog versterkt door de toepassing van de reductietrajecten voor BKG-emissies. Die daling wordt vooral veroorzaakt door, enerzijds, in voege zijnde beleid en maatregelen en, anderzijds, de evolutie van de structuur van de ijzer- en staalindustrie, de grootste verbruiker van steenkool en cokes in ons land. Voor aardgas, echter, wijzigt de toepassing van de trajecten de trend bij ongewijzigd beleid: in plaats van een toename van 10% over de periode 2005-2030 is er, naargelang het traject, een daling van de eindvraag naar aardgas van 6 à 12% over dezelfde periode. Die evolutie moet bekeken worden in het licht van de residentiële sector: ongeveer 40% van de eindvraag naar aardgas is bestemd voor de verwarming van gebouwen.

De toepassing van de BKG-emissietrajecten heeft een grote impact op de evolutie van de energiekosten in de sectoren van de eindvraag.

Onder energiekosten worden verstaan de kosten voor energie-uitrusting (verwarmingsketels, industriële ovens, elektrische huishoudapparatuur, etc.), de kosten voor aankoop van brandstoffen, elektriciteit en eventueel stoom en het nutsverlies voor de consument. In de transportsector wordt enkel de aankoop van brandstoffen beschouwd. Er worden twee indicatoren van energiekosten bestudeerd: enerzijds de energiekosten per verbruikte toe (m.a.w. de energie-uitgaven gedeeld door het energieverbruik), anderzijds de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde voor de industrie en de tertiaire sector, of per gezin voor de residentiële sector (t.t.z. zonder transport). De

eerste indicator is een kost uitgedrukt per eenheid product en integreert als dusdanig het effect van de trajecten op het niveau van de energievraag niet, terwijl de tweede indicator daar wel rekening mee houdt.

Om de impact van de BKG-emissietrajecten op de evolutie van de energiekosten te meten, moet men de evolutie in het scenario bij ongewijzigd beleid voor ogen houden. Over de periode 2005-2030 is de evolutie als volgt: de energiekosten per verbruikte toe stijgen met ongeveer 80% in de industrie en de residentiële sector en met 50% in de tertiaire sector (die evoluties worden hoofdzakelijk verklaard door de stijging van de internationale brandstoffenprijzen, maar ook door de CO₂-prijs in de ETS-sector die een impact heeft op de elektriciteitsprijs); de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde stijgen met 19% in de industrie en met 8% in de tertiaire sector, terwijl de energie-uitgaven per gezin (transport buiten beschouwing gelaten) stijgen met 50%.

De toepassing van de BKG-emissietrajecten leidt tussen 2005 en 2030 tot een toename van de energiekosten per verbruikte toe die groter is dan bij ongewijzigd beleid. In de industrie situeert die toename zich tussen 83 en 86% naargelang het traject, in de residentiële sector tussen 110 en 138% en in de tertiaire sector tussen 62 en 85%. De onderliggende oorzaken van die impact zijn o.a. het gebruik van efficiëntere maar duurere energievormen en energie-uitrusting, de hogere koolstofprijs in de ETS-sector (enkel van toepassing voor de industrie en de trajecten 30/20), de kosten voor de isolatie van gebouwen en de kosten van het nutsverlies voor de consument.

Vanuit het standpunt van de energieverbruiker is de impact op de energie-uitgaven echter relevanter dan de impact op de kosten per eenheid product. Het is inderdaad zo dat als de stijging van de prijzen per eenheid product gecompenseerd wordt door een evenredige daling van het energieverbruik, de koopkracht of de financiële draagkracht van de energieverbruiker niet zal worden aangetast. En dat is nu net wat er gebeurt voor het merendeel van de sectoren en bestudeerde trajecten. Anders gezegd, dankzij de toepassing van de emissietrajecten voor BKG is de toename van de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde of per gezin, tussen 2005 en 2030, vergelijkbaar of kleiner dan bij ongewijzigd beleid. In de industrie is de toename van de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde vergelijkbaar met deze in het scenario bij ongewijzigd beleid. Dat is ook het geval in de residentiële sector voor de energie-uitgaven per gezin in de trajecten 30/20. Voor de tertiaire sector, daarentegen, stijgen de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde minder snel dan in de projectie bij ongewijzigd beleid voor het traject 20/20 (+5% tussen 2005 en 2030) en dalen ze zelfs voor de trajecten 30/20 (-5% tussen 2005 en 2030).

De toepassing van de op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten op zich volstaat niet om de Belgische doelstelling inzake energie-efficiëntie in 2020 te verwezenlijken.

Naast het wetgevend Klimaat- en Energiepakket heeft de Europese Unie zich tot doelstelling gesteld haar primair energieverbruik met 20% te verminderen ten opzichte van de raming voor 2020 uit de baseline die de Europese Unie in 2008 publiceerde. Die doelstelling, ook energie-efficiëntiedoelstelling genoemd, is wettelijk niet bindend en werd daarom niet in aanmerking genomen in de scenario's. In het Nationaal Hervormingsprogramma van België van april 2011 heeft België een doelstelling gedefinieerd om zijn primair energieverbruik met 18% te verminderen tegen 2020. Uit de analyse in deze publicatie blijkt dat de toepassing van de op Europees niveau voorop-

gestelde BKG-emissietrajecten en van de Belgische HEB-doelstelling in 2020 niet volstaan om de Belgische energie-efficiëntiedoelstelling te verwezenlijken in 2020. In het geval van traject 20/20 zou slechts ongeveer de helft van de in 2020 vereiste primaire energiereductie gerealiseerd worden. Dat deel stijgt voor de trajecten 30/20 en situeert zich tussen 2/3^e en 3/4^e, afhankelijk van het feit of de Europese reductiedoelstelling van 30% voor BKG-emissies in 2020 gedeeltelijk of volledig op Europees grondgebied gerealiseerd wordt. De verwezenlijking van de Belgische energie-efficiëntiedoelstelling in 2020 vereist dus de toepassing van bijkomend beleid en maatregelen bovenop degene die voortvloeien uit de BKG-emissietrajecten op Europees niveau.

De toepassing van de op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten maakt een vermindering van onze aardgasinvoer mogelijk ten opzichte van de vooruitzichten bij ongewijzigd beleid.

Aardgas wordt algemeen beschouwd als de energievorm bij uitstek, althans voor de komende twintig jaar. Het lage koolstofgehalte van aardgas in vergelijking met andere fossiele energieën maakt dat aardgas uitermate geschikt is om de uitstoot van broeikasgassen te helpen terugdringen. Die visie die zowel op mondiaal, Europees als op Belgisch niveau (vooral in de context van de geleidelijke uitstap uit kernenergie) gedeeld wordt, doet vragen rijzen over de afhankelijkheid van België ten opzichte van de invoer van aardgas tegen 2030. Onze analyse bevestigt wat al in vorige studies van het FPB werd aangetoond: de toepassing van de op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten, gecombineerd met de doelstelling inzake hernieuwbare energiebronnen in 2020, maakt het mogelijk onze aardgasinvoer tegen 2030 te verminderen ten opzichte van de vooruitzichten bij ongewijzigd beleid.

De toename van onze aardgasbehoefte met 29% bij ongewijzigd beleid (of gemiddeld +1% per jaar) zou over de periode 2005-2030 nog slechts 19% bedragen voor traject 20/20 (of gemiddeld +0,7% per jaar) en 13% voor de trajecten 30/20 (of gemiddeld +0,5% per jaar). Terwijl onze aardgasinvoer ongeveer 190 TWh bedroeg in 2005 (216 TWh in 2010) zou het in 2030 gaan om niet meer dan 225 TWh voor het traject 20/20 en 215 TWh voor de trajecten 30/20. Ongeacht het traject, staat de elektriciteitssector in voor ongeveer 30% van de behoefte tegenover 52% voor de sectoren van de eindvraag; het saldo wordt daarbij gebruikt voor niet-energetische doeleinden, d.w.z. als grondstof.

De evolutie van onze aardgasbehoefte zal in grote mate afhangen van de technologische keuzes binnen de elektriciteitssector. Terwijl onze analyse rekening houdt met de uitstap uit kernenergie en de toepassing van de doelstelling inzake hernieuwbare energiebronnen waarvan een groot deel in de elektriciteitssector zal worden gerealiseerd, hebben we ervoor gekozen de investeringen in steenkoolcentrales niet uit te sluiten. Indien deze technologische optie wordt geëlimineerd, bijvoorbeeld omwille van lokale vervuiling of omdat de technologie voor CO₂-opvang en -opslag onaanvaardbaar wordt geacht of nog niet klaar blijkt te zijn voor commercialisatie tegen 2030, zal onze afhankelijkheid van aardgasinvoer zeker groter zijn dan de raming in onze studie.

De toepassing van op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten doet het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in België na 2020 niet aanzienlijk toenemen.

Volgens de HEB-richtlijn die een sleutelement van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket vormt, moeten de hernieuwbare energiebronnen 13% van het bruto finaal energieverbruik van België vertegenwoordigen in 2020. Hoewel de HEB-richtlijn de lidstaten toelaat een beroep te doen op de samenwerkingsmechanismen om hun doelstellingen te realiseren, heeft België aangekondigd dat het slechts in zeer beperkte mate van die flexibiliteit zou gebruikmaken. De toevlucht tot de samenwerkingsmechanismen mag niet groter zijn dan 0,5 procentpunt van de Belgische doelstelling van 13%. Door constructie houdt traject 20/20 rekening met deze context: in 2020 vertegenwoordigen de HEB 12,7% van het bruto finaal energieverbruik van België (tegenover 7,7% in het scenario bij ongewijzigd beleid). Voor de trajecten 30/20 is men uitgegaan van dezelfde ondersteuning voor de HEB, maar aangezien de grotere reductie-inspanning voor BKG-emissies tot gevolg heeft dat de eindvraag naar energie nog verder afneemt, stijgt het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik. Het schommelt tussen 13,1 en 13,5% naargelang de Europese reductiedoelstelling voor BKG-emissies van 30% in 2020 gedeeltelijk of volledig wordt gerealiseerd op Europees grondgebied.

Voor na 2020 werd tot op heden geen enkele doelstelling vastgelegd, noch op Belgisch noch op Europees niveau. In die context wordt de HEB-ontwikkeling na 2020 in hoofdzaak bepaald door het beleid dat wordt gevoerd om de doelstelling in 2020 te bereiken, de evolutie van de prijzen en de energiekosten en de evolutie van de energievraag. De resultaten van onze studie tonen aan dat dergelijke hypothesen leiden tot een eerder gematigde toename van het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik aangezien het in 2030 ongeveer 15% bedraagt ongeacht het emissietraject. Bijgevolg moet de politieke wil om de HEB meer te doen bijdragen aan onze energiebehoeften na 2020 gepaard gaan met nieuwe doelstellingen en/of beleid en maatregelen die specifiek afgestemd zijn op die energiebronnen. In 2008 werd bij de opmaak van het Klimaat- en Energiepakket reeds erkend dat het opleggen van beperkingen op de BKG-emissies geen voldoende ambitieuze HEB-ontplooiing tot stand zou brengen en dat eigen doelstellingen nodig zouden zijn.

De toepassing van de op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten veroorzaakt geen radicale verandering in de structuur van de elektriciteitsproductie bij ongewijzigd beleid in 2030 op twee uitzonderingen na: de HEB-ontwikkeling en de technologie voor CO₂-opvang en -opslag.

De toepassing van de wet op de uitstap uit kernenergie zal tegen 2025 de nucleaire capaciteit doen afnemen met ongeveer 6 000 MW (wat overeenkomt met 40% van de huidige totale capaciteit) en de structuur van de Belgische elektriciteitsproductie radicaal veranderen. Volgens de vooruitzichten bij ongewijzigd beleid zal in 2030 40% van de (bruto) elektriciteitsproductie opgewekt worden in gascentrales, ongeveer een derde in steenkoolcentrales en een vierde op basis van HEB (waarbij het saldo wordt verzekerd door de olieproducten die vooral worden gebruikt in de piekeenheden). De toepassing van de emissietrajecten brengt geen wijziging teweeg in het aandeel van aardgas in 2030, maar vermindert dat van steenkool (28%) ten gunste van HEB (29%). In antwoord op de beperkingen op de BKG-emissies wordt een deel van het steenkoolcentralepark uitgerust met de technologie voor koolstofopvang en -opslag (CCS) in 2030: 17% in het geval van traject 20/20 en 30% voor de

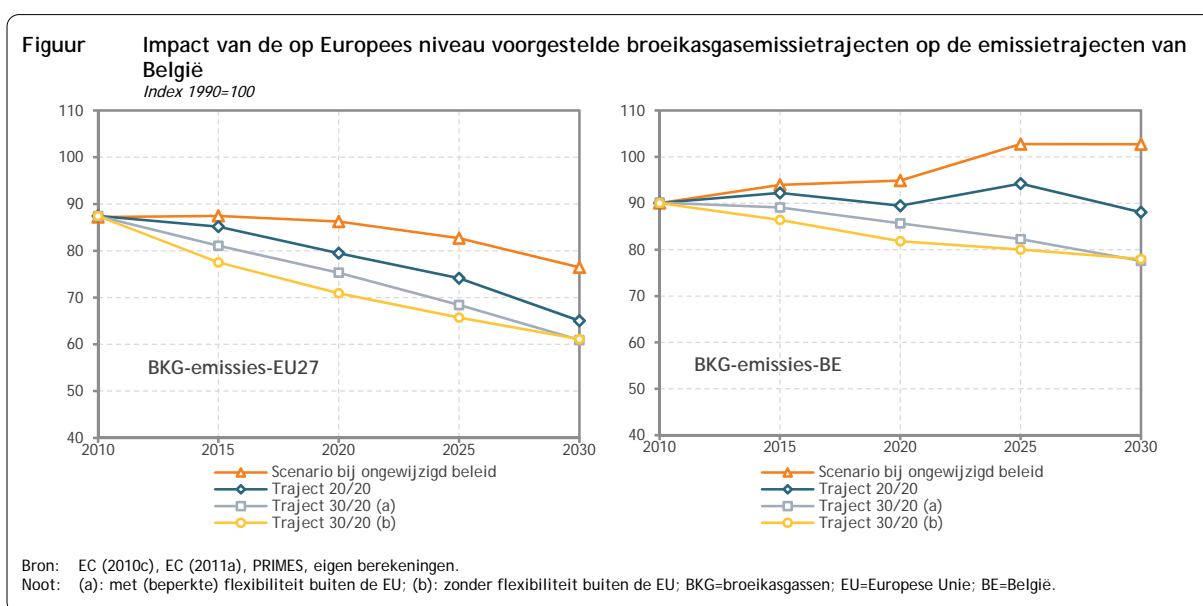
trajecten 30/20. De HEB worden gedomineerd door windenergie die meer dan de helft van de elektriciteitsproductie op basis van HEB levert, gevolgd door biomassa (iets meer dan 40%) en ten slotte zonne-energie en waterkracht.

De in de vorige paragraaf beschreven veranderingen en de (gematigde) impact van de voornoemde emissietrajecten op de eindvraag naar elektriciteit hebben een belangrijke invloed op de investeringen in nieuwe productiecapaciteit en op de gemiddelde kosten van de elektriciteitsproductie. De investeringen die tegen 2030 nodig zijn, worden geraamd op 21 miljard euro voor traject 20/20 en op 21,5 miljard euro voor de trajecten 30/20 (vergeleken met 20 miljard euro in de projectie bij ongewijzigd beleid). In het eerste geval wordt de meerkost gedeeltelijk verklaard door de grotere behoeften aan productiecapaciteit door een sterkere toename van de elektriciteitsvraag en deels door duurdere technologische keuzes. In het tweede geval is de meerkost enkel het resultaat van de technologische keuzes, aangezien de behoeften aan productiecapaciteit kleiner zijn dan in de raming uit de projectie met ongewijzigd beleid. De behoeften aan nieuwe productiecapaciteit worden geschat op gemiddeld 820 à 850 MW per jaar tot 2030.

De gemiddelde productiekost voor elektriciteit kent een sterkere groei dan bij ongewijzigd beleid: +55% tussen 2005 en 2030 voor traject 20/20 en +59% voor trajecten 30/20, vergeleken met +52% bij ongewijzigd beleid. Hij bedraagt respectievelijk 99 en 102 €/MWh in 2030 tegenover 97 €/MWh in het scenario bij ongewijzigd beleid.

De toepassing van de op Europees niveau voorgestelde BKG-emissietrajecten heeft een grote impact op de BKG-emissietrajecten in België. De berekende reductiepercentages in 2020 en 2030 situeren zich niettemin onder de reductiepercentages op Europees niveau

De onderstaande figuur geeft een vergelijking tussen de BKG-emissietrajecten op Europees niveau en die berekend op Belgisch niveau.



Het traject 20/20 vertaalt zich voor België in een daling van de broeikasgasemissies van 10% in 2020 en van 12% in 2030 ten opzichte van het niveau van 1990. In 2025 bereiken de emissies een piek (+4%) als gevolg van de volledige uitstap uit kernenergie en de koolstofprijs die op Europees niveau wordt vastgelegd in de ETS-sector. Die koolstofprijs in 2025 lijkt niet hoog genoeg om emissiereducties op Belgisch grondgebied te realiseren. De aankoop van emissierechten lijkt dan ook interessanter om de tot 2030 vastgestelde plafonds na te leven. Bovendien is de evolutie van de broeikasgasemissies in de ETS- en niet-ETS-sector erg verschillend. In de ETS krimpen de BKG-emissies met 9% tussen 2005 en 2020 terwijl ze stijgen met 2% tussen 2005 en 2030. In de niet-ETS dalen de BKG-emissies met 7% tussen 2005 en 2020 en met 18% tussen 2005 en 2030.

De trajecten 30/20 komen samen in 2030, wanneer de BKG-emissies 22% onder het niveau van 1990 liggen. Ze verschillen echter in 2020: de BKG-emissies van België dalen met 14% of 18% ten opzichte van 1990 afhankelijk van het feit of de Europese reductiedoelstelling wordt gerealiseerd door wel (maar dan beperkt) of geen gebruik te maken van de flexibiliteit buiten de Europese Unie. De evolutie van de BKG-emissies in de ETS- en niet-ETS-sector is deze keer meer vergelijkbaar. In de ETS-sector dalen de BKG-emissies met 12 of 18% tussen 2005 en 2020 en met 19 of 21% tussen 2005 en 2030 naargelang externe flexibiliteit kan worden ingezet. In de niet-ETS-sector krimpen de BKG-emissies met 13 of 14% tussen 2005 en 2020 en met 21% tussen 2005 en 2030.

De langere werkingsduur van de kerncentrales heeft een impact op de BKG-emissietrajecten van België via de daling van de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie.

Ongeacht het BKG-emissietraject op Europees niveau heeft de verlenging van de operationele werkingsduur van alle Belgische kerncentrales met 20 jaar slechts een bescheiden impact op de totale eindvraag naar energie, maar veroorzaakt ze wel substituties tussen elektriciteit en fossiele energie. De elektriciteitsvraag stijgt bijgevolg sneller: gemiddeld +1,2% per jaar tijdens de periode 2005-2030 voor traject 20/20 en +1,0% voor de trajecten 30/20.

Het behoud van de nucleaire capaciteit in 2030 heeft vooral tot gevolg dat de elektriciteitsproductie op basis van aardgas en steenkool daalt. De behoefte aan aardgas neemt dus af in ons land: in 2030 gaat het nog slechts om 177 TWh voor traject 20/20 (tegenover 225 TWh met de uitstap uit kernenergie) en 166 TWh voor de trajecten 30/20 (tegenover 215 TWh met de uitstap uit kernenergie). Ter herinnering, in 2010 bedroeg de Belgische invoer van aardgas 216 TWh.

De BKG-emissietrajecten van België wijken af van de trajecten die rekening houden met de geleidelijke uitstap uit kernenergie volgens de wet van 2003. De reductie van de BKG-emissies in België tussen 1990 en 2030 bedraagt dit keer tussen 27 en 33% naargelang het traject. Conform de verwachtingen doet de grootste impact op sectoraal niveau zich voelen op het niveau van de CO₂-emissies van de elektriciteitssector; deze laatste dalen tussen 1990 en 2030 met ongeveer 60%.

De analyse die in deze publicatie wordt voorgesteld, laat toe de voorwaarden te onderscheiden waaronder de grootschalige ontwikkeling van de elektrische wagen een positieve impact heeft op de totale BKG-emissies in België.

Binnen de context van onze studie –de opvoering van de reductie-inspanning voor BKG-emissies op Europees niveau– heeft de elektrische wagen (EV) als voordeel dat hij toelaat de transportsector te “verproperen”, maar ook, hogerop in de waardeketen, dat de CO₂-emissies van de raffinaderijen worden gereduceerd. De ontwikkeling van de EV zal echter wel leiden tot een hogere elektriciteitsproductie, wat de CO₂-emissies in die sector zou kunnen verhogen. Het netto-resultaat op de totale BKG-emissies is dus de som van de drie voornoemde effecten. Om dat resultaat te evalueren, werden hypothesen gemaakt over de penetratiegraad van de EV tegen 2030, het brandstof- en elektriciteitsverbruik van herlaadbare hybride voertuigen en het elektriciteitsverbruik van volledig elektrische wagens.

Uit onze analyse kunnen drie grote conclusies worden getrokken. Een eerste conclusie is dat, ongeacht het bestudeerde scenario en rekening houdend met de gehanteerde hypothesen, de ontwikkeling van de EV geen grote impact heeft op de BKG-emissietrajecten van België tegen 2030. M.a.w. de BKG-emissiereducties in de transport- en energiesector (raffinaderijen) als gevolg van de ontwikkeling van de EV worden vrijwel volledig gecompenseerd door de extra emissies in de elektriciteitssector. Die extra emissies ontstaan doordat de bijkomende elektriciteit die nodig is voor de ontwikkeling van de EV vooral wordt geproduceerd op basis van aardgas. Een tweede conclusie is dat de netto-impact op de BKG-emissies in grote mate afhangt van de hypothesen in verband met het energieverbruik van de EV. De hypothese in onze studie situeert zich bovenaan het interval van de verbruikscijfers die men terugvindt in de literatuur of bij de autoconstructeurs. Dit interval is eerder ruim aangezien het verschil tussen de uiterste waarden varieert met een factor 2 tot 3, naargelang het gaat om het brandstof- of elektriciteitsverbruik. De ontwikkeling van de EV zou bijgevolg een veel positievere impact kunnen hebben op de totale BKG-emissies indien dit type voertuig minder brandstof en elektriciteit zou verbruiken. Als derde conclusie kan worden gesteld dat, bij een vergelijkbare impact op de BKG-emissies, de aanwezigheid van kernenergie in de energiemix van de elektriciteitssector in 2030 (d.w.z. in het geval van een verlenging van de operationele werkingsduur van de kerncentrales) een grotere ontwikkeling van de EV mogelijk maakt: 20% van de afgelegde passagierskilometers in 2030, tegenover 15% zonder kernenergie.

Tabel I Samenvatting van de belangrijkste resultaten
Evolutie in % tussen 2005 en 2030 (de cijfers tussen haakjes geven de gemiddelde jaarlijkse groeivoeten weer)

	Scenario bij ongewijzigd beleid	Traject 20/20	Trajecten 30/20(a)
Eindvraag naar energie	-1% (0,0%)	-5% (-0,2%)	-9% (-0,4%)
Industrie	+0%	-3%	-5%
Residentiële sector	+1%	-7%	-15%
Tertiaire sector	+8%	0%	-10%
Transport	-9%	-8%	-8%
Vaste brandstoffen	-15%	-20%	-29%
Olieproducten	-17%	-23%	-25%
Aardgas en afgeleide gassen	+10%	-6%	-12%
Elektriciteit	+20% (0,7%)	+22% (0,8%)	+16% (0,6%)
Hernieuwbare energiebronnen	-23%	+25%	+25%
Energiekosten per verbruikte toe			
Industrie	+80%	+83%	+86%
Residentiële sector	+83%	+110%	+138%
Tertiaire sector	+50%	+62%	+85%
Energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde			
Industrie	+19%	+17%	+18%
Tertiaire sector	+8%	+5%	-5%
Energie-uitgaven per gezin (zonder transport)	+50%	+56%	+49%
Aardgasbehoeften (invoer)	+29% (1,0%)	+19% (0,7%)	+13% (0,5%)
Gemiddelde productiekost van elektriciteit	+52%	+55%	+59%
Broeikasgasemissies van de EU27 ^(b)	-24%	-35%	-40%
Broeikasgasemissies van België ^(b)	+3%	-12%	-22%

(a) De evolutie tussen 2005 en 2030 is vaak vergelijkbaar voor de beide trajecten 30/20; wanneer ze verschillen, werd een gemiddelde berekend.

(b) Evolutie tussen 1990 en 2030.

Tabel II Samenvatting van de belangrijkste resultaten (vervolg)

	Scenario bij ongewijzigd beleid	Traject 20/20	Trajecten 30/20 ^(a)
HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik in 2020 (2030)	7,7% (10%)	12,7% (14,6%)	[13,1;13,5]% (15%)
Realisatiegraad van de Belgische energie-efficiëntiedoelstelling in 2020	44%	48%	[62;77]%
Behoefte aan nieuwe elektriciteitsproductiecapaciteit (jaarlijks gemiddelde over de periode 2011-2030)	840 MW	850 MW	820 MW
Investeringskosten in elektriciteitsproductiecapaciteit tegen 2030 (in miljard euro van 2005)	20	21	21,5

Het linkercijfer (rechtercijfer) beantwoordt aan het scenario met (zonder) flexibiliteit buiten de Europese Unie.

1. Inleiding

Met de goedkeuring van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket vormt het jaar 2009 ontegensprekelijk een sleutelmoment in het energie- en milieubeleid van de Europese Unie en haar lidstaten. Het Klimaat- en Energiepakket bevat een reeks maatregelen en nationale doelstellingen om de broeikasgasemissies van de Europese Unie tegen 2020 met 20% terug te dringen en het aandeel hernieuwbare energiebronnen in de bruto finale energievraag van de Europese Unie op 20% te brengen in 2020. Het zal dus onmiskenbaar een impact hebben op de evolutie van het Europees energiesysteem in het algemeen en van België in het bijzonder.

Het Klimaat- en Energiepakket vormt echter maar een schakel in een proces dat gericht is op de hermodellering van het Europees energiesysteem op langere termijn (2050) om zo het hoofd te kunnen bieden aan uitdagingen rond klimaatwijziging, energiebevoorrading, etc. Sinds 2009 heeft de Europese Commissie immers verschillende initiatieven in die zin voorgesteld, waarvan er twee in het bijzonder de aandacht trekken: allereerst, in mei 2010, een impactanalyse van een verstrenging van de reductiedoelstelling voor broeikasgasemissies van 20 naar 30% in 2020 en, vervolgens, in maart 2011, een routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie in 2050.

De broeikasgasemissiereductietrajecten van de Europese Unie tegen 2050 die door de Europese Commissie werden geanalyseerd, vertalen zich in essentiële wijzigingen op het vlak van de energiesystemen van de lidstaten. Die veranderingen hangen ook af van de keuzes op energiegebied die reeds genomen werden of onder discussie staan op nationaal, soms zelfs regionaal niveau. Zo zal voor België de sluitingsagenda van de kerncentrales hoogst waarschijnlijk opnieuw voorwerp van discussie worden in de loop van de komende maanden. Parallel hiermee moet worden nagedacht over de respectievelijke rol van hernieuwbare energiebronnen, aardgas en steenkool (en de technologie van CO₂-opvang en -opslag) in de productie van elektriciteit, en dit in een context van een aantal nieuwe elektrische toepassingen waaronder elektromobiliteit.

Gegeven dit kader wil het Federaal Planbureau (FPB), via de voorliggende studie, een aantal scenario's beschrijven die de evolutie van ons nationaal energiesysteem trachten te kwantificeren wanneer, enerzijds, rekening wordt gehouden met de toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket en wanneer, anderzijds, de laatste trajectvoorstellen van de Europese Commissie worden gevolgd. In dat opzicht levert het nuttige informatie voor het debat op Belgisch niveau.

Traditioneel brengt het FPB elke drie jaar een publicatie uit waarin de langetermijnergievooruitzichten voor België worden voorgesteld. Deze publicatie, de vierde in de reeks (cf. Courcelle et al., 2001, Gusbin et al., 2004 en Devogelaer et al., 2007), legt het accent op de impact van Europese reductietrajecten voor broeikasgasemissies op de energievoorzichten voor België tegen 2030, rekening houdend met het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. Deze vooruitzichten zijn dan ook grotendeels gebaseerd op de voornoemde studies van de Europese Commissie, maar worden aangevuld met bijkomende scenario's. Deze bijkomende scenario's belichten twee onderwerpen die regelmatig stof doen opwaaien in het Belgisch energiedebat: kernenergie voor elektriciteitsproductie en de ontwikkeling van de elektrisch aangedreven wagen.

Parallel met de energievoorzichten op lange termijn, publiceert het Federaal Planbureau geregeld energievoorzichten op middellange termijn (5 tot 10 jaar). Die laatste worden uitgevoerd met het macrosectoraal HERMES-model.

Deze publicatie van het FPB is opgedeeld in 4 hoofdstukken: het eerste hoofdstuk (hoofdstuk 2) is gewijd aan de methodologie, de drie volgende hoofdstukken beschrijven de verschillende bestudeerde scenario's. De eigenlijke prospectieve analyse wordt dus uit de doeken gedaan in hoofdstukken 3, 4 en 5 naargelang het beschouwde scenario.

Eerst (hoofdstuk 3) wordt de energiesituatie in België tot het jaar 2030 beschreven in een baseline. Er wordt vertrokken van de hypothese dat de huidige trends en de structurele veranderingen zich doorzetten, en enkel de maatregelen goedgekeurd tot 30 april 2009 worden in de analyse meegenomen. Deze baseline maakt het mogelijk na te gaan wat er zou gebeuren als er geen nieuwe maatregelen worden goedgekeurd inzake energie, klimaat en transport. Het kan eveneens een toetssteen zijn om de impact van recent aangenomen beleid of van voorstellen over de evolutie van het Belgisch energiesysteem en haar emissies te evalueren.

Hoofdstuk 4 behandelt de impact van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. Het centraal scenario dat wordt bestudeerd, vertrekt van dezelfde algemene hypothesen als in de baseline (macro-economische en demografische context, internationale energieprijzen, etc.) maar veronderstelt, daarbovenop, de toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket in 2020. Drie bijkomende scenario's vullen de analyse van het centrale scenario aan. Ze steunen op andere hypothesen betreffende kernenergie en het inzetten van elektriciteit voor het privévervoer van personen.

In hoofdstuk 5 worden twee scenario's uitgediept die verder gaan dan het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. Het gaat om scenario's die een reductie van broeikasgassen met 30% op Europees niveau tegen 2020 simuleren (i.p.v. 20% in het Klimaat- en Energiepakket) en die verenigbaar zijn met reducties van 40% in 2030 en 80% in 2050. Beide scenario's verschillen onderling in de mate van gebruik van flexibiliteitsmechanismen buiten de Europese Unie om de broeikasgasemissiereductiedoelstelling te bereiken. Tot slot worden, net zoals in hoofdstuk 4, bijkomende scenario's bestudeerd die dezelfde hete hangijzers aan de tand voelen.

2. Methodologie

De energievoorzichten voor België tegen 2030 zijn opgebouwd rond vier centrale scenario's die gekenmerkt worden door verschillende reductietrajecten voor broeikasgasemissies (BKG) op Europees niveau, afwijkende toepassingsmodaliteiten voor die trajecten en uiteenlopende evoluties van de hernieuwbare energiebronnen (HEB).

Voor die vier scenario's werd de mosterd gehaald bij het recente studiewerk van de Europese Commissie (EC). Hierdoor wordt de integratie van de Europese context die essentieel is voor het opstellen van de energievoorzichten voor België dus verzekerd. Allereerst verwijzen we naar de studie *EU energy trends to 2030 – update 2009* (EC, 2010a), die een baseline en een scenario dat het wetgevend Klimaat- en Energiepakket simuleert, analyseert, vervolgens naar de Mededeling van de EU met de analyse van de mogelijkheden om de Europese reductie-inspanning op te voeren van 20% naar 30% tegen 2020 (EC, 2010b) en ten slotte naar de routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie in 2050 (EC, 2011a).

2.1. Beschrijving van de scenario's

Tabel 1 toont de kenmerken van de vier centrale scenario's die in deze publicatie onderzocht worden. Ze houden verband met de BKG-emissietrajecten in de EU27, de toepassingsmodaliteiten van die trajecten en de ontwikkeling van HEB in België. De meer algemene hypothesen die de basis vormen van elk scenario worden beschreven in deel 3.1. Een meer gedetailleerde beschrijving van elk scenario wordt in het begin van de volgende hoofdstukken gegeven.

Tabel 1 Beknopte beschrijving van de bestudeerde scenario's

	Traject voor BKG-emissies in de EU27	Toepassingsmodaliteiten	HEB in België
Baseline 2020-2030	Emissieplafond voor de ETS	Europees systeem voor emissiehandel → KW in de ETS gelijk in alle lidstaten	Voortzetting van het huidig beleid
Ref_20/20 2020	-20% ten opzichte van 1990 Volgens het wetgevend Klimaat- en Energiepakket ETS (EU-ETS) Niet-ETS (nationale doelstellingen)	Europees systeem voor emissiehandel → KW in de ETS gelijk in alle lidstaten Gebruik flexibiliteitsmechanismen intra-EU → KW in de niet-ETS gelijk in alle lidstaten	13% van het BFEV Volgens het wetgevend Klimaat- en Energiepakket Beperkte flexibiliteit → Specifieke HW in België
2030	-35% ten opzichte van 1990 -35% op het grondgebied EU27	Toepassing criterium economische efficiëntie → KW ETS=KW niet-ETS, gelijk in alle lidstaten	Voortzetting van het 2020-beleid
Ref_30/20_flex 2020	-30% ten opzichte van 1990 -25% op het grondgebied EU27 -5% via de aankoop van emissiekrediet in derde landen	Toepassing criterium economische efficiëntie → KW ETS=KW niet-ETS, gelijk in alle lidstaten	Dezelfde HW als in Ref_20/20 → % HEB (BE) in het BFEV → flexibiliteit vereist
2030	-40% ten opzichte van 1990 -40% op het grondgebied EU27	Toepassing criterium economische efficiëntie → KW ETS=KW niet-ETS, gelijk in alle lidstaten	Voortzetting van het 2020-beleid
Ref_30/20_int 2020	-30% ten opzichte van 1990 -30% op het grondgebied EU27	Toepassing criterium economische efficiëntie → KW ETS=KW niet-ETS, gelijk in alle lidstaten	Dezelfde HW als in Ref_20/20 → % HEB (BE) in het BFEV → flexibiliteit vereist
2030	-40% ten opzichte van 1990 -40% op het grondgebied EU27	Toepassing criterium economische efficiëntie → KW ETS=KW niet-ETS, gelijk in alle lidstaten	Voortzetting van het 2020-beleid

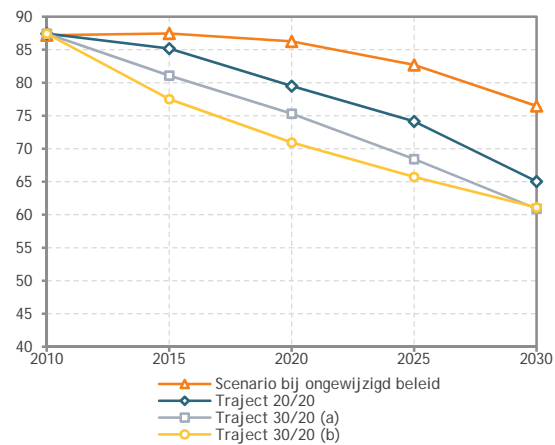
Noot: BKG=broeikasgassen; KW=koolstofwaarde; HW=hernieuwbare waarde; HEB=Hernieuwbare energiebronnen; BFEV=bruto finaal energieverbruik; ETS=Emission Trading System.

De baseline maakt de staat op van het Belgisch energiesysteem waarin beleid en goedgekeurde maatregelen alsook de huidige trends geprojecteerd worden over een horizon van 20 jaar. Wat betreft BKG-emissies en HEB, hun evoluties worden enkel bepaald door het beleid en de maatregelen in voege (bijvoorbeeld het Europees systeem voor emissierechtenhandel (ETS) en het federaal en gewestelijk beleid ter bevordering van HEB voor elektriciteitsproductie). Met andere woorden, de baseline gaat niet uit van de realisatie van specifieke doelstellingen zoals vastgelegd in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. In dit scenario wordt enkel voor de emissies van de ETS-sector ex ante een traject voor BKG-emissies in de EU uitgestippeld.

Scenario Ref_20/20 dat de uitvoering van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket simuleert, houdt wel rekening met de realisatie van de Europese BKG-reductiedoelstelling van 20% in 2020 ten opzichte van 1990. Na 2020 wordt het emissietraject zelfs verlengd om uit te komen bij een reductiedoelstelling op Europees niveau van 80% in 2050. Een intermediaire doelstelling van -35% werd vooropgesteld voor 2030. Voor de toepassing van dat traject worden verschillende modaliteiten gebruikt naargelang de tijdshorizon. In 2020 betreft het de modaliteiten uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket, namelijk een Europese doelstelling in de ETS-sector en 27 nationale doelstellingen in de niet-ETS-sector. In die laatste sector kunnen de lidstaten echter gebruik maken van flexibiliteitsmechanismen om hun doelstelling te bereiken. Na 2020, in afwezigheid van een verdeling van de reductiedoelstellingen, zij het tussen de ETS- en de niet-ETS-sectoren of tussen de lidstaten, wordt verondersteld dat de doelstellingen worden bereikt door de marginale reductiekosten in de EU gelijk te schakelen. Voor het luik HEB van het Klimaat- en Energiepakket bepalen de nationale doelstellingen de omvang van de inzet ervan, rekening houdend met een mogelijk doch beperkt gebruik van flexibiliteitsmechanismen binnen de EU (zie hoofdstuk 4).

De Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's zijn gebaseerd op de scenario's die door de Europese Commissie bestudeerd werden in de Mededeling van mei 2010 (EC, 2010). De BKG-emissies volgen een verschillend pad tot 2030 om nadien gelijk te lopen en reductiedoelstellingen van 40% in 2030 en 80% in 2050 te honoreren. In 2020 simuleren beide scenario's een verstrenging van de Europese reductiedoelstelling voor BKG-emissies van 20% naar 30%. Toch biedt het Ref_30/20_flex-scenario de EU de mogelijkheid haar verplichtingen na te leven door flexibiliteitsmechanismen te benutten voor de helft van de bijkomende inspanning (een reductie van 25% wordt gerealiseerd op het grondgebied van de EU), terwijl het Ref_30/20_int-scenario uitgaat van een interne Europese dynamiek en de flexibiliteitsmechanismen enkel functioneren tussen de lidstaten. De toepassingsmodaliteiten van de aldus bepaalde trajecten vloeien voort uit de hypothese dat de marginale reductiekosten in de EU gelijk zijn. In beide scenario's volgt de ontwikkeling van HEB in België uit dezelfde stimuli als in het Ref_20/20-scenario.

Figuur 1 Broeikasgasemissietrajecten in de Europese Unie naargelang het scenario
Index 1990=100



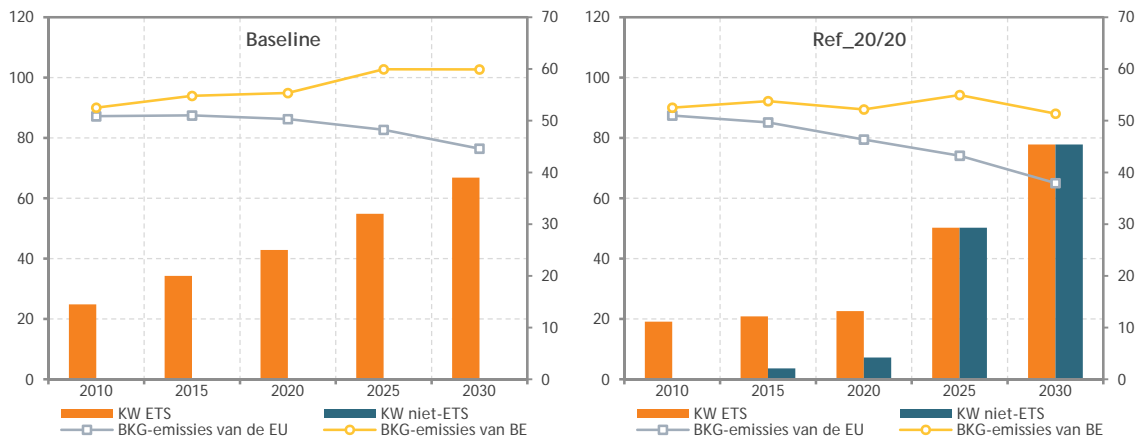
Bron: EC (2010a), EC (2010b), EC (2011a).

Figuur 1 toont de BKG-emissietrajecten in de EU van de vier bestudeerde scenario's. Deze figuur beperkt zich tot de termijn 2010-2030, de projectieperiode van de energievoorzichten van deze publicatie.

Wanneer de trajecten op Europees niveau en hun toepassingsmodaliteiten eenmaal bepaald zijn, berekent het gebruikte model (zie 2.2) de koolstof- en hernieuwbare waarden. Deze waarden hebben een impact op de evolutie van het Belgische energiesysteem tegen 2030, en daardoor ook op de daaraan verbonden BKG-emissies, naast de niet-energiegebonden BKG-emissies. De laatste fase in de analyse van de scenario's leidt dan tot BKG-emissietrajecten voor België.

Figuren 2 en 3 geven een overzicht van de kenmerken van de vier bestudeerde centrale scenario's inzake BKG-emissies, namelijk de BKG-emissietrajecten voor de EU en België en de koolstofwaarden in de ETS- en niet-ETS-sector. Onmiddellijk worden de verschillen tussen de scenario's duidelijk die leiden tot uiteenlopende energievoorzichten voor België.

Figuur 2 Vergelijking tussen de baseline en het Ref_20/20-scenario
Links: emissies (index 1990=100); rechts: koolstofwaarde (€/tCO₂)

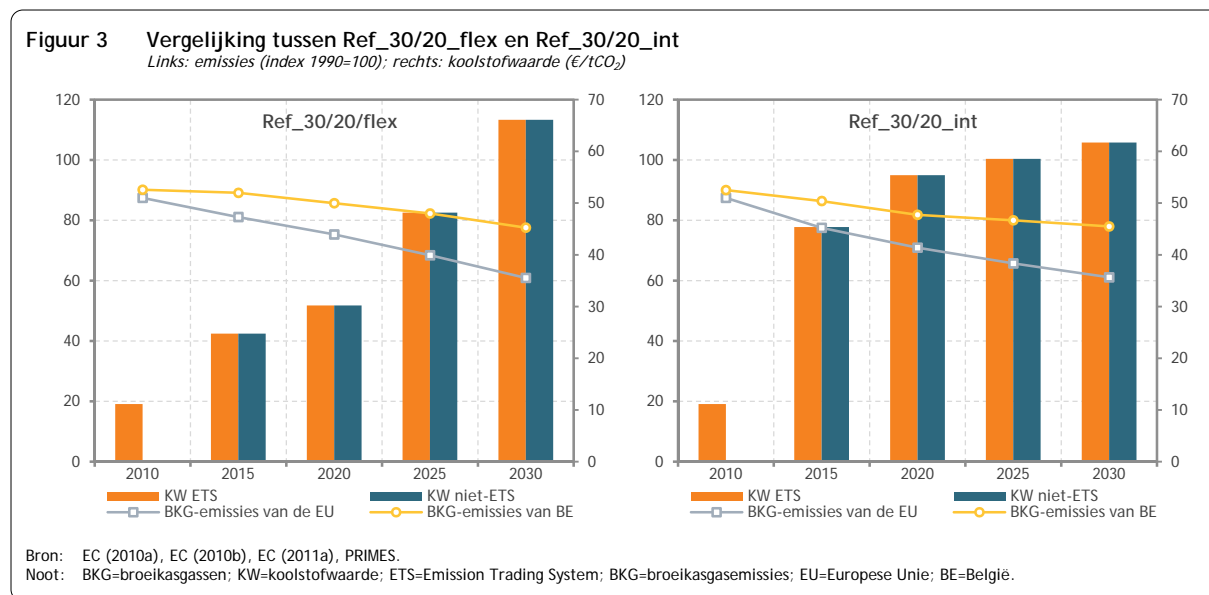


Bron: EC (2010a), EC (2010b), EC (2011a), PRIMES.

Noot: BKG=broeikasgassen; KW=koolstofwaarde; ETS=Emission Trading System; BKG=broeikasgasemissies; EU=Europese Unie; BE=België.

De baseline voorziet geen koolstofwaarde voor de niet-ETS-sector, aangezien dit scenario niet uitgaat van de realisatie van de nationale doelstellingen in die sector zoals beschreven in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. Er zijn daarentegen wel koolstofwaarden in de ETS-sector, deze geven de prijs van koolstof op de markt.

De figuur voor het Ref_20/20-scenario illustreert de verschillende toepassingsmodaliteiten naargelang de tijdschors van de BKG-reductiedoelstellingen die hierboven beschreven werden: verschillende koolstofwaarden in de ETS- en de niet-ETS-sector tot 2020 overeenkomstig de uitvoering van het Klimaat- en Energiepakket, gevolgd door identieke koolstofwaarden door de toepassing van het criterium van economische efficiëntie.



In het Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario zijn de koolstofwaarden in de ETS- en de niet-ETS-sector dezelfde. Ze evolueren echter op verschillende manieren en weerspiegelen daarmee het verloop van de twee BKG-emissietrajecten voor de EU: het traject van het Ref_30/20_flex-scenario leidt tot koolstofwaarden die geleidelijk stijgen tot 2030. Een grotere reductie-inspanning op middellange termijn (2020) in het Ref_30/20_int-scenario, daarentegen, zorgt voor zeer hoge koolstofwaarden in het begin van de projectieperiode die nadien een gematigder groeiritmee aannemen.

2.2. Gebruikt model

Om nationale energie- en emissievoorzichten tegen 2030 op te stellen en om de invloed van emissiereductie- en technologiescenario's op het Belgisch energetisch systeem en op haar emissies te kunnen analyseren, wordt binnen deze studie het model PRIMES gebruikt. Het PRIMES-model is een model dat ontwikkeld werd in het kader van een onderzoeksproject gefinancierd door het Jule-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 economisch systeem worden daarbij niet geëvalueerd ("partieel"). 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 model PRIMES geeft niet enkel het gedrag van verschillende agenten (elektriciteitsproducenten, huishoudens,...) weer, maar ook de energieproductie- en verbruikstechnologieën evenals de technologieën ter vermindering van bepaalde vervuulende stoffen. Het evenwicht wordt berekend voor elke

periode rekening houdend met de voorgaande periode en de dynamische relaties die de evenwichten tussen de verschillende periodes verbinden. Het economisch systeem is exogeen aan het model en berust op de toekomstperspectieven van coherente sectorale evoluties die gedefinieerd zijn vanuit algemene evenwichts- of econometrische modellen.

PRIMES genereert aldus energie- en emissievooruitzichten op lange termijn (perspectief van 30 jaar) op supranationaal (Europees) en nationaal (Belgisch) niveau per periode 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 (15 en 27) als per lidstaat vooruitzichten worden gemaakt, evenals voor het doorrekenen van beleidsscenario's en -pakketten op (meer)landenniveau zoals de impactstudie van het Klimaat- en Energiepakket, de verstrenging van de Europees gedefinieerde broeikasgasemissiedoelstelling van 20% naar 30%, ... Het PRIMES-model wordt ontwikkeld en beheerd door het E3M-laboratorium van de NTUA (National Technical University of Athens) onder leiding van Prof. P. Capros. Voor enkele hypothesen maakt E3M gebruik van output van andere modellen, universiteiten of wetenschappelijke instellingen, zoals bvb. de internationale energieprijzen (op basis van PROMETHEUS).

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 (Höglund-Isaksson, Lena et al., 2010). De kostencurves worden bepaald per type BKG (CH₄, N₂O en F-gassen) en per land.

3. Baseline

De baseline beschrijft een toekomstbeeld van het Belgische energiesysteem waarin bestaand en goed-gekeurd beleid en huidige trends doorgetrokken worden over een horizon van 20 jaar. Het geeft dus een samenhangend beeld van de langetermijnevolutie van ons nationaal energiesysteem onder ongewijzigd beleid. De baseline heeft niet als bedoeling het meest realistische of het meest waarschijnlijke plaatje te schetsen, maar eerder om de impact te simuleren van huidige trends en beleid zoals geïmplementeerd in België tot april 2009 op het energetisch systeem en de gerelateerde broeikasgasemissies rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het aanbod en de vraag naar energie.

De baseline omvat dan actuele kennis over het beleid rond energie-efficiëntie, hernieuwbare energiebronnen en klimaatwijziging zonder er evenwel van uit te gaan dat specifieke gestipuleerde doelstellingen behaald worden. De potentiële kloof tussen de resultaten van de baseline en de beleidsdoelstellingen (indicatief of bindend) weerspiegelen dan ook de uitdagingen waarmee politici geconfronteerd zullen worden in de komende jaren naast de nood om (bijkomende) actie te ondernemen indien het doel bereikt moet worden.

Naast haar rol als referentieprojectie dient dit scenario ook als benchmark om alternatieve beleidsscenario's aan te toetsen, gezien het toelaat de impact van de alternatieve beleidsmaatregelen kwantitatief te bepalen.

Voor de baseline van deze studie werd beroep gedaan op de vooruitzichten die voor het directoraat-generaal Energie (DG ENER) van de Europese Commissie (EC, 2010a) werden opgesteld. De baseline die wij in deze studie zullen gebruiken, verschilt echter in een paar aspecten van de baseline beschreven in (EC, 2010a). De verschillen hebben te maken met een update van de statistieken en kortetermijnvoorzichten voor hernieuwbare energiebronnen¹, een aanpassing van de uitfaseringskalender van de nucleaire capaciteit volgend op een aanbeveling in de Prospectieve Studie Elektriciteit (FOD Economie/FPB, 2009) en een herziening van de penetratiegraad van warmtepompen en van de evolutie van verwarming op aardgas voor residentiële verwarming.

De baseline steunt op een reeks gestaafde hypothesen over de demografische en economische context (bevolkingsgroei, activiteit van de sectoren, etc.) en op de bestaande beleidsmaatregelen op het vlak van energie, vervoer en milieu tot april 2009. De belangrijkste hypothesen die gebruikt werden om de baseline op te stellen, worden hieronder beschreven.

¹ Hier wordt de situatie beschreven zoals gekend half 2010, de periode waarin de hypothesen voor de baseline werden geformuleerd.

3.1. Hypothesen en beleidskader

3.1.1. Macro-economische en demografische hypothesen

Belangrijke determinanten in het bepalen van de energievraag zijn 's lands economische activiteit en haar bevolking(ssamenstelling). Een aantal indicatoren die als basis dienen voor de energieprojecties zijn terug te vinden in Tabel 2.

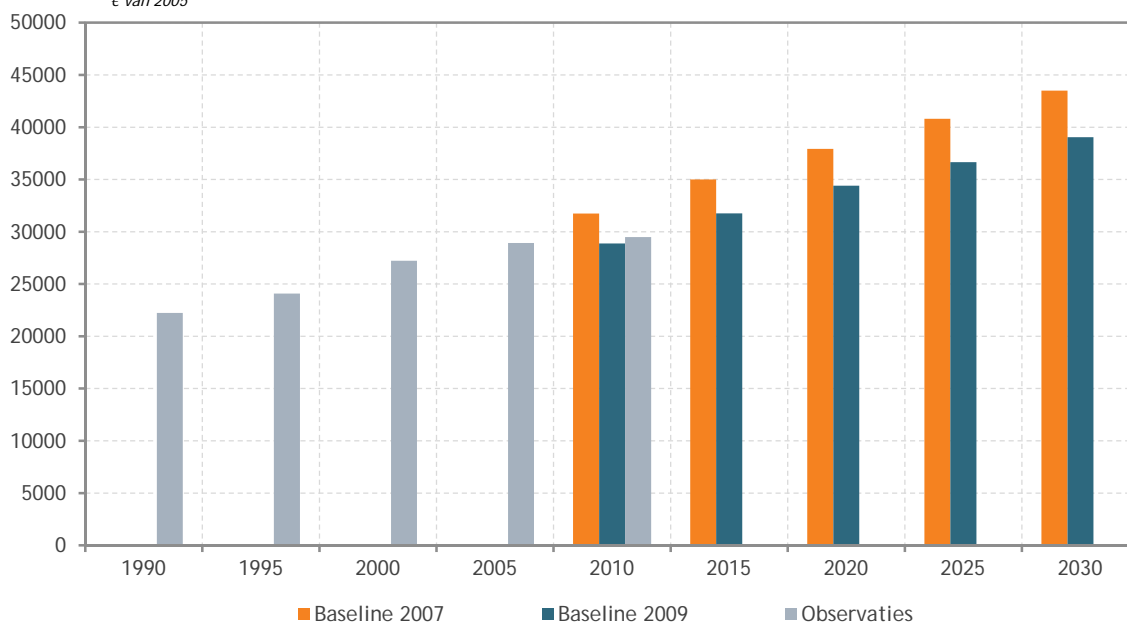
Wat het bruto binnenlands product en het gezinsinkomen betreft, leidde het uitbreken van de financieel-economische crisis in 2008 tot een vertraging en in 2009 tot een significante terugval. Deze terugval werd opgenomen in de macro-economische en macrosectorale vooruitzichten. Er dienden evenwel assumpties aangenomen te worden over wat er na de crisis staat te gebeuren: zal de economie recupereren en de opgelopen schade na een aantal jaren weer inhalen of zal er na de crisis een groei ingezet worden, evenwel zonder volledig van de dip te herstellen?

Voor de Commissie-oefening (EC, 2010a) werden kortetermijn-bbp-vooruitzichten (2009-2010) van DG ECFIN (EC, 2009b) gebruikt die de statistieken voor 2005-2008 van Eurostat aanvullen. De middellangetermijngroeivooruitzichten (2010-2020) voor bbp en sectorale toegevoegde waarden zijn gebaseerd op de middellange termijn economische vooruitzichten van het Federaal Planbureau gepubliceerd in mei 2009 (FPB, 2009). De langetermijngroeivooruitzichten tenslotte volgen het baselinescenario van het 2009 Ageing Report (EC, 2009a). Dit 2009 Ageing rapport werd gerealiseerd door DG ECFIN en het Economic Policy Committee met de steun van de experts van de verschillende lidstaten en werd vervolgens door de ECOFIN Raad goedgekeurd.

De combinatie van deze verschillende bronnen leidt tot de volgende evolutie: de economische crisis zal langdurige effecten hebben die tot in 2030 een permanent verlies van bbp veroorzaken. Er wordt met andere woorden verwacht dat het herstel van de crisis niet zo krachtig zal zijn dat de schade aangericht aan het bbp in het begin van de periode volledig gecompenseerd zal worden. Dit langetermijngroei-schema van het bbp vormt een belangrijke bijdrage voor het opstellen van de macro-economische en macrosectorale langetermijnvooruitzichten van de EU met het model GEM-E3. Deze vooruitzichten worden vervolgens gebruikt om de langetermijnenergievooruitzichten van de EC (EC, 2010a) te construeren.

Net zoals in de studie (EC, 2010a) veronderstelt onze baseline dat de recente economische crisis langdurige effecten heeft die tot een permanent verlies van bbp leiden. Zoals bovenstaande grafiek dan ook toont, is het bbp in 2020 en 2030 significant lager dan voorzien werd voor de crisis, in casu in de vorige oefening van de Europese Commissie (EC, 2008) en in (Bossier et al., 2008). De verschillen tussen de gebruikte hypothesen in deze studie en deze gehanteerd in de vorige langetermijnvooruitzichten worden eveneens weergegeven in Tabel 3.

Figuur 4 Evolutie van bbp/capita in België (1990-2030), vergelijking met de vorige vooruitzichten
 € van 2005



Bron: Eurostat & ADSEI, EC (2008), Bossier et al. (2008), EC (2010a).

Noot: In de drie hierboven vermelde studies zijn de cijfers voor het jaar 2010 een projectie.

Daarnaast werden ook herziene bevolkingsvooruitzichten beschikbaar. Deze werden voor de volledige EU27 opgesteld en zijn gebaseerd op de EUROPOP2008-convergentiescenario's van Eurostat, die eveneens de basis vormen voor het 2009 Ageing Report. In vergelijking met de vorige energievoorzichten (Devogelaer et al., 2007 en Bossier et al., 2008) zijn de bevolkingscijfers hoger wegens verschillende migratie-aannames.

Tabel 2 Macro-economische en demografische assumpties voor België, 2005-2030

	2005	2020	2030	05//20	05//30
Bevolking (in miljoen)	10,446	11,322	11,745	0,5%	0,5%
Aantal gezinnen (in miljoen)	4,445	5,123	5,514	1,0%	0,9%
Gezinsgrootte (inwoners per gezin)	2,35	2,21	2,13	-0,4%	-0,4%
Bbp (in miljard € van 2005)	302	389	459	1,7%	1,7%
Bruto toegevoegde waarde (in miljoen € van 2005)	268862	346245	407603	1,7%	1,7%
Industrie	44200	57646	66008	1,8%	1,6%
IJzer en staal	2929	2754	2884	-0,4%	-0,1%
Non-ferrometalen	1454	1532	1622	0,3%	0,4%
Chemie	9076	11060	12940	1,3%	1,4%
Niet-metaalhoudende minerale producten	2328	2984	3333	1,7%	1,4%
Papier	3418	5147	6042	2,8%	2,3%
Voeding, drank en tabak	6178	8602	9698	2,2%	1,8%
Metaalverwerking	12472	17481	20572	2,3%	2,0%
Textiel	1932	1744	1638	-0,7%	-0,7%
Overige	4412	6341	7278	2,4%	2,0%
Bouw	12988	16602	18259	1,6%	1,4%
Tertiair	204227	264175	314851	1,7%	1,7%
Marktdiensten	103264	132563	162821	1,7%	1,8%
Niet-marktdiensten	63659	82308	90271	1,7%	1,4%
Handel	35062	46770	59191	1,9%	2,1%
Landbouw	2242	2535	2568	0,8%	0,5%
Energiesector	7447	7822	8486	0,3%	0,5%

Bron: EC (2010a).

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet.

In Tabel 2 worden zowel absolute waarden als jaarlijkse groeivoeten van enkele sleutelvariabelen van de Belgische economie weergegeven. De tabel start met de vooruitzichten voor het totale Belgische bevolkingsaantal en de evolutie van de gemiddelde gezinsgrootte voor de periode 2005-2030. Demografie is een belangrijke factor aangezien het de evolutie van de economie op lange termijn beïnvloedt en bijgevolg een essentiële determinant is 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 omdat ze het aantal huishoudtoestellen en de totale woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepalen. Eveneens hebben ze een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de omvang 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.

Het aantal inwoners in België zou tussen 2005 en 2030 toenemen met ongeveer 1 300 000 personen. In 2030 zou dit leiden tot een totaal bevolkingsaantal van 11 745 000 mensen woonachtig in België. Vertaald naar jaarlijkse aangroei betekent dit een toename van de bevolking met gemiddeld 0,5% per jaar. De gemiddelde gezinsgrootte heeft eveneens een vinger in de pap in het bepalen van het toekomstig energieverbruik. Het aantal personen per gezin zou verder afnemen in de volgende decennia. Gecombineerd met een toenemend aantal personen leidt de kleinere gezinsomvang tot een grotere groei van het aantal huishoudens.

In de tabel volgen daarna het bbp en de toegevoegde waarden, voorgesteld per (sub)sector. De groei van de Belgische economie zou 1,7% per jaar bedragen over de periode 2005-2030. De lagere gemiddelde jaarlijkse groeivoet in vergelijking met de vorige energievoorzichten² (Devogelaer et al., 2007 en Bossier et al., 2008) is te wijten aan de financieel-economische crisis.

Box 1 Vergelijking van de demografische vooruitzichten gebruikt in deze publicatie met de demografische vooruitzichten uit het Jaarlijks Verslag van de Studiecommissie voor de Vergrijzing (Hoge Raad van Financiën, 2011)

In juni 2011 werd het tiende Jaarlijkse Verslag van de Studiecommissie voor de Vergrijzing gepubliceerd. In dit verslag wordt voor de demografische hypothesen afgeweken van de veronderstellingen gehanteerd in de "Bevolkingsvooruitzichten 2007-2060" (FPB/ADSEI, 2008) omwille van een nieuw startpunt en een herziening van de assumpties rond vruchtbaarheid, levensverwachting en migraties.

In vergelijking met de bevolkingsvooruitzichten uit Tabel 2 leiden een hogere vruchtbaarheid en hoger migratiesaldo tot een grotere en jongere bevolking. De bevolking in 2020 (2030) zal volgens de hypothesen van de Studiecommissie 11,7 (12,3) miljoen mensen tellen tegenover 11,3 (11,7) miljoen in Tabel 2. Het verschil is niet te verwaarlozen: ongeveer 400 000 (600 000) mensen erbij in 2020 (2030) en een gemiddeld jaarlijks groeipercentage van de bevolking tussen 2005 en 2020 (2030) van 0,8% (0,7%) tegenover 0,5% in deze studie. Deze cijfers worden bevestigd door de nieuwe bevolkingsvooruitzichten uit het EUROPOP2010-convergentiescenario van Eurostat waarin sprake is van 11,6 miljoen mensen in 2020 en 12,2 miljoen in 2030.

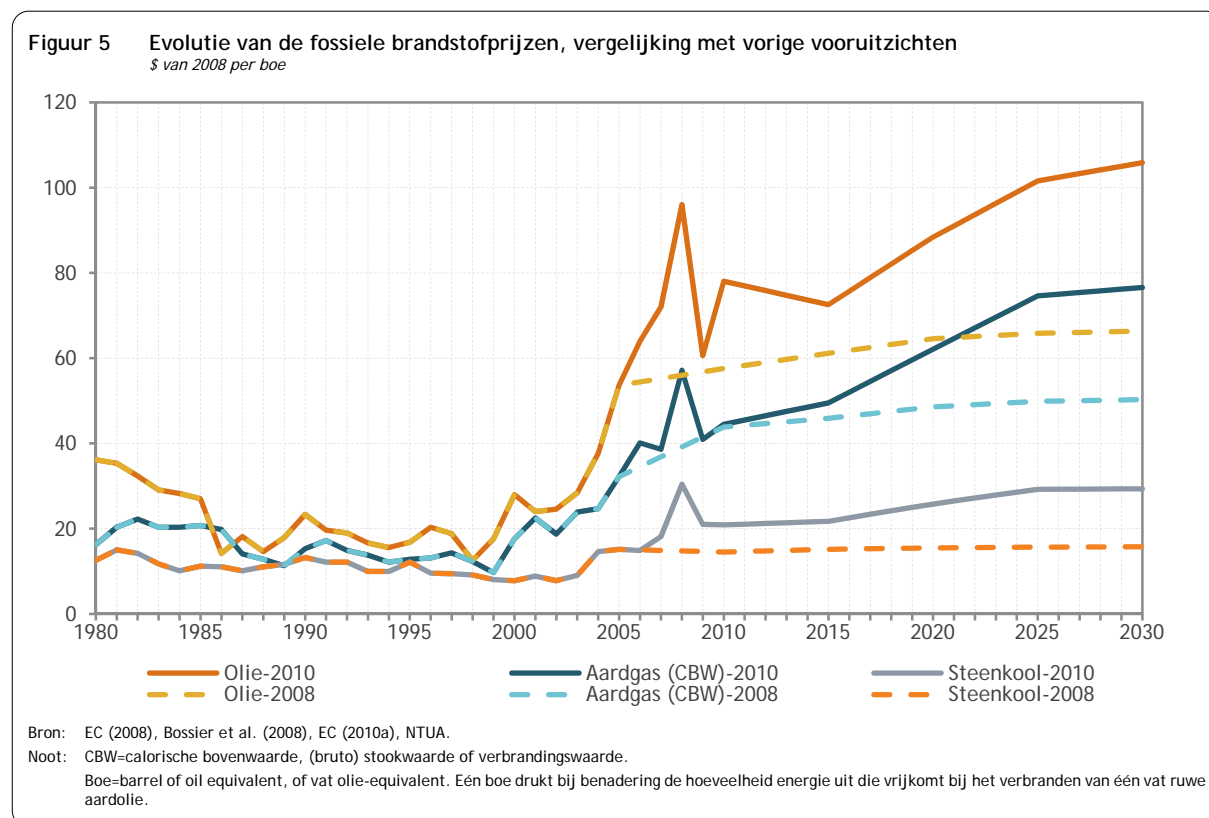
Het verschil is wellicht niet zo opvallend op het niveau van het aantal huishoudens omdat het aantal geboorten hoger is dan in de FPB/ADSEI-studie van 2008. We kunnen daarom veronderstellen dat de gemiddelde gezinsgrootte minder snel zal afnemen dan in de bevolkingsvooruitzichten van Tabel 2. Deze indicator is evenwel niet beschikbaar in het Jaarlijks Verslag van de Studiecommissie.

Zonder dit kwantitatief te kunnen evalueren, zouden de nieuwe bevolkingsvooruitzichten voor België, mutatis mutandis, moeten leiden tot een hoger energieverbruik dan dat van de baseline in voorliggende studie.

² Toen bedroeg de gemiddelde jaarlijkse groeivoet 1,9% over de periode 2005-2030.

3.1.2. Internationale energieprijzen

Ook de internationale energieprijzen hebben een significante invloed op het energieverbruik en zijn desgevallend een belangrijke input. Deze prijzen zijn gebaseerd op het stochastische wereldenergiemarktmodel PROMETHEUS en zijn aanzienlijk hoger dan in de 2007 baseline (Devogelaer et al., 2007) en die van 2008 (Bossier et al., 2008). Uitgedrukt in prijzen van 2008 worden de olieprijsen verwacht 88\$ te bedragen in 2020 en 106\$ in 2030³, terwijl de meest recente langetermijnbaseline (Bossier et al., 2008) nog werkte met prijzen van 65\$/vat in 2020 en 66\$ in 2030. De prijzen van aardgas volgen de olieprijsen, terwijl de prijzen van steenkool, hoewel deze in relatieve termen opwaarts herzien werden, nog steeds een stuk lager liggen. Deze hogere prijsassumpties hebben een niet onbelangrijke impact op de energievoorzichten, alsook op de hoogte van de koolstofprijs in de ETS-sector.



Tabel 3 Vergelijking van enkele assumpties met deze gebruikt in de vorige vooruitzichten

		Baseline (2008)		Baseline (2010)	
		2020	2030	2020	2030
Bbp groeivoet	2005//2020 of 2030	2,1	1,9	1,7	1,7
Bbp	Miljard euro'05	409,2	477,7	389,5	458,5
Bevolking	Miljoen	10,8	11,0	11,3	11,7
Olieprijs	\$'08/boe	64,6	66,4	88,4	105,9
Aardgasprijs	\$'08/boe	48,6	50,3	62,1	76,6
Steenkoolprijs	\$'08/boe	15,5	15,7	25,8	29,3

Bron: EC (2008), Bossier et al. (2008), EC (2010a).

Noot: boe=barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

³ Ter vergelijking: de WEO 2010 (IEA, 2010) werkt in haar New Policies scenario met een olieprijs van ongeveer 99\$/vat in 2020 en 109\$/vat in 2030 (uitgedrukt in \$ van 2008).

3.1.3. Beleid & maatregelen

Verder veronderstelt de baseline beleid en maatregelen die geïmplementeerd zijn tot de lente van 2009. Alle beleid en maatregelen die geïmplementeerd werden tot die datum en ook deze waarvan de wetgevende voorwaarden zo gedefinieerd werden dat er weinig onzekerheid⁴ bestaat over hoe ze in de toekomst dienen toegepast te worden, werden in de baseline opgenomen. De 2009 baseline omvat dan ook de effecten van de maatregelen van het huidige Actieplan voor energie-efficiëntie die reeds geïmplementeerd werden, i.c. de vijf ecodesignmaatregelen aangenomen tot april 2009. De herschikking van de richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen maakt geen deel uit van de assumpties, terwijl geïmplementeerde nationale maatregelen over bvb. bouwcodes wel opgenomen zijn. De afsluitdatum van april 2009 laat toe om de belangrijke ecodesignverordeningen die in werking getreden zijn begin 2009 en die een langdurig effect zullen hebben, te capteren. Deze verordeningen betreffen, bijvoorbeeld, de geleidelijke uitdoving van de inefficiënte gloeilampen vanaf september 2009.

De baseline houdt rekening met de verordeningen rond CO₂ van personenauto's die sterke dalingen opleggen in het gemiddelde brandstofverbruik van nieuwe wagens. Reden voor deze opname is dat een verordening onmiddellijk toepasbaar is in alle lidstaten en niet omgezet dient te worden in nationale wetgeving. Omzetting is nodig voor richtlijnen. Daarom ook dat de nieuwe richtlijn inzake hernieuwbare energiebronnen (HEB) met wettelijk bindende nationale doelstellingen over het HEB-aandeel in bruto finaal energieverbruik geen deel uitmaakt van de baseline. In de baseline werden daarom de bestaande beleidsmaatregelen rond hernieuwbare energie tot de lente 2009 opgenomen. Voor de andere richtlijnen, zoals de richtlijn over energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten, de richtlijn inzake brandstofkwaliteit, de richtlijn inzake grote stookinstallaties, etc., werd een gelijkaardige aanpak gevolgd.

Wat de ETS-prijzen betreft, dit zijn geen arbitraire waarden of veronderstellingen. Ze zijn het resultaat van berekeningen op basis van de richtlijn inzake ETS (EU ETS richtlijn 2009/29/EC) die ondernomen werden in samenwerking met DG Milieu⁵. De hieruit resulterende koolstofwaarden worden in Tabel 4 weergegeven.

Tabel 4 Evolutie van de koolstofwaarden in de ETS-sector, baseline
€'08/tCO₂

	2005	2020	2030
Koolstofwaarde ETS-sector	0,0	25,0	39,0

Bron: EC (2010a), NTUA.

Noot: ETS=Emission Trading System.

Wat de niet-ETS-sector betreft, gaat de baseline niet uit van het bereiken van de overeengekomen doelstelling voor 2020, in casu een reductie van de broeikasgasemissies in de niet-ETS-sector in België

⁴ Uitzondering gevormd door het eerder onzekere karakter van de wettelijke context aangaande nucleaire energie in België, met enerzijds de (nog steeds) in voege zijnde wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003, anderzijds de aankondiging en het protocolakkoord van de regering in oktober 2009 omtrent een mogelijke verlenging met tien jaar van de werkingsduur van de drie oudste kerncentrales. Om deze onzekerheid op te vangen, wordt er gewerkt met een baseline waarin verondersteld wordt dat de kerncentrales de sluitingskalender volgen zoals gestipuleerd in de wet van 2003, terwijl daarnaast alternatieve scenario's worden gedefinieerd waarbij een werkingsduurverlenging van alle Belgische kerncentrales wordt verondersteld (zie deel 4.4 en 5.4).

⁵ Voor een meer gedetailleerde bespreking van de bepaling van de koolstofwaarden in het model, zie (EC, 2010a), p. 18.

ten belope van 15% ten opzichte van het niveau behaald in 2005, omdat, net zoals de doelstellingen in de hernieuwbare-energie-richtlijn, het behalen afhangt van toekomstige beleidsmaatregelen in de afzonderlijke lidstaten. In modelleringstermen betekent dit dat de evolutie van de BKG-emissies in de niet-ETS-sector en de ontwikkeling van HEB volgen uit bestaand beleid en genomen maatregelen en dus niet uit het effect van koolstofwaarden in de niet-ETS-sector en hernieuwbare waarden die beleid en maatregelen simuleren dat vereist is om de doelstellingen te behalen.

Voor een volledig overzicht van de wettelijke beleidsmaatregelen die opgenomen werden in de baseline, wordt de lezer doorverwezen naar de publicatie (EC, 2010a), p. 17-19.

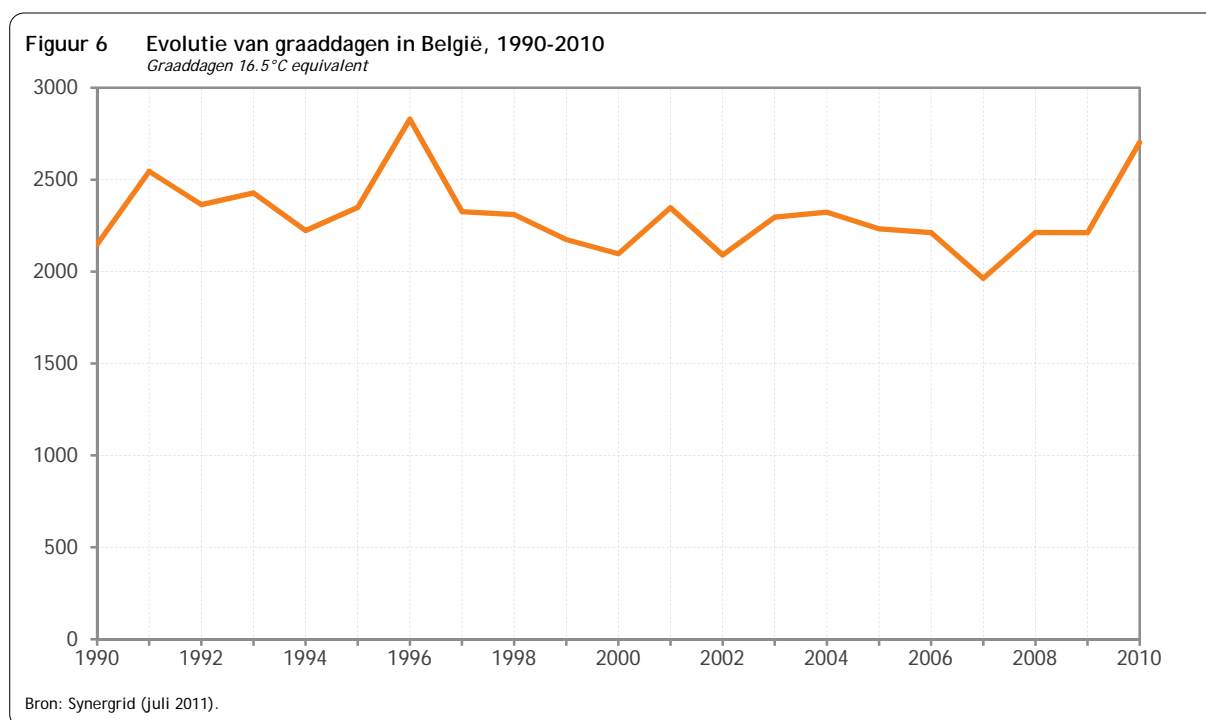
Wat kernenergie betreft, werd gekozen te werken binnen het kader van de actuele wettelijke context, zijnde de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie zoals gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003. Hoewel in oktober 2009, in navolging van de publicatie van het GEMIX-rapport over de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030, de federale regering aankondigde om de wet van 2003 aangaande de geleidelijke uitstap uit kernenergie te herbekijken en om het pensioen van de drie oudste nucleaire centrales Doel 1 en 2 en Tihange 1 uit te stellen tot 2025, werd door de val van de regering een aanpassing van de wet nooit legaal bekrachtigd door het federaal parlement. Bovendien heeft het pijnlijke incident in het Japanse Fukushima in maart 2011 ervoor gezorgd dat toekomstige discussies rond kernenergie in België een extra dimensie krijgen.

Bovendien werd in de elektriciteitssector geen enkele beperking opgelegd op de mogelijkheid om te investeren in nieuwe steenkoolcentrales. Deze hypothese kan in strijd lijken met actuele investeringskeuzes ten voordele van aardgas en hernieuwbare energiebronnen, terwijl investeringen in steenkoolcentrales vaak niet rijmen met beleid op lokaal niveau. Dit beleid op gedesaggregeerd niveau houdt rekening met specifieke lokale criteria (nabijheid van stedelijke zones, lokale vervuiling, etc.), de methodologie gehanteerd in deze studie is echter niet in staat deze mee te nemen.

Koolstofopvang en -opslag (Eng: carbon capture and storage of CCS) werd in de baseline opgenomen omwille van de specifieke steun die aan deze technologie wordt verleend via o.a. EU-middelen, zoals bvb. het geld dat opzijgezet wordt voor CCS in het Europese Economische Herstelplan, naast delen van het inkomen gegenereerd door ETS-vergunningen. De ETS-prijs en de verwachtingen rond toekomstige emissieplafonds hebben een invloed op CCS-investeringen. Daarnaast dragen CCS-demonstratieprojecten bij tot een sneller leerproces inzake CCS, wat verdere investeringen vergemakkelijkt naar 2030 toe. CCS-ontwikkeling is dus endogeen in het model (behalve de pilootprojecten in de EU voor 2020), afhankelijk van de koolstofprijs (ETS), de relatieve brandstofprijzen en de CCS-technologiedynamiek. De kostprijs voor de opslag en het transport volgt een niet-lineaire aanbodcurve.

3.1.4. Andere veronderstellingen

- Energietaksen blijven onveranderd in reële termen.
- Voor actualiseringspercentages/kapitaalkosten werd de financieel-economische crisis in rekening gebracht: de impliciete risicopremie wordt dus hoger verondersteld voor de middellange termijn, waarmee de grotere voorzichtigheid van banken om kredieten te verlenen, weerspiegeld wordt. In het bijzonder voor innovatieve technologieën is dit van belang. Bovendien variëren de actualiseringspercentages naargelang de sectoren, ze bevinden zich tussen 8% (in reële termen) voor de grote elektriciteitsproducenten en 17,5% voor de huishoudens⁶.
- Graaddagen die de effecten capteren van mogelijke variaties in weersomstandigheden die op hun beurt een aanzienlijke invloed kunnen hebben op het energieverbruik, werden verondersteld constant en gelijk te zijn aan het niveau opgetekend in het jaar 2000. Gezien de graaddagen in 2000 vergelijkbaar zijn met deze genoteerd in 2005, verzekert deze keuze de coherentie van de vooruitzichten met de data van Eurostat voor 2005. Bovendien impliceert dit dat de baseline geen impact van een toekomstige klimaatwijziging veronderstelt, des te meer gezien de snelheid en geografische verdeling van opwarmings- of neerslagpatronen voorlopig nog onzeker is (en niet onmiddellijk onderwerp van een energie-analyse).



⁶ Meer informatie wordt gegeven in (EC, 2010a), p. 21.

3.2. Energievooruitzichten

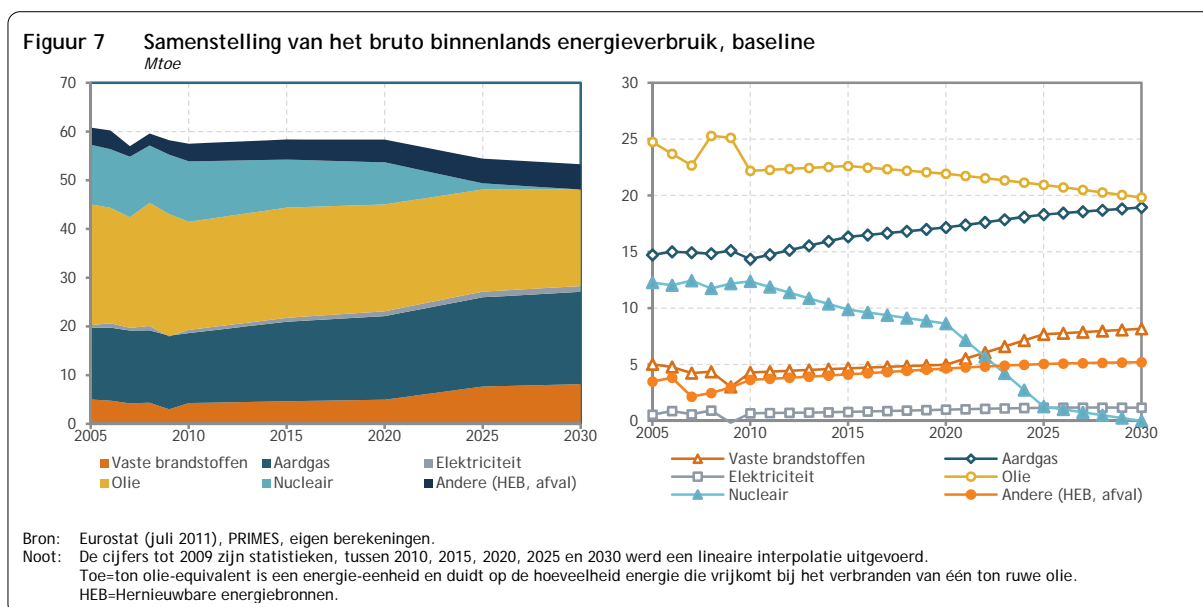
Na dit bondig overzicht van de belangrijkste hypothesen worden in dit deel de resultaten besproken. Er wordt gestart met de analyse van de resultaten van de baseline, waarbij een onderscheid wordt gemaakt naar vier indicatoren die het nationaal energetisch systeem tekenen, m.n. het bruto binnenlands verbruik, de eindvraag naar energie, de productie van elektriciteit en de hernieuwbare energiebronnen. De impact op broeikasgasemissies wordt in deel 3.3 beschreven. Gedetailleerde resultaten van de baseline worden in Bijlage A weergegeven.

3.2.1. Energiebevoorrading

Het bruto binnenlands verbruik (bbv), een indicator die voor het land het totaal energieverbruik weergeeft en dat bestaat uit primaire productie (energiebronnen die zich binnen het territorium van de natie bevinden zoals wind en waterkracht) en netto-import (energiebronnen die het land dient in te voeren zoals olie), kent over de periode onder beschouwing (2005-2030) een dalend verloop. In 2005 noteert men nog een bbv van 61 Mtoe, waarna een dalende trend wordt ingezet tussen 2005 en 2020 waarbij jaarlijks gemiddeld 0,3% minder verbruikt wordt; na 2020 loopt die negatieve tendens verder op tot een gemiddelde jaarlijkse daling a rato van 0,9% om in 2030 te stranden op 53 Mtoe. Algemeen bedraagt de gemiddelde jaarlijkse groeivoet tussen 2005 en 2030 -0,5%.

De evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik dient evenwel met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd te worden, vooral dan naar het einde van de projectieperiode toe wanneer het aandeel van kernenergie geleidelijk afneemt. De dalende trend staat niet alleen voor algemene verbeteringen in energie-efficiëntie (zowel op het niveau van de eindvraag naar energie als van de energietransformatie), maar ook voor de impact van de statistische conventie die reeds vele jaren gebruikt wordt door Eurostat om de productie van nucleaire warmte te bepalen. Volgens deze conventie wordt een gemiddelde efficiëntie van 33% toegekend aan de kerncentrales om de primaire energiebehoeften die met nucleaire elektriciteit overeenstemmen te berekenen. Gegeven dat huidige en toekomstige centrales op basis van fossiele brandstoffen net zoals deze op basis van hernieuwbare energiebronnen omzettingsrendementen hebben die hoger zijn dan 33%, vertaalt de geleidelijke uitdoving van kerncentrales zich in relatief lagere bruto binnenlandse verbruiksbehoeften.

Eveneens dient er een verduidelijking toegevoegd te worden over de manier waarop kernenergie in rekening wordt gebracht in de energiebalansen: de primaire productie (als onderdeel van het bruto binnenlands verbruik) bevat o.a. de productie van nucleaire warmte. In België gebeurt de productie van nucleaire warmte echter op basis van uranium dat zelf wordt ingevoerd vanuit het buitenland. Deze invoer wordt niet in de energiebalansen voorgesteld, enkel de opgewekte warmte die ingezet kan worden voor de productie van elektriciteit wordt gerapporteerd op het niveau van de primaire energieproductie. Een dergelijke classificatie stemt overeen met de conventies zoals door Eurostat en IEA gehanteerd.



Naast de evolutie van deze indicator is het ook instructief haar samenstelling onder de loep te nemen. Olie voert de kop van de rangschikking aan over de ganse periode. In 2005 is het overwicht van olie overduidelijk met 41% tegenover 8% voor steenkool, 24% voor aardgas, 20% voor kernenergie, 6% voor HEB en 1% voor elektriciteit. In 2030 neemt olie nog altijd de eerste plaats in, maar worden de relatieve verhoudingen tussen de verschillende energiebronnen grondig door elkaar geschud. Vooral de opkomst van aardgas bedreigt de sterke positie van olie, waardoor in 2030 het aandeel van olie in het totaal bruto binnenlands energieverbruik nog 37% bedraagt, terwijl dat van aardgas naar 36% klimt.

Vanaf 2015 begint nucleaire energie aan een uitdovingsoefening (conform de wet van 2003). Kernenergie deint langzaam weg van 12 Mtoe in 2005 naar een nulverbruik in 2030. De laatste kerncentrale (Tihange 3) sluit immers de deuren op 1 september 2025.

Vaste brandstoffen vertrekken van een startpositie van 5 Mtoe in 2005 en groeien tegen het eind van de projectieperiode aan tot 8 Mtoe, hun aandeel in het bruto binnenlands verbruik klimt daardoor van 8% in 2005 naar 15% in 2030. Naast aardgas vullen zij de leemte op die de uitstap uit kernenergie laat.

Hernieuwbare energiebronnen kennen een spectaculair verloop dat zich voornamelijk uitstrekt over de periode 2005-2020 (gemiddeld jaarlijks groeirijtm van 2,0%, in de periode 2020-2030 is dit nog 1,1%). In 2030 bereiken ze een niveau van 5 Mtoe, of 10% van het bruto binnenlands energieverbruik.

Rest nog een kleine hoeveelheid elektriciteit die geïmporteerd wordt: deze gaat in stijgende lijn om in 2030 het dubbele te behalen van het startniveau in 2005 (1,2 Mtoe of 13,6 TWh in 2030)⁷.

Onderstaande tabel schetst een algemeen overzicht van de evolutie van het bruto binnenlands verbruik (bbv) in de baseline. Daarnaast wordt de evolutie van enkele andere indicatoren beschreven zoals het primair energieverbruik, de energie-intensiteit van het bbp (i.e. bbv gedeeld door bbp) en van de be-

⁷ De netto-invoer van elektriciteit is een exogene parameter die niet wijzigt naargelang het beschouwde scenario (zie sectie 2.2.3).

volking (i.e. bbv gedeeld door het aantal inwoners) en de invoerafhankelijkheid (i.e. het aandeel van de netto-invoer in het bbv).

Tabel 5 Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, baseline

	2005	2020	2030	05//20	05//30
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	60,8	58,4	53,3	-0,3	-0,5
Vaste brandstoffen (%)	8,3	8,5	15,3	0,2	2,5
Olie (%)	40,7	37,6	37,2	-0,5	-0,4
Aardgas (%)	24,2	29,4	35,5	1,3	1,5
Nucleaire energie (%)	20,2	14,8	0,0	-2,1	-100,0
Elektriciteit (%)	0,9	1,7	2,2	4,4	3,7
Andere (HEB, afval) (%)	5,7	8,0	9,8	2,2	2,1
Primair energieverbruik (Mtoe)	53,3	49,0	43,8	-0,6	-0,8
Energie-intensiteit van het bbp (toe per M€)	201,3	149,8	116,3	-1,9	-2,2
bbv/capita (toe per inwoner)	5,8	5,2	4,5	-0,8	-1,0
Invoerafhankelijkheid (%)	78,2	80,5	92,2		

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: Elektriciteit=netto-invoer van elektriciteit, HEB=Hernieuwbare energiebronnen, M=Mega=miljoen, bbv=bruto binnenlands verbruik van energie, // =jaarlijkse gemiddelde groeivoet.

Het primair energieverbruik wordt berekend door van het bruto binnenlands verbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Dit primair energieverbruik daalt gemiddeld met 0,6% per jaar tussen 2005 en 2020 en met 0,8% tussen 2005 en 2030. Het primair energieverbruik is de indicator die gebruikt wordt in het kader van de Europese doelstelling van 20% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020. Deze doelstelling is evenwel indicatief en wordt als dusdanig niet opgenomen in het wettelijk Klimaat- en Energiepakket van juni 2009 waarvan de impact in hoofdstuk 4 wordt bestudeerd. In het Nationaal Hervormingsprogramma voor België (NHP, 2011) dat op 15 april 2011 bij de Europese Commissie werd ingediend, werd door België een energie-efficiëntiedoelstelling van 18% vooropgesteld tegen 2020. Dit objectief stemt overeen met een daling van het primair energieverbruik van 9,8 Mtoe in 2020 ten opzichte van een niveau geraamd in de baseline PRIMES 2007 van 53,3 Mtoe (EC, 2008). De cijfers van de baseline van deze publicatie tonen dan aan dat bij ongewijzigd beleid enkel een klein deeltje van de Belgische doelstelling binnengerijfd kan worden: het primair energieverbruik in de baseline wordt met 4,3 Mtoe verminderd ten opzichte van de baseline PRIMES 2007 (EC, 2008), of minder dan de helft van wat België vooropstaat in het NHP.

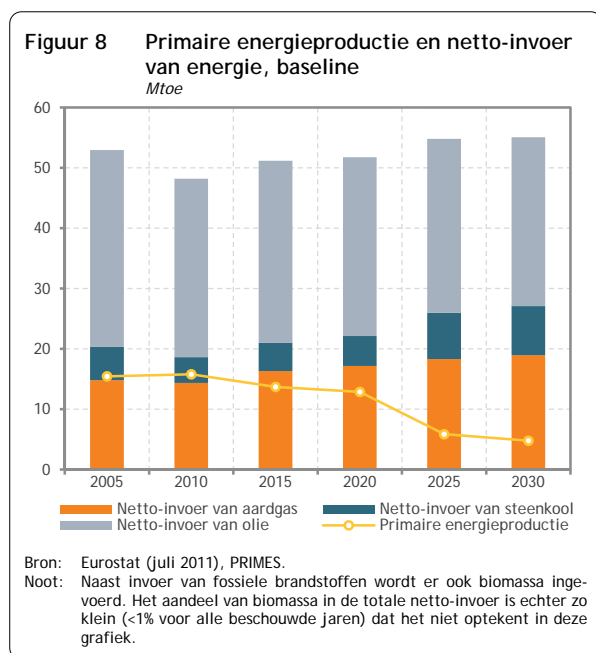
De energie-intensiteit van het bbp, gemeten als de verhouding tussen bbv en bbp, daalt aan een ritme van gemiddeld 1,9% (resp. 2,2%) per jaar voor de periode 2005-2020 (resp. 2005-2030). De afname van de energie-intensiteit is aanzienlijk, zeker wanneer men deze cijfers legt naast de daling opgetekend tussen 1990 en 2005 a rato van 0,5% gemiddeld per jaar.

Het bruto binnenlands verbruik per inwoner krimpt eveneens: met gemiddeld 0,8% per jaar tussen 2005 en 2020, met 1,0% tussen 2005 en 2030. Deze evolutie staat in schril contrast met de ontwikkeling van de afgelopen jaren: +1,2% per jaar tussen 1990 en 2005. In 2030 bedraagt het bbv per inwoner 4,5 toe, wat lager is dan het niveau van 1990 wanneer het nog 4,9 toe bedroeg.

Overheen de projectieperiode stijgt het aandeel van de netto-invoer binnen het bruto binnenlands verbruik, een tendens die weerspiegeld wordt in de indicator invoerafhankelijkheid. In 2005 rekende

België reeds voor bijna 80% op import vanwege de sluiting van de steenkoolmijnen in het midden van de jaren negentig en het niet voorkomen van aardolie- en aardgasontginning op Belgische bodem.

In 2020 neemt deze afhankelijkheid verder toe met de uitfasering van de eerste kerncentrales om in 2030, na het opdoeken van het volledige nucleaire park, een sterke afhankelijkheid op te tekenen, voornamelijk geïnitieerd door de vervanging van kernenergie door in te voeren fossiele brandstoffen. Tegen 2030 zijn we dan ook genoodzaakt 92% van onze energiebehoeften te dekken met ingevoerde energiebronnen, het saldo wordt vervolledigd door hernieuwbare energiebronnen⁸.



Figuur 8 toont dat de netto-invoer in 2030 gedomineerd wordt door de import van olie (49%), aardgas (33%) en een deeltje vaste brandstoffen (14%), terwijl de primaire productie enkel nog ingevuld wordt door hernieuwbare energiebronnen, voornamelijk biomassa en afval (73%) en in mindere mate wind (25%).

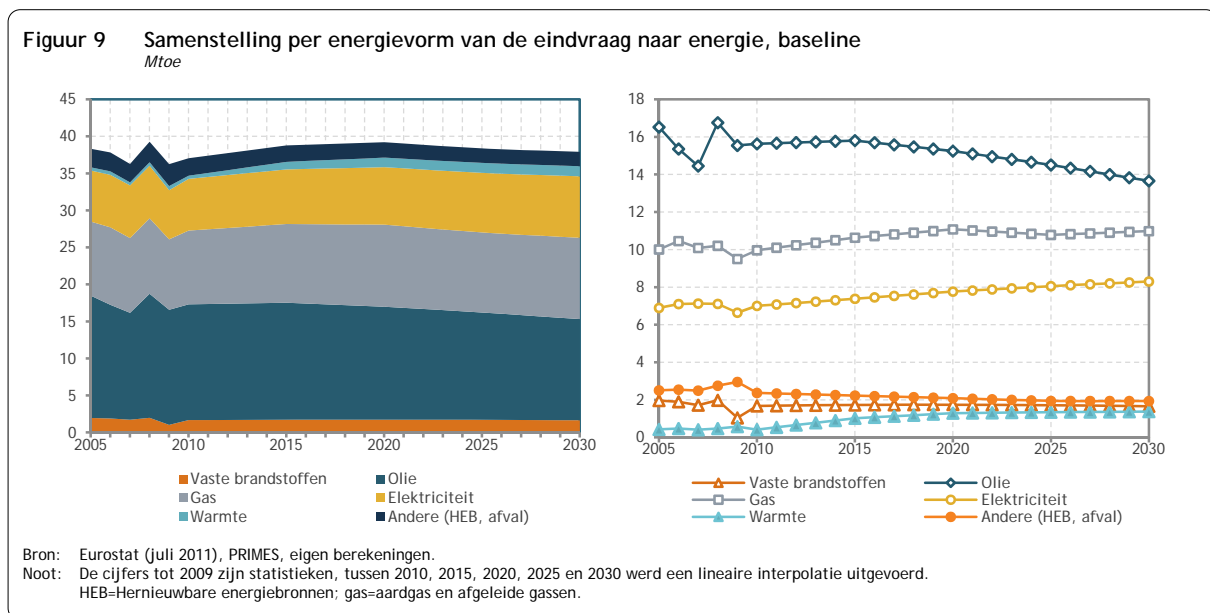
3.2.2. Eindvraag naar energie

De finale energievraag staat voor de eindvraag naar energievormen (zoals benzine) door verschillende verbruikers (zoals de transportsector). Deze eindvraag kent een omgekeerd U-vormig verloop overheen de projectieperiode: in 2005 wordt gestart van een niveau van 38,3 Mtoe om in 2020 aan te groeien tot 39,2 Mtoe, waarna een dalende beweging wordt ingezet om in 2030 een niveau van 37,9 Mtoe te behalen, wat 1% onder het niveau van 2005 ligt.

De finale energievraag kan voorgesteld worden als de som van de verschillende energievormen of als de som van het verbruik door de verschillende sectoren (of consumenten).

⁸ In vorige oefeningen uitgevoerd met het PRIMES-model (zoals de WP21-08 en PP102) had de invoer van biomassa enkel betrekking op biomassa gebruikt als input voor biobrandstofproductie. Alle andere types van invoer van biomassa werden toen niet gemodelleerd, wat ertoe leidde dat het weergegeven aanbod van biomassa enkel afkomstig was van nationale productie. In 2009 werd het PRIMES-model echter uitgebreid met een specifieke biomassamodule die in staat is biomassakosten en -prijzen te genereren op basis van vraag- en aanbodcurves. De module houdt rekening met de beperkte beschikbaarheid van biomassa en de concurrentie tussen de verschillende toepassingen. In deze publicatie worden dan ook alle ingevoerde biomassa-inputs in rekening gebracht (palmolie, hout, etc).

Per energievorm bekeken merken we dat olie de meest verbruikte brandstof is. De vraag naar olie daalt met 17% overheen de projectieperiode: van 16,5 Mtoe in 2005 naar 14 Mtoe in 2030. Dit heeft een krimp in haar relatief aandeel in de finale energievraag tot gevolg: van 43% in 2005 naar 36% in 2030.



Enkel aardgas en elektriciteit gaan erop vooruit: in 2030 bereikt aardgas een waarde van 11 Mtoe, elektriciteit 8 Mtoe. Beiden verhogen hun relatief aandeel over de projectieperiode: aardgas klimt van 26 naar 29%, elektriciteit groeit door van 18 naar 22%.

De vaste brandstoffen zijn wat minder populair geworden en dalen met 15% van 2,0 Mtoe in 2005 naar 1,7 Mtoe in 2030 waardoor ze nog slechts 4% van de finale vraag vertegenwoordigen. De daling is hoofdzakelijk op conto te schrijven van de ijzer- en staalindustrie (de productie in de hoogovens daalt⁹), in mindere mate van de huishoudens (minder gebruik van steenkool voor verwarming).

Het verbruik van warmte¹⁰ stijgt snel: in 2005 werd een warmtevraag opgetekend van 0,4 Mtoe, in 2030 staat deze vraag voor 1,4 Mtoe.

De hernieuwbare energiebronnen en afval blijven in 2030 steken op 1,9 Mtoe na een zeer geleidelijke daling, in hoofdzaak te wijten aan de lagere inzet van biomassa en afval in de industriële warmteprocessen, voornamelijk dan in de chemische sector en de papier- en pulpindustrie. Biobrandstoffen daarentegen leggen een stijgend pad af om in 2030 een aandeel in te nemen in het totale benzine- en diesilverbruik in de transportsector van 9,3%.

Onderstaande tabel beschrijft de evolutie in detail van het finaal energieverbruik per energievorm, de wijzigingen in het aandeel van elke energievorm in de totale finale energievraag en de verschillen in verbruik tussen 2005 en 2030 (in ktoe en in %).

⁹ Enerzijds door een daling van de activiteit van de sector ten belope van 2%, anderzijds door een gedeeltelijke overschakeling op elektrisch aangedreven ovens. Tussen 2005 en 2030 daalt de staalproductie door de traditionele hoogovens met 10%, terwijl terzelfdertijd de productie via de elektrische hoogovens toeneemt met 11%.

¹⁰ Dit staat voor gedistribueerde warmte, afkomstig van warmtekrachtkoppelinginstallaties.

Tabel 6 Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, baseline

	2005		2020		2030		Wijziging 2005-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Vaste brandstoffen	1962	5%	1755	4%	1659	4%	-303	-15%
Olie	16523	43%	15246	39%	13659	36%	-2864	-17%
Gas	10009	26%	11078	28%	10983	29%	974	10%
Elektriciteit	6896	18%	7765	20%	8303	22%	1407	20%
Warmte	428	1%	1292	3%	1374	4%	946	221%
Andere (HEB, afval)	2505	7%	2089	5%	1936	5%	-568	-23%
Totaal	38323		39225		37916		-407	-1%

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen, gas=aardgas en afgeleide gassen.

Naast een onderverdeling van het eindverbruik in energievormen is er ook een opdeling naar verbruikssectoren mogelijk.

Per sector bekeken stellen we vast dat de grootste verbruiker in 2005 ook de grootste verbruiker is in 2030: de industrie neemt de grootste hap uit de finale energievraag. Op te merken valt dat de eindvraag door de industrie in 2030 nagenoeg een status quo vertoont met het startniveau opgetekend in 2005. Dit status quo verhuult in feite twee tegengestelde bewegingen ingezet door de twee subcategoriën in de industrie: de energie-intensieve industrietakken en de overige industrie. De energie-intensieve industrietakken hebben in het bijzonder te lijden onder de crisis, maar ook na 2020 kent deze categorie een terugval, terwijl het eindverbruik van de overige industrie tussen 2005 en 2030 jaarlijks aangroeit aan een ritme van gemiddeld 1,4%.

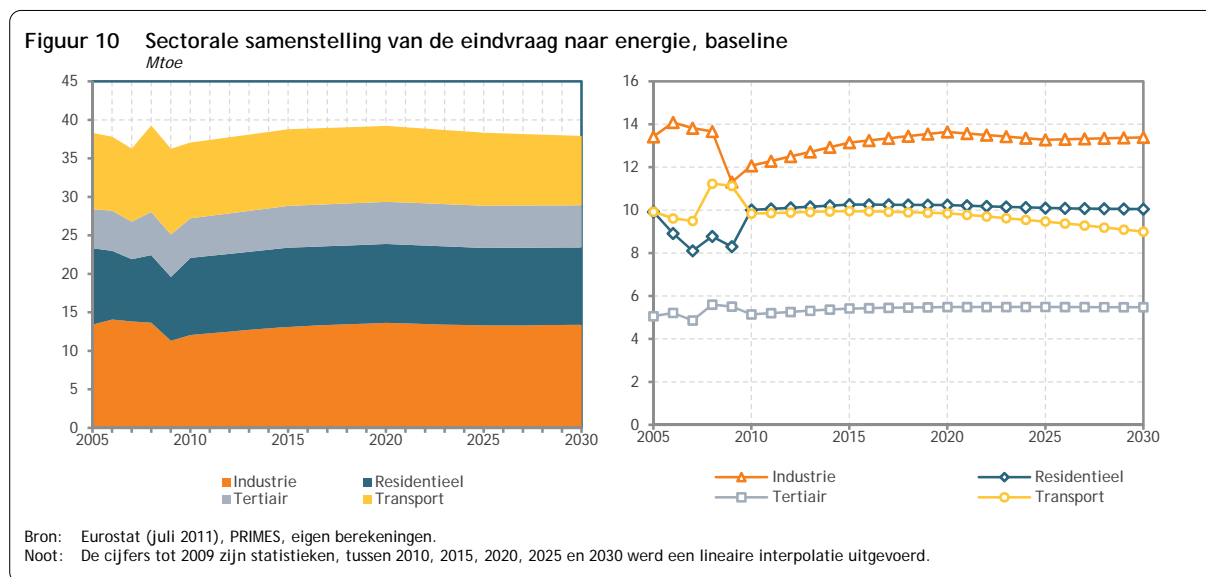
Na een wat woelig debuut kent de residentiële sector een quasi stabiel verloop overheen de projectieperiode. Startend in 2005 op een niveau van 9,9 Mtoe oscilleert haar verbruik gedurende de hele projectieperiode rond de 10,0 Mtoe. Dit betekent dat het energieverbruik niet parallel toeneemt met de verwachte bevolkingsgroei en dito toename in het aantal gezinnen voor die periode: de energie-efficiëntie maatregelen opgenomen in de baseline lijken het met andere woorden te halen van het demografisch effect.

De transportsector slaagt erin over de hele lijn een dalende trend neer te zetten in haar eindverbruik van energie. Dit is toe te schrijven aan enerzijds de verordening 2009/443/EG rond CO₂ voor personenauto's, anderzijds de efficiëntieverbeteringen in verbrandingsmotoren (o.a. door hybridisatie van het wagenpark). Het transporteindverbruik eindigt dan ook op een niveau van ongeveer 9 Mtoe, wat 9% lager ligt dan het initiële 2005-niveau.

De tertiaire sector¹¹ verbruikt het minst energie, maar noteert de sterkste groeicijfers. Tijdens de beschouwde periode groeit ze met 8% en komt daardoor uit op een finale eindvraag van 5,5 Mtoe in 2030.

Onderstaande tabel beschrijft de evolutie in detail van het energie-eindverbruik per sector, de wijzigingen in het aandeel van elke sector in de totale finale energievraag en de verschillen in verbruik tussen 2005 en 2030 (in ktoe en in %).

¹¹ In het model PRIMES (evenals in de energiebalansen van Eurostat) omvat de tertiaire sector diensten en landbouw.



Tabel 7 Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, baseline

	2005		2020		2030		Wijziging 2005-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Industrie	13418	35%	13646	35%	13392	35%	-25	0%
Gezinnen	9920	26%	10237	26%	10048	27%	128	1%
Tertiair	5058	13%	5486	14%	5477	14%	419	8%
Transport	9927	26%	9856	25%	8998	24%	-929	-9%
Totaal	38323		39225		37916		-407	-1%

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Naast een beschrijving van de samenstelling van de finale vraag per sector is het eveneens instructief wat dieper in te gaan op het energieverbruik, de energie-intensiteit en de energiekosten van de verschillende sectoren.

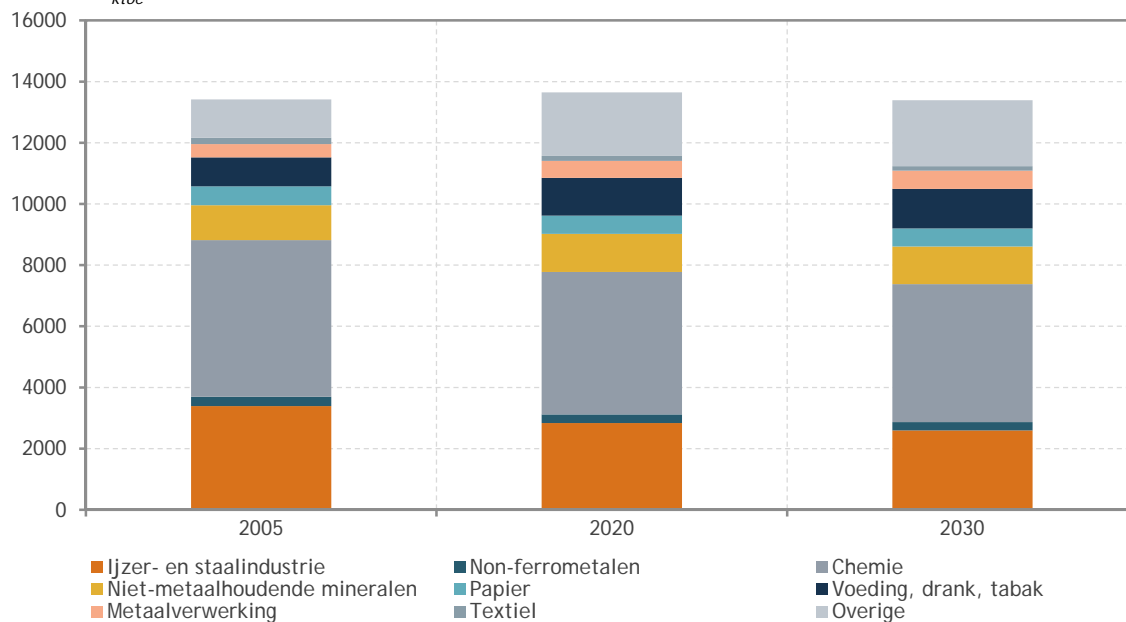
a. Industrie

Voor de industrie merken we dat de totale finale energievraag ongeveer gelijk blijft tussen 2005 en 2030 (zie Tabel 7). Dit verhuult echter een aantal tegengestelde subsectorbewegingen. Zo daalt het finaal verbruik van de ijzer-en staalindustrie, de non-ferrometalen, chemie, papier en textiel, terwijl de andere subsectoren hun energieverbruik (soms sterk) zien toenemen. Niet toevallig behoren de sectoren die een daling in hun verbruik noteren tot de ETS¹² waar koolstofwaarden van 25 en 39 €/tCO₂ gelden in respectievelijk 2020 en 2030¹³. Enige uitzondering is de textielsector: deze sector ondervindt een daling in haar energieverbruik, maar behoort niet tot de ETS. De verklaring voor de daling in energieverbruik van deze sector dient dan ook gezocht te worden in de daling in activiteit en toegevoegde waarde (-15% tussen 2005 en 2030), wat een afname in fysieke output (ter waarde van -16%) met zich meebrengt en dus een lagere behoefte aan energie.

¹² EU Emission Trading System, of Europees emissiehandelssysteem.

¹³ In de niet-ETS worden in de baseline geen koolstofwaarden verondersteld (zie ook deel 3.1.3).

Figuur 11 Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, baseline
ktoe



Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Wanneer we dan naar de energie-intensiteit¹⁴ per subsector kijken, merken we dat deze systematisch daalt voor elke subsector. Dat betekent dat zelfs voor de sectoren waar het energieverbruik tijdens de periode toeneemt (zoals bvb. voeding en metaalverwerking), de energie op een efficiëntere manier wordt aangewend dan in het verleden het geval was.

Tabel 8 Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar subsectoren, baseline
Index 2005=100

	2020	2030
Industrie	78,0	66,8
IJzer- en staalindustrie	89,0	77,8
Non-ferrometalen	89,1	80,7
Chemie	74,6	61,7
Niet-metaalhoudende mineralen	85,3	75,2
Papier	79,1	71,0
Voeding, drank, tabak	94,1	87,3
Metaalverwerking	90,9	82,7
Textiel	88,6	83,7
Overige	108,4	96,6

Bron: PRIMES, eigen berekeningen.

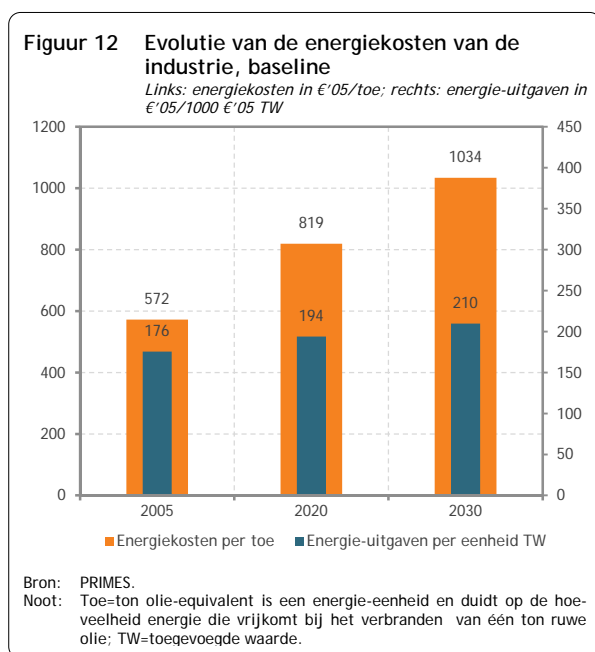
De globale energie-intensiteit van de industrie verbetert in 2030 met 33% ten opzichte van 2005. Wat de verschillende industrietakken betreft, wordt de grootste intensiteitsverbetering geboekt in de chemische industrie (38%). In de baseline wordt de evolutie van de chemische industrie gekenmerkt door een verandering van de productiestructuur: producten met een hoge toegevoegde waarde zoals de farmaceutica en de cosmetica groeien ten koste van energie-intensieve producten zoals meststoffen en de

¹⁴ Met energie-intensiteit wordt de verhouding bedoeld tussen het finale energieverbruik en de toegevoegde waarde.

producten uit de petrochemie. In de minder energie-intensieve takken (voeding, metaalverwerking, textiel) is de verbetering van de energie-intensiteit minder markant.

Voor de ijzer- en staalindustrie kan de daling in energie-intensiteit verklaard worden door twee fenomenen (zie ook voetnoot 9): enerzijds een daling in de productie via de hoogovens (-10% tussen 2005 en 2030), anderzijds een verbetering van de energie-efficiëntie van de elektrische hoogovens die de toename van de staalproductie via dit procédé (+11% tussen 2005 en 2030) meer dan compenseert.

Een laatste indicator van belang voor de industrie zijn de kosten die gepaard gaan met het energieverbruik. Deze kosten worden beïnvloed door de economische en energetische vooruitzichten, naast de evolutie van de prijzen van de verschillende energievormen. Figuur 12 stelt de evolutie van twee kostenindicatoren voor: enerzijds de energiekosten per verbruikte toe (voorgesteld op de linker- van de grafiek), anderzijds de energie-uitgaven¹⁵ gedeeld door de toegevoegde waarde (op de rechter- van de grafiek). De energiekosten omvatten de kosten van de energie-uitrusting (ovens, boilers, ...) en de kosten verbonden met de aankoop van de brandstof, elektriciteit en, in voorkomend geval, stoom. Door constructie bevatten de boven gedefinieerde kostenindicatoren de wijzigingen in de kosten van de elektriciteits- en stoomsector. Het is immers zo dat wijzigingen in de gemiddelde elektriciteitsproductiekosten omgezet worden in de prijzen betaald door de eindconsument, waardoor de totale energiekosten van de sectoren van de eindvraag (waaronder de industrie) beïnvloed worden.



De energiekosten per toe stijgen sterk tijdens de periode 2005-2030. Over een tijdsspanne van 25 jaar groeit deze indicator aan met om en bij 80%. Dit is te wijten aan drie fenomenen: primo, de sterke stijging in energieprijzen (olie, aardgas, elektriciteit) die de aankoop van brandstof en elektriciteit voor de ondernemingen duurder maakt (zie o.a. Figuur 5), secundo, de installatie van het Europese emissiehandelssysteem¹⁶ (ETS) dat het gebruik van fossiele brandstoffen verder afstraft en tertio, de toename in de kosten die verband houden met de energie-uitrusting. Ook de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde nemen toe overheen de beschouwde periode, wat betekent dat het ritme waarmee de energie-uitgaven aangroeien hoger ligt dan de

groei van de toegevoegde waarde in de industrie. Niet verwonderlijk zal het aandeel van de energiegerelateerde kosten in de totale productiekosten dan ook toenemen. Toch is deze aangroei minder spectaculair dan de stijging van de energiekosten per toe (+19% vergeleken met +80%), wat te wijten is aan de algemene daling in de energie-intensiteit van de sector.

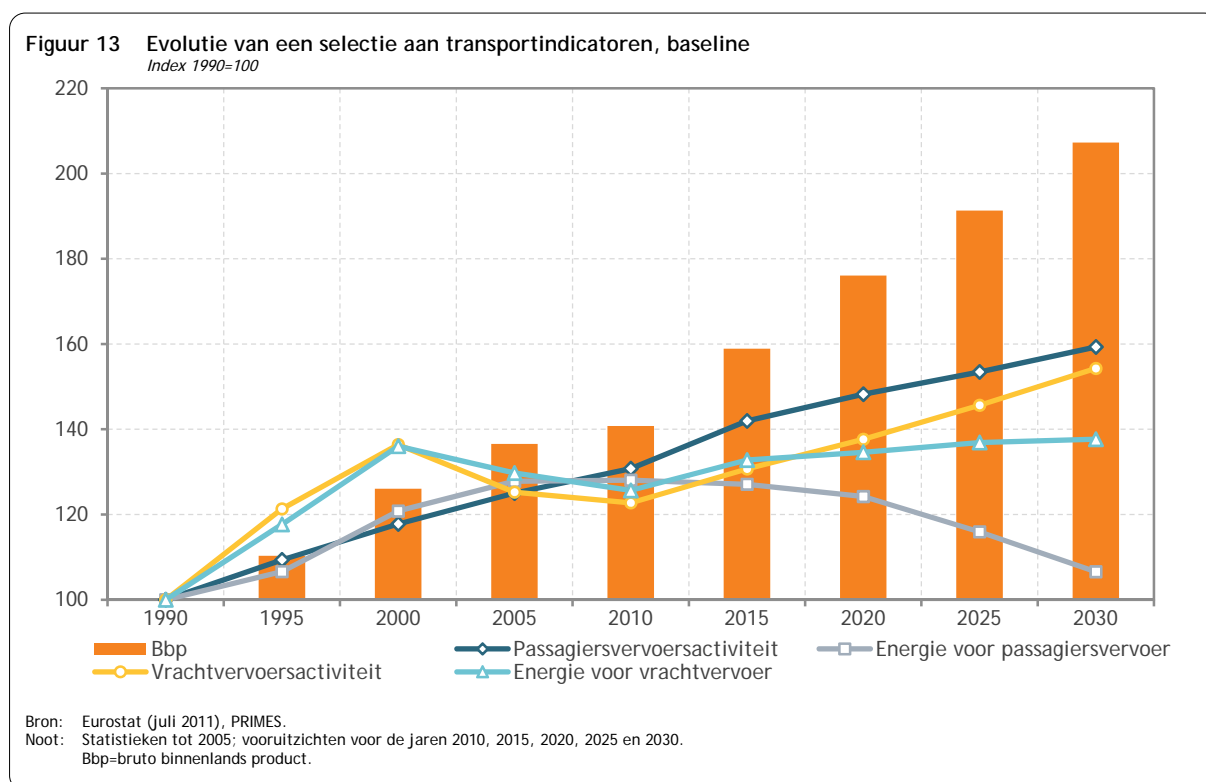
¹⁵ De energie-uitgaven zijn het product van de energiekosten per toe en het energieverbruik.

¹⁶ Waarbij gewerkt wordt binnen een kader van progressieve auctioning (in tegenstelling tot een grandfatheringsysteem).

b. Transport

Wat transport betreft, zien we dat de finale vraag naar energie afneemt in de periode 2005-2030 (a rato van 9%), en dit niettegenstaande een stijgende vervoersactiviteit. Dit geeft aanleiding tot het ombuigen van de koppeling (passagiers)vervoer-energieverbruik, zoals ook kan afgeleid worden uit Figuur 13. Een dergelijke evolutie is toe te schrijven aan een combinatie van factoren, waaronder de toepassing van de verordeningen rond CO₂ voor personenauto's (zoals de verordening 2009/443/EG van het Europees Parlement en de Raad), de hybridisatie van het wagenpark en efficiëntieverbeteringen in interne verbrandingsmotoren.

Wat de activiteit zelf betreft, zien we dat zowel passagiers- als goederenvervoer in stijgende lijn verloopt tussen 2005 en 2030. Het passagiersvervoer groeit gedurende die periode gestaag aan, terwijl het vrachtvervoer ietsje trager op gang komt. Beiden bereiken een topniveau in 2030, waarbij het niveau voor het passagiersvervoer zich 27% boven dat van 2005 bevindt, terwijl dat voor vrachtvervoer 23% hoger ligt. In termen van energieverbruik zijn de cijfers helemaal anders: voor passagiersvervoer wordt in 2030 een minderverbruik van maar liefst 17% genoteerd ten opzichte van 2005, terwijl voor vrachtvervoer een aangroei geregistreerd wordt ter waarde van 6%.



Gevolg is dat ook de energie-intensiteit afneemt. Voor personenvervoer wordt dit uitgedrukt als de verhouding tussen energieverbruik en beschikbaar inkomen. In de baseline wordt tussen 2005 en 2030 een daling van gemiddeld 1,9% per jaar opgetekend. De energie-intensiteit voor goederenvervoer, uitgedrukt als energieverbruik gedeeld door bbp, krimpt eveneens, maar in mindere mate: gemiddeld met 1,4% per jaar.

De baseline heeft een nogal conservatieve kijk op mogelijke wijzigingen in de brandstofmix voor transport: niet-netgeladen hybride voertuigen maken een opweg, maar elektrisch aangedreven voertuigen (zowel plug-in hybriden als puur elektrische boliden) breken helemaal niet door tijdens de periode onder beschouwing, terwijl biobrandstoffen ontwikkelen volgens de huidige geïmplementeerde maatregelen. Hun evolutie lijkt significant: waar de biobrandstoffen in 2005 nog niet in de statistieken voorkwamen, vertegenwoordigen ze in 2020 7,0% van het totale benzine- en diesilverbruik in de transportsector en lopen ze verder uit tot 9,3% in 2030. Toch blijft hun bijdrage in absolute termen eerder klein.

Voor het transport worden twee kostenindicatoren gedefinieerd: de eerste indicator heeft betrekking op het personenvervoer en geeft de uitgaven voor brandstof (inclusief elektriciteit) per passagierskilometer weer, de tweede slaat op het goederenvervoer en geeft dezelfde uitgavencategorie weer, maar ditmaal per tonkilometer. De uitgaven voor brandstof gemaakt per passagierskilometer dalen met 6% overheen de projectieperiode, in de eerste plaats een gevolg van de efficiëntieverbeteringen in de privévoertuigen. Deze redenering gaat niet op voor het vrachtvervoer waar de brandstofuitgaven per tonkilometer met maar liefst 23% stijgen. Deze stijging is op conto te schrijven van de quasi verdubbeling van de olieprijs in de geïmplementeerde periode.

c. Residentiële sector

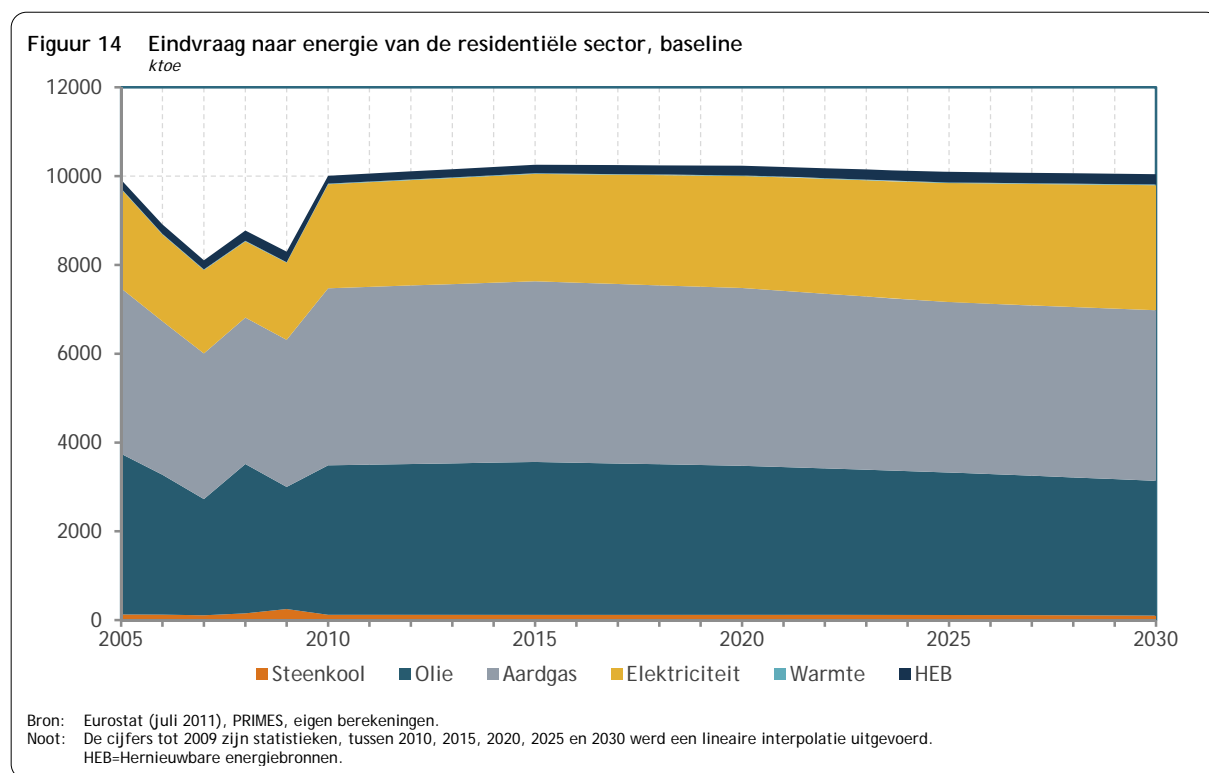
Hoewel de residentiële sector nog een toename van haar eindvraag naar energie optekent in de periode 2005-2020, wordt een ombuiging ingezet na dat jaar om in 2030 een niveau te bereiken dat slechts 1% hoger ligt dan dat van 2005. Tussen 2005 en 2020 tikt het finaal energieverbruik van de huishoudens jaarlijks gemiddeld aan met 0,2%, om tussen 2020 en 2030 aan datzelfde ritme weer af te nemen.

Daarbij stijgt de vraag naar elektriciteit gemiddeld met 0,9% per jaar over de periode 2005-2030. De voornaamste oorzaken van de groeiende elektriciteitsvraag in de residentiële sector zijn het steeds groter aantal elektrische toestellen per gezin, de toename van het aantal gezinnen en de expansie in elektrische toepassingen. Door een opmerkelijke verbetering van het energierendement van die toestellen en van de verlichting (een stijging van ongeveer 50% van de efficiëntie is voorzien over de periode 2005-2030) blijft de groei van de elektriciteitsvraag evenwel gematigd¹⁷. Wat de fossiele brandstoffen betreft, zou het verbruik van steenkool verder achteruitgaan (gemiddeld -0,9% per jaar). In 2030 maken de gezinnen er nog weinig gebruik van en het aandeel in de totale eindvraag naar energie bedraagt dan ook slechts 1%. Het verbruik van vloeibare brandstoffen neemt eveneens af (gemiddeld -0,7% per jaar tussen 2005 en 2030), met name door de omschakeling naar aardgas dat haar marktaandeel weet te handhaven. Ten slotte neemt het verbruik van biomassa elk jaar toe aan een gemiddeld ritme van 0,5% per jaar, enkel voorbijgestoken in groeicijfers door zonne-energie (+8,1% per jaar), dit laatste zonder evenwel 1% van de residentiële eindvraag naar energie in 2030 te bereiken. Op het einde van de projectieperiode blijft aardgas de meest gebruikte energievorm bij de gezinnen (38% van de eindvraag naar energie), gevolgd door olieproducten (30%) en elektriciteit (28%).

De verbetering van de energie-intensiteit van de residentiële sector (gemeten als de verhouding van de eindvraag naar energie tot het reëel beschikbaar inkomen) bedraagt over de projectieperiode gemid-

¹⁷ In de periode 1990-2005 bedroeg de gemiddelde jaarlijkse aangroei van elektriciteit 2,3% in de residentiële sector.

deld 1,2% per jaar. Dat percentage is een intensifiëring van de 0,6% jaarlijkse verbetering die tussen 1990 en 2005 werd waargenomen en is voornamelijk toe te schrijven aan het amalgaam van energie-efficiëntiemaatregelen die reeds in de baseline vervat zitten (zie deel 3.1.3).

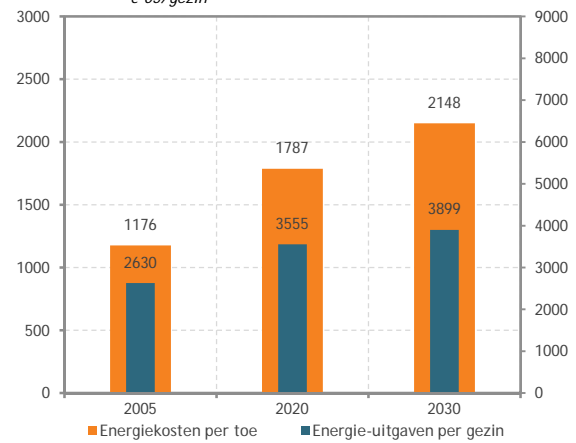


De vraag naar energie per inwoner daalt eveneens en bedraagt in 2030 nog 0,86 toe per inwoner¹⁸, wat een afname van 10% vertegenwoordigt ten opzichte van 2005. Twee in teken en grootte verschillende fenomenen liggen aan de basis: primo, een vraag naar elektriciteit per inwoner die blijft stijgen, hoewel minder sterk dan in het verleden (0,5% per jaar over de periode 2005-2030 tegenover 2,0% per jaar tussen 1990 en 2005), secundo, een vraag naar fossiele brandstoffen per inwoner die daalt (-0,7% jaarlijks in de periode 2005-2030 vergeleken met een toename van gemiddeld 0,6% per jaar tussen 1990 en 2005).

Voor de gezinnen wordt de evolutie van de energiekosten beschreven aan de hand van twee indicatoren afgebeeld in onderstaande figuur: de energiekosten per verbruikte toe op de linkeras en de energie-uitgaven per gezin op de rechteras.

¹⁸ 1 toe=11 630 kWh.

Figuur 15 Evolutie van de energiekosten in de residentiële sector, baseline
 Links: energiekosten in €'05/toe; rechts: energie-uitgaven in €'05/gezin



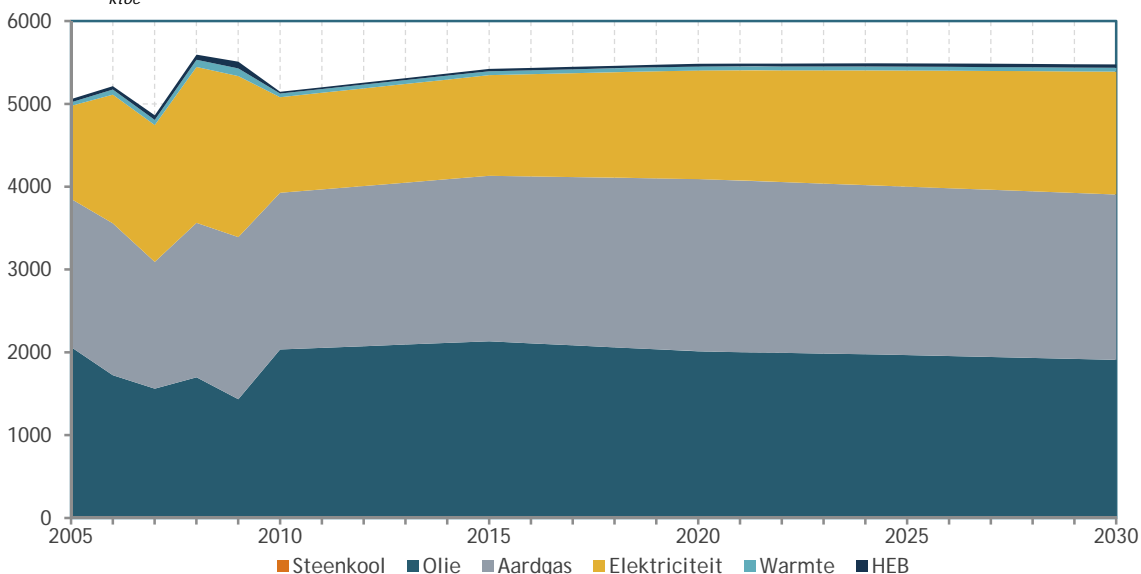
Bron: PRIMES.

De energiekosten per verbruikte toe stijgen met 83% tijdens de periode 2005-2030. Dat is het gevolg van de hogere aankoopkosten van de verschillende brandstoffen, maar ook van de hogere kosten van een meer efficiënte energie-uitrusting. Per gezin zouden de energie-uitgaven¹⁹ stijgen tot €3 900 in 2030, tegenover €2 630 in 2005, of een toename met ongeveer de helft over 25 jaar, inflatie niet meegerekend. De groei in de gezinsuitgaven is evenwel significant lager dan de stijging van de energiekosten per verbruikte toe, dit omwille van het feit dat de gezinnen erin slagen hun energieverbruik in te krimpen overheen de geviseerde periode.

d. Tertiaire sector

De finale energievraag van de tertiaire sector klimt met 8% tussen 2005 en 2030, wat neerkomt op een gemiddelde jaarlijkse toename in het energieverbruik van de diensten en landbouw ten belope van 0,3%. We merken daarbij een herverdeling op van het energieverbruik over de verschillende energievormen: het aandeel van olieproducten boet aan terrein in (van 41% in 2005 naar 35% in 2030) en dit ten voordele van elektriciteit (een sprong van 22 naar 27%), terwijl aardgas een aandeel van 36% blijft innemen in de mix. In absolute termen uitgedrukt vertalen deze wijzigingen zich als een stijging van het elektriciteitsverbruik in de tertiaire sector met meer dan 30% tussen 2005 en 2030, een stijging van het aardgasverbruik met 12%, een daling in de consumptie van vloeibare brandstoffen met 7% en een stijging in het verbruik van hernieuwbare energie en warmte ter waarde van respectievelijk 5 en 10%.

Figuur 16 Eindvraag naar energie van de tertiaire sector, baseline
 ktoe



Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES.

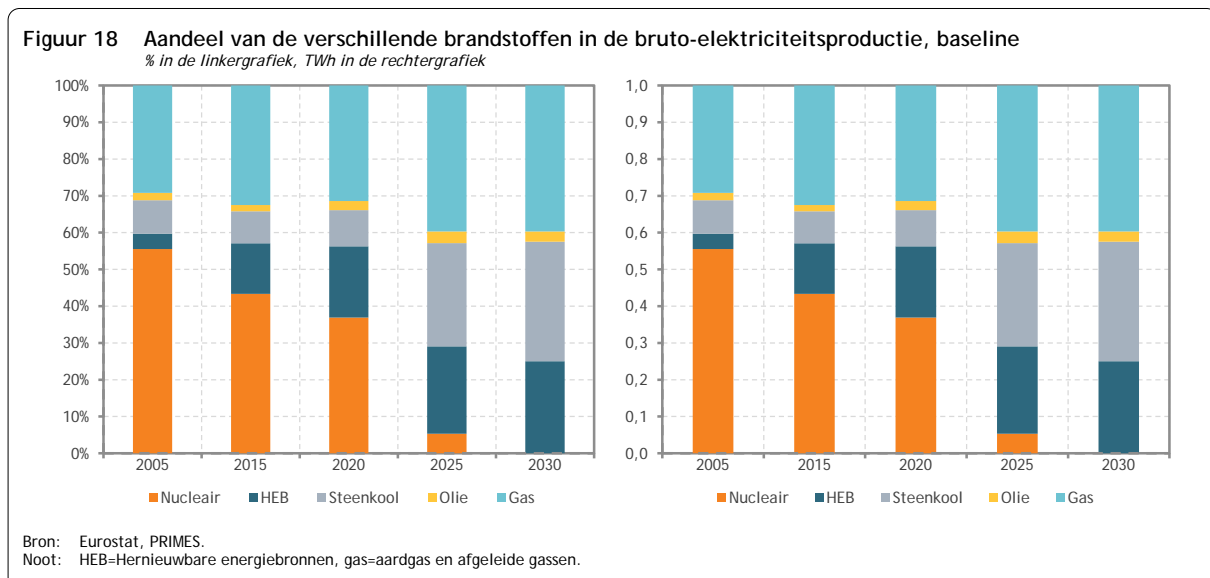
Noot: De cijfers tot 2009 zijn statistieken, tussen 2010, 2015, 2020, 2025 en 2030 werd een lineaire interpolatie uitgevoerd. HEB=Hernieuwbare energiebronnen.

¹⁹ Uitgedrukt in euro van 2005.

evolutie van de totale productie, om vervolgens over te schakelen naar de structuur van deze parameter.

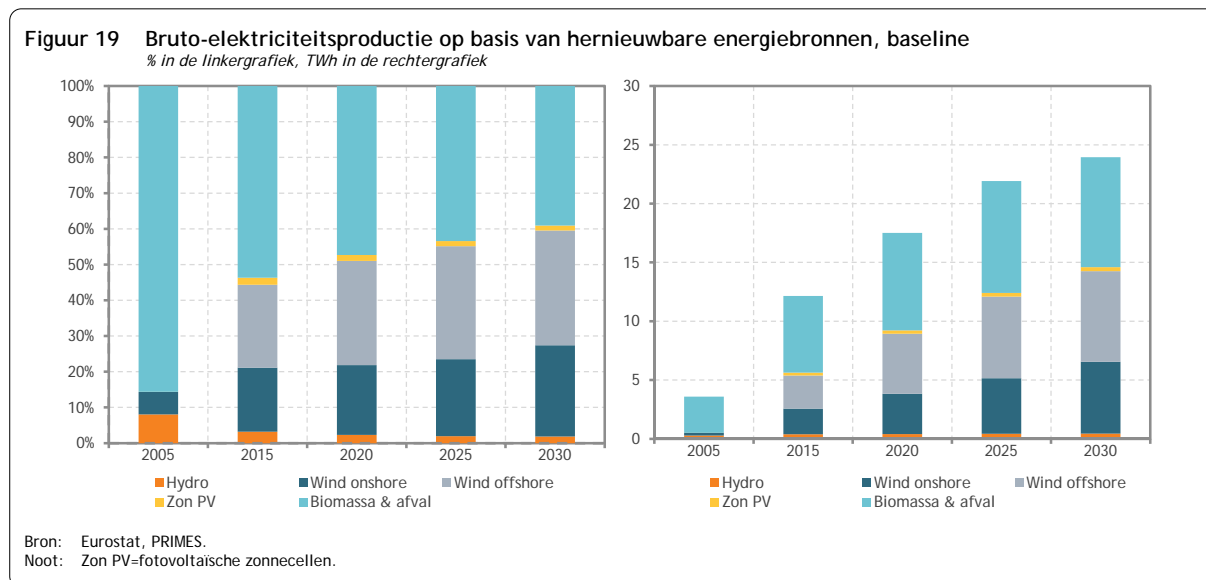
De brutoproductie van elektriciteit legt over de totale projectieperiode een groeipad af en stijgt elk jaar met gemiddeld 0,4%. Dit groeicijfer kan opgedeeld worden in twee groeitijden. In de periode 2005-2020 neemt de productie toe met 0,4% per jaar, een cijfer dat lager ligt dan de aangroei van de vraag naar elektriciteit (0,7% gemiddeld per jaar). Dit komt omdat de netto-invoer tijdens die periode sterk stijgt. In 2020 wordt dan een brutoproductie van elektriciteit van 90,5 TWh genoteerd. In het laatste decennium tikt de productie aan aan een ritme van gemiddeld 0,6% per jaar: hierdoor zal in 2030 95,7 TWh elektriciteit worden geproduceerd.

Het productiepark kan opgedeeld worden in kerncentrales, hernieuwbare eenheden (waterkrachtcentrales, windmolens, biomassagestookte centrales en fotonvoltaïsche cellen) en thermische productie-eenheden (op basis van fossiele brandstoffen). In 2005 is het overwicht van nucleaire elektriciteit zonneklaar: maar liefst 47,6 TWh wordt opgewekt met behulp van kerncentrales. Thermische eenheden staan in voor de rest van de binnenlandse productie (ten belope van 34,5 TWh), aangezien de hernieuwbare eenheden (wind, waterkracht en biomassa) slechts 3,6 TWh voor hun rekening nemen. Deze situatie wijzigt aanzienlijk naar het einde van de projectieperiode toe omwille van twee fenomenen: de nucleaire phase-out bepaald volgens de kalender van de wet van 2003 en de aanwezigheid van een koolstofwaarde in de ETS-sector. Enerzijds zorgt de nucleaire uitdoving voor de verdwijning van de kerncentrales van het elektriciteitstoneel, wat een inhaalbeweging van de thermische en hernieuwbare eenheden noodzaakt. Anderzijds leidt de aanwezigheid van de koolstofwaarde tot een stimulans in het gebruik van de hernieuwbare eenheden en tot een beïnvloeding van de pikorde binnen de thermische eenheden. In 2030 verzekeren de thermische centrales 71,7 TWh aan elektriciteit, terwijl de hernieuwbare eenheden 23,9 TWh opleveren.



Figuur 18 beschrijft voor de baseline de evolutie van de aandelen van de verschillende brandstoffen in de bruto-elektriciteitsproductie. We zien dat de situatie grondig wijzigt van 2005 tot 2030, waar de productie in 2030 enkel nog ingevuld wordt door gas (40%), steenkool (32%), HEB (25%) en een marginaal deeltje olie (3%).

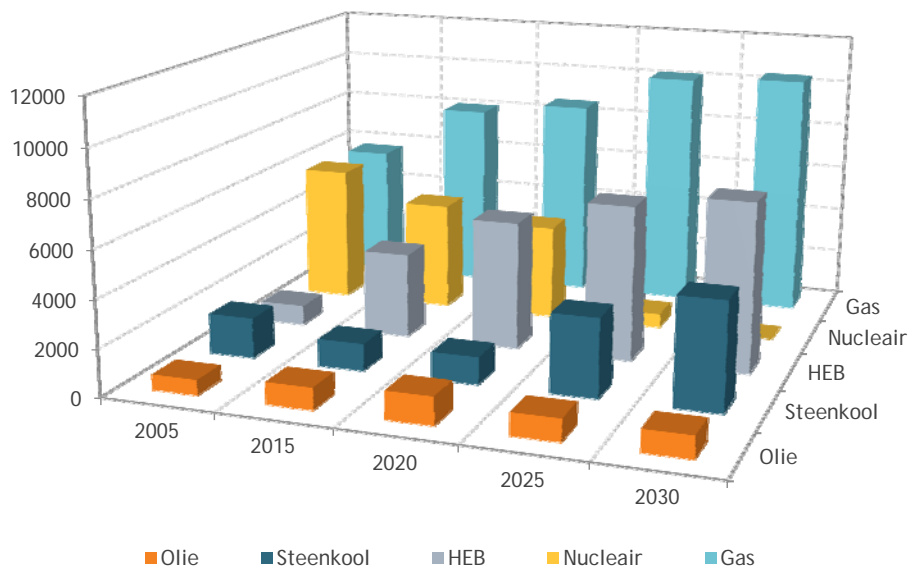
Uit Figuur 18 blijkt dat vooral naar het einde van de projectieperiode toe het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen significant wordt: waar in 2005 nog 4% geproduceerd wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen, loopt dit op tot 19% in 2020 (of 17,5 TWh) en vertegenwoordigen HEB in 2030 een kwart van de totale productie (of 23,9 TWh).



Figuur 19 legt de focus op de elektriciteitsgeneratie op basis van hernieuwbare energiebronnen en leert ons dat deze energievorm in 2030 voornamelijk wordt ingevuld door biomassa en afval (ter waarde van 9,4 TWh) en wind (13,8 TWh). De productie in waterkrachtcentrales wijzigt bijna niet overheen de periode, wat wijst op een waterkrachtpotentieel dat nagenoeg volledig is aangeboord. De productie op basis van fotovoltaïsche zonnepanelen klimt, maar blijft eerder bescheiden (minder dan 1 TWh over de ganse projectieperiode of 1% van de bruto-elektriciteitsproductie). Deze evolutie lijkt niet in lijn te zijn met de meest recente statistieken, noch met het huidige promotiebeleid gevoerd door de gewesten. Deze informatie was evenwel niet beschikbaar of voorspelbaar op het moment dat de scenario's werden gesimuleerd. Dit gezegd zijnde, kunnen we wel opmerken dat de geschatte niveaus van zonne-energieproductie een heel stuk onder deze van wind en biomassa liggen. De onderschatting van de energie aangebracht door de zon zal de elektriciteitsproductievooruitzichten op basis van HEB dan ook niet fundamenteel wijzigen.

Kijken we vervolgens naar de onderliggende capaciteit die het mogelijk maakt bovenstaande productieniveaus te behalen. In Figuur 20 zien we dat het nucleair park afgebouwd wordt volgens de kalender bepaald in de wet van 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie. De lacune in basislast die hieruit volgt, wordt hoofdzakelijk door steenkoolcentrales opgevangen die naar het einde van de periode toe een significante uitbreiding ondergaan: in 2030 staan ze in voor 4 500 MW. Verder merken we dat de capaciteit aan hernieuwbare energiebronnen gevoelig verhoogd wordt om in 2030 een niveau van 7 200 MW te bereiken. Gegeven het intermitterend karakter van de HEB is een sterke capaciteitsuitbreiding nodig om een bepaald productieniveau te behalen. Ook de capaciteit op basis van gasgestookte centrales wordt opmerkelijk opgedreven. In 2030 wordt de grootste capaciteit geleverd door dit laatste type centrale, met name 10 400 MW.

Figuur 20 Evolutie van de netto-geïnstalleerde capaciteit, baseline
MW



Bron: Eurostat, PRIMES.
Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen, gas=aardgas en afgeleide gassen.

Zoals ook al blijkt uit Figuur 20 zijn investeringen in het elektriciteitsproductiepark noodzakelijk, niet alleen om het hoofd te bieden aan de stijgende vraag (pro memoram: +0,7% gemiddeld per jaar tussen 2005 en 2030), maar ook om verouderde en uitgefaseerde eenheden te vervangen. Naar schatting moet vanaf nu elk jaar 840 MW aan nieuwe centrales bijgebouwd worden tot 2030 om aan de voorziene sluitingen en extra capaciteitsvragen te kunnen voldoen. Dit cijfer is evenwel een gemiddelde: een fijnere analyse duidt aan dat vooral de periode 2020-2025 kritiek is wanneer het restant van het nucleair arsenaal wordt gesloten en 4 000 MW uit roulatie wordt genomen. Na 2020 dient dan ook ongetwijfeld een investeringsritme voorzien te worden dat hoger ligt dan dit gemiddelde. In monetaire termen uitgedrukt: de noodzakelijke investeringen van nu tot 2030 belopen 20 miljard euro (euro van 2005), waarvan 7 miljard van nu tot 2020 en 13 miljard voor de periode 2020-2030.

De evolutie van de elektriciteitsproductie, de brandstofmix en de capaciteit(suitbreiding) kunnen verder aangevuld worden door enkele indicatoren die een grondigere analyse van de sector toelaten.

Tabel 9 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, baseline

	2005	2020	2030
Gemiddeld rendement van de thermische productie (%)	40,5	43,2	47,3
Gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (%)	63,6	48,8	45,4
Aandeel van de netto-invoer van elektriciteit	6,9	11,3	12,5
Elektriciteit obv warmtekrachtkoppelingeninstallaties (%) ⁽¹⁾	8,8	21,9	21,2
Elektriciteit obv HEB (%) ⁽¹⁾	4,2	19,3	25,0
Elektriciteit geproduceerd in CCS-centrales (%) ⁽¹⁾	0,0	0,0	0,5
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14,7	20,4	23,0
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh)	230	201	332

Bron: PRIMES.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen, CCS=carbon capture and storage.

⁽¹⁾=in % van de bruto-elektriciteitsproductie.

De evolutie van het gemiddeld rendement van de thermische elektriciteitsproductie is sterk gelinkt aan de technologiemix. We zien dat dit rendement aanzienlijk stijgt tussen 2005 en 2020 en nog verder verbetert naar het einde van de projectieperiode toe: in 2030 bereikt het 47,3% ten opzichte van 40,5% in 2005. Deze evolutie is het resultaat van verbeteringen in de omzettingsrendementen van gas- en (superkritische) steenkoolcentrales. De gemiddelde gebruiksratio²¹ daarentegen slinkt gevoelig omwille van het toenemend aandeel van intermitterende HEB in het elektriciteitsproductiepark (zie supra).

De hypothese die weerhouden werd voor de evolutie van de netto-elektriciteitsinvoer is terug te vinden in de indicator die het aandeel van de invoer in het totale elektriciteitsaanbod weergeeft. Dit aandeel verdubbelt quasi tussen 2005 en 2030 waar het schommelt rond 12%.

Tabel 9 toont ook de evolutie van de elektriciteit geproduceerd in warmtekrachtkoppelingscentrales, in centrales uitgerust met CCS en op basis van HEB. Het percentage van de elektriciteitsproductie dat opgewekt wordt in WKK-eenheden (zowel op basis van aardgas als van biomassa) gaat van 9% in 2005 naar 21% in 2030. Elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen maakt een geweldige sprong voorwaarts: van een kleine 4% in 2005 vertegenwoordigt het in 2030 een kwart van de totale bruto-elektriciteitsproductie. CCS-technologie stelt niet veel voor in de baseline: slechts 0,5% van de totale elektriciteitsproductie in 2030 wordt opgewekt door met CCS uitgeruste centrales²².

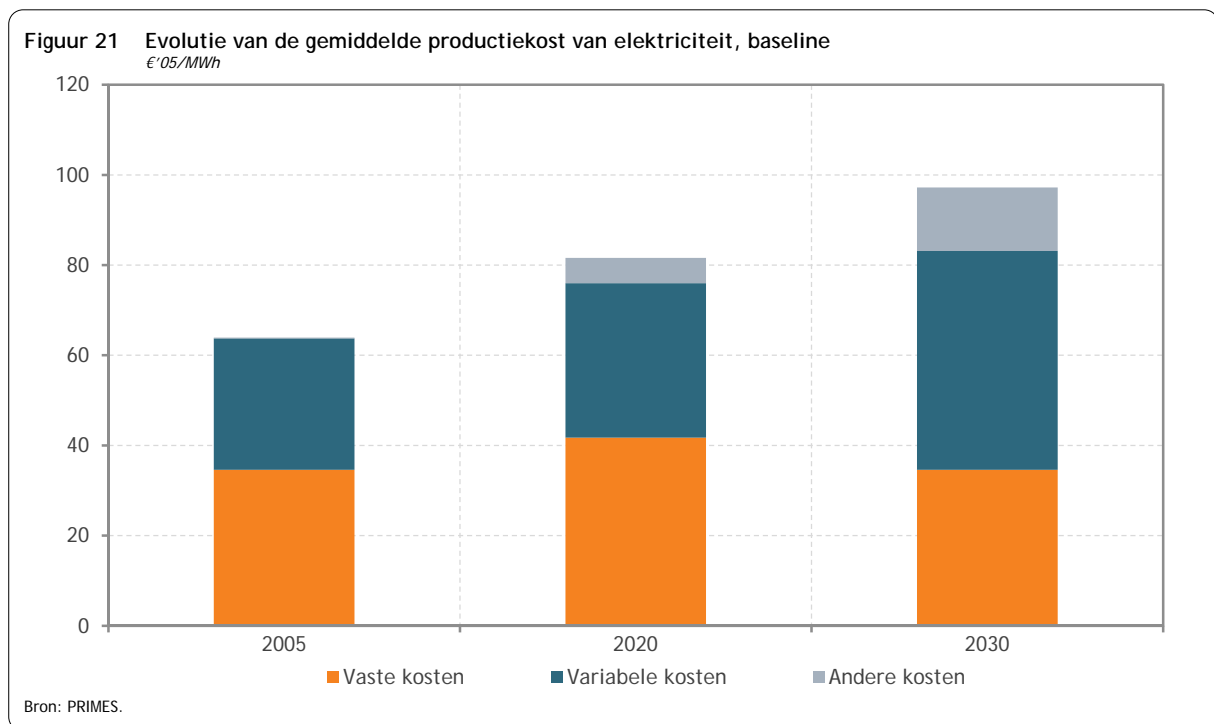
De koolstofintensiteit van de elektriciteitssector resulteert uit de evoluties in de energiemix en in de boven beschreven technologieën. In 2020 is de koolstofintensiteit gekrompen ten opzichte van 2005 omwille van de gevoelige toename van productie op basis van HEB en dit niettegenstaande de sluiting van de drie oudste kernreactoren. Na 2020 klimt de koolstofintensiteit echter zeer snel op tot een ongekend niveau (44% hoger dan het niveau opgetekend in 2005 en 65% hoger dan in 2020): de belangrijke penetratie van de op steenkool gestookte centrales verklaart deze sterke toename.

De geïnstalleerde capaciteit verhoogt met maar liefst 57% over de periode 2005-2030. Deze toename is vereist om de groei in elektriciteitsverbruik bij te benen. De productiecapaciteit neemt zelfs toe aan een hoger ritme dan de elektriciteitsvraag en -productie. Reden daarvoor is de daling in de gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (zie supra).

Laatste onderdeel van de elektriciteitssectoranalyse zijn de kosten opgelopen om elektriciteit te genereren. In dit onderdeel buigen we ons meer specifiek over de gemiddelde productiekost, of het totaal van de opgelopen kosten gedeeld door de elektriciteitsproductie. Het is mogelijk deze gemiddelde productiekost op te delen in 3 componenten: vaste, variabele en andere kosten. De vaste kosten behelzen de jaarlijkse kapitaalkost en de vaste kosten voor operatie en onderhoud. De variabele kosten verenigen dan 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 andere kosten zijn de kosten voor de aankoop van emissiequota op de daartoe bestemde veilingen.

²¹ De gemiddelde gebruiksratio wordt berekend als de ratio productie op geïnstalleerde capaciteit x 8760 uren.

²² Dit komt overeen met een totale opgevangen hoeveelheid CO₂-emissies in 2030 van 0,3 Mt CO₂-eq. Een dergelijke hoeveelheid valt ruim binnen de jaarlijkse opslagcapaciteitsschattingen voor België zoals geponeerd in (Piessens et al., 2008).



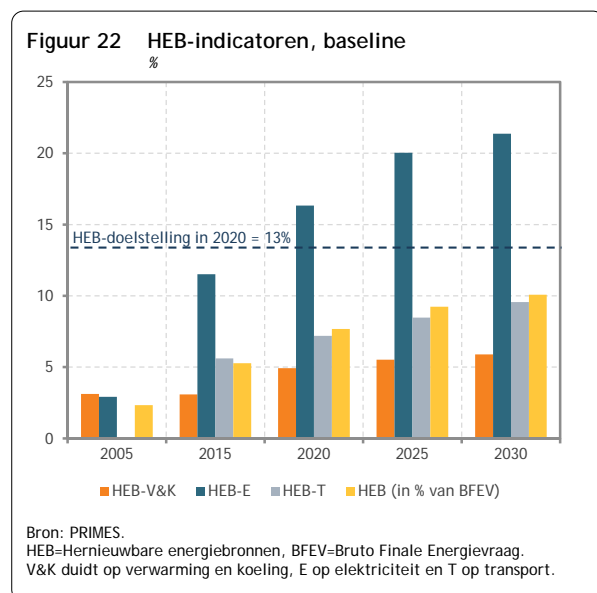
Tussen 2005 en 2030 stijgt de gemiddelde productiecost met 52% om in 2030 af te kloppen op 97 €/MWh (tussen 2005 en 2020 groeit deze cost met 28%). Deze evolutie komt neer op een gemiddelde jaarlijkse stijging van 1,6% (resp. 1,8%) voor de periode 2005-2020 (resp. 2020-2030).

Tussen 2005 en 2020 is de stijging van de vaste kosten iets markanter dan de stijging van de variabele kosten (+21% ten overstaan van +17%). Deze opmars van de vaste kosten is te wijten aan de gevoelige uitbreiding van de hernieuwbare capaciteit die vooral optekent in de investeringskosten, niet (of veel minder) in de brandstofkosten. Ook gasgestookte centrales kennen in die periode een opgang, wat dan weer de toename in de brandstof/variabele kosten verklaart. Na 2020 ondergaat de samenstelling van de gemiddelde elektriciteitsproductiecost een metamorfose: deze keer stijgen de variabele kosten sterk (+42%) en dalen de vaste kosten om weer op hun niveau van 2005 te belanden. Dit heeft te maken met de ontwikkeling van veel steenkool- en aardgasgestookte centrales in deze periode wat een significante weerslag heeft op de brandstofkosten. Ook de opkomst van de “andere” kosten kan niet genegeerd worden: in 2030 vertegenwoordigt deze kostencategorie niet minder dan 14% van de gemiddelde kostprijs van elektriciteit.

3.2.4. Hernieuwbare energiebronnen

Het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de bruto finale energievraag bedraagt 7,7% in 2020 en 10,1% in 2030 (startend van 2,3% in 2005). In absolute termen vertegenwoordigen de HEB 3,1 Mtoe in 2020 en 3,9 Mtoe in 2030 (ten opzichte van 0,9 Mtoe in 2005). Het totale verbruik van HEB kan onderverdeeld worden naar 3 gebruiken: HEB-Elektriciteit (HEB-E), HEB-Verwarming&Koeling (HEB-V&K) en HEB-Transport (HEB-T). Het aandeel van HEB in verwarming en koeling is daarbij eerder bescheiden: van 3,1% in 2005 naar 4,9% in 2020 om in 2030 op 5,9% uit te komen. Het aandeel van HEB in de bruto finale elektriciteitsvraag start in 2005 op 2,9%, schiet naar 16,3% in 2020 en groeit daarna verder om in 2030 te stranden op 21,4%. Het hernieuwbare-energie-in-transportaandeel, nog

0% in 2005, belooft 7,2% in 2020 en 9,6% in 2030. Uitgedrukt in aandelen van het totale HEB-verbruik komt dit neer op 46% (51%) voor HEB-E, 35% (31%) voor HEB-V&K en 19% (18%) voor HEB-T in 2020 (2030).



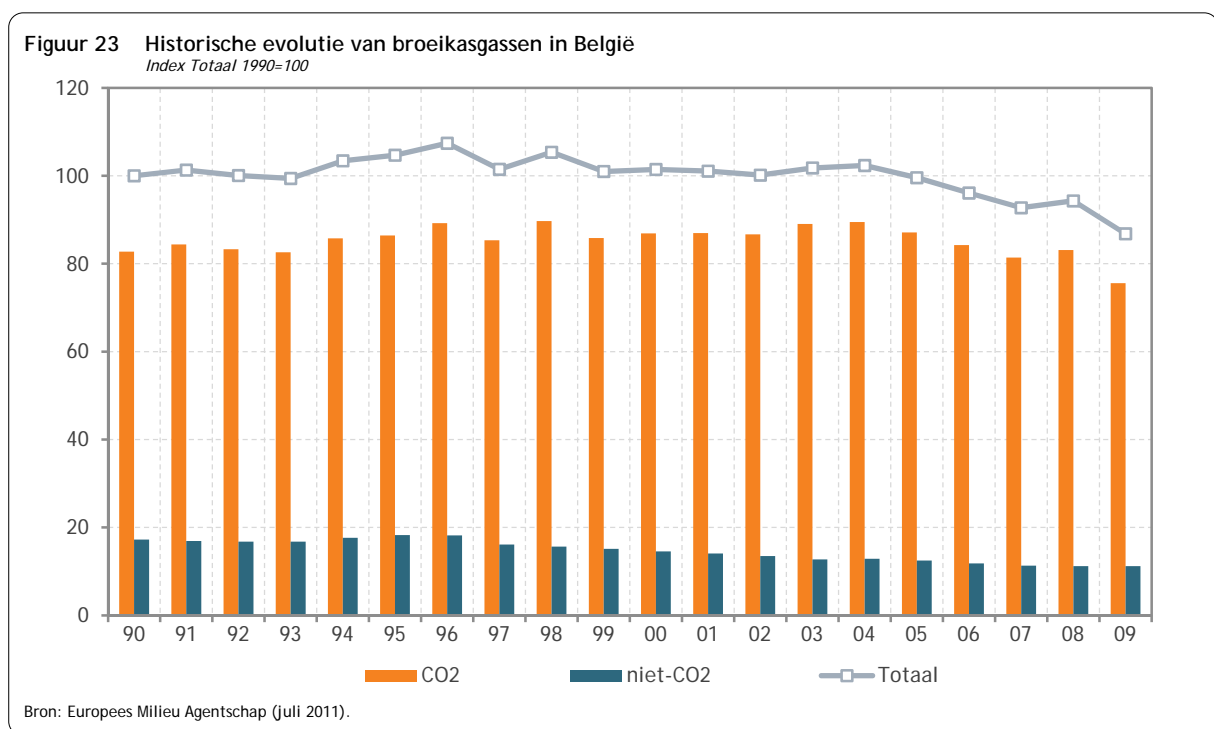
Het algemene percentage van 7,7% in 2020 (net zomin trouwens als het broeikasgasemissiepercentage uit deel 3.3) bevindt zich een stuk onder de nationale hernieuwbare-energie-doelstelling van 13% zoals bepaald in het Klimaat- en Energiepakket en vastgelegd in de overeenkomstige richtlijn 2009/28/EC. Ook de 10% hernieuwbare-energie-in-transportdoelstelling voor het jaar 2020 wordt niet gehaald in de baseline. Dat is te wijten aan het feit dat de baseline enkel geïmplementeerd beleid integreert en er niet van uitgaat dat specifieke doelstellingen bereikt worden. Boodschap is dat de komende 10 jaar bijkomend beleid nodig is om de hernieuwbare-energie- en de broeikasgasemissiedoelstellingen te realiseren.

3.3. Broeikasgasemissievooruitzichten

Om aan de (groeierende) vraag naar energie te voldoen, dienen een aantal energievormen ingezet te worden. Welke men kiest, wordt door een amalgaam aan criteria bepaald zoals o.a. de relatieve prijs, de beschikbaarheid en de inzetbaarheid in een bepaalde technologie. Bovendien heeft men de keuze tussen hernieuwbare (op basis van 'onuitputtelijke' energiebronnen zoals zon en wind) en fossiele (op basis van 'eindige' energiebronnen zoals aardgas en steenkool) energiebronnen. Typisch aan de verbranding van de fossiele energiebronnen is dat schadelijke gassen vrijkomen. Deze gassen initiëren een nadelig effect op het milieu en worden broeikasgassen genoemd. Een nationaal energiepatroon zoals in de vorige paragrafen beschreven, krijgt dan ook een staartje in termen van nefaste broeikasgasuitstoot. In dit deel wordt de broeikasgasuitstoot geanalyseerd. Enerzijds wordt er gewerkt met statistieken afkomstig van het Europees Milieu Agentschap dat gegevens van alle lidstaten verzamelt, anderzijds worden vooruitzichten voor de totale broeikasgasuitstoot opgesteld door de PRIMES-output rond energetische en niet-energetische CO₂ te combineren met resultaten van niet-CO₂-vooruitzichten berekend aan de hand van het GAINS-model van IIASA (Höglund-Isaksson et al., 2010).

3.3.1. Broeikasgasemissies

In Figuur 23 wordt de historische evolutie van de broeikasgasemissies voorgesteld.



Uit deze figuur wordt duidelijk dat de broeikasgassen in België overheen de periode 1990-2005 redelijk stabiel zijn gebleven, maar dat er de laatste jaren een kentering merkbaar is. Deze kentering is enerzijds te wijten aan het effect van allerhande beleidsmaatregelen die als doel hebben de broeikasgasemissies terug te dringen, anderzijds aan de impact van de financieel-economische crisis. Onderstaande tabel geeft dan de evolutie van deze broeikasgassen in de baseline weer.

Tabel 10 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), baseline

	2020 (Mt CO ₂ -eq.)	2020 vs. 2005 (%)	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	132,8	-2,2	143,7	5,8
Totale CO ₂ -emissies	115,7	-1,6	126,5	7,6
BKG - ETS-sector	56,4	-3,4	71,6	22,7
ETS zonder luchtvaart	51,9	-4,9	67,3	23,2
Luchtvaart	4,5	18,6	4,3	14,3
BKG - niet-ETS-sector	76,4	-1,3	72,1	-6,9
Energetische CO ₂	60,5	2,3	56,0	-5,3
Niet-CO ₂	15,9	-13,0	16,1	-12,0

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

In 2020 belopen de totale broeikasgasemissies 132,8 Mt CO₂-equivalent, wat 2,2% onder het niveau behaald in 2005 is. Voor 2030 is het plaatje minder rooskleurig: 143,7 Mt CO₂-equivalent, of 5,8% boven het 2005-niveau.

Ten opzichte van 1990 dalen de totale broeikasgasemissies (ETS- en niet-ETS-sectoren) met 5% in 2020, maar stijgen ze met ongeveer 3% in 2030.

In de ETS-sector waar in 2020 (2030) een koolstofprijs van 25 €/tCO₂ (39 €/tCO₂) geldt, bevinden de broeikasgasemissies zich 3,4% onder het niveau van 2005. Eventjes in herinnering brengen dat de evolutie van de broeikasgasemissies in de ETS-sector bepaald wordt door de werking van het emissiehandelssysteem op Europees niveau en dus niet geleid wordt door een nationale doelstelling. In 2030 torenen de ETS-broeikasgasemissies 22,7% boven het niveau van 2005 uit. Broeikasgasemissies in de niet-ETS-sector krimpen met 1,3% in 2020, en dalen verder tot 6,9% in 2030. De niet-ETS-sector heeft wel een bindende doelstelling opgelegd gekregen: voor België bedraagt deze -15% in 2020 ten opzichte van 2005. Het is duidelijk dat in de baselinecontext deze niet-ETS-doelstelling verre van behaald wordt en dat bijkomend beleid en maatregelen noodzakelijk zijn om het objectief te honoreren (behoudens een massale aankoop van flexibiliteitsmechanismen²³).

3.3.2. CO₂-emissies van energetische oorsprong

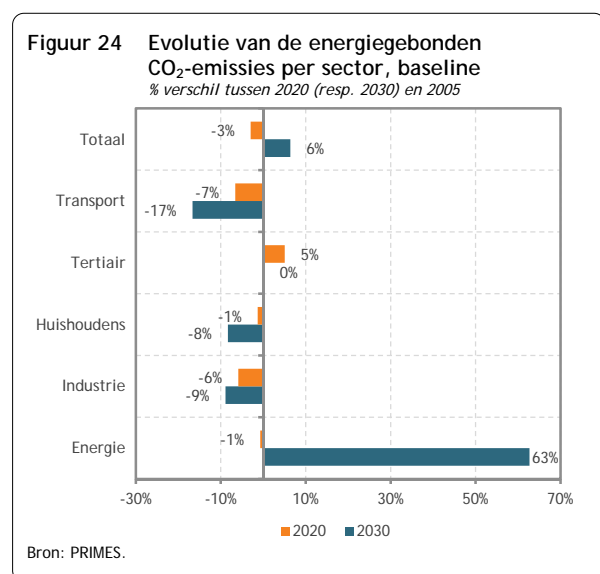
Het gros van de broeikasgassen wordt uitgemaakt door CO₂, hun aandeel in het totaal van de broeikasgassen bedraagt om en bij de 85% in België. De totale CO₂-emissies dalen in 2020 met 1,6% ten opzichte van 2005, in 2030 zitten ze bijna 8% boven het 2005-niveau.

CO₂-emissies kunnen opgedeeld worden in twee categorieën: CO₂-emissies van energetische oorsprong die vrijkomen bij de verbranding van fossiele brandstoffen en CO₂-emissies die voortkomen uit industriële processen. De eerste categorie domineert duidelijk de tweede: de energiebonden CO₂-emissies vertegenwoordigen ongeveer 90% van de totale CO₂-emissies.

²³ De niet-ETS-doelstelling moet immers niet volledig op het nationaal territorium behaald worden: een lidstaat kan overtollige reducties van (aan) een andere lidstaat aankopen (verkopen).

Wat de evolutie van CO₂-emissies van energetische oorsprong betreft, wordt in het jaar 2005 een niveau opgetekend van 107,7 Mt. Tussen 2005 en 2030 groeit deze waarde jaarlijks verder aan aan een gematigd ritme van 0,2%. Dit bescheiden groeitempo verhult een daling tijdens de eerste 15 jaar (gemiddeld met -0,2% jaarlijks), gevolgd door een stijging tussen 2020 en 2030 (gemiddeld met 0,9% per jaar). In 2030 stranden de energetische CO₂-emissies op 114,6 Mt, of ongeveer 6% boven de startwaarde in 2005.

Het model PRIMES laat een meer verfijnde analyse van de energiegebonden CO₂-emissies toe. Figuur 24 toont, per sector, het reductiepercentage (of de procentuele aangroei) van deze emissies tussen 2005 en 2020 enerzijds, tussen 2005 en 2030 anderzijds. De afgebeelde sectoren zijn energie (dat de elektriciteitsproductie en de energietak groepeerd), industrie, huishoudens, de tertiaire sector en transport.



Tussen 2005 en 2020 zien we dat de CO₂-emissies van energetische oorsprong met 3% dalen. Deze -3% verhult een vork van sectorale emissies dat zich uitstrekt tussen -7% (voor transport) en +5% (tertiaire sector).

Tussen 2005 en 2030 zien we een heel ander beeld verschijnen: de totale CO₂-emissies van energetische oorsprong groei en aan met maar liefst 6% (zie supra), en dit ondanks een sterke duik van de emissies in de transportsector (-17%), de industrie (-9%) en de huishoudens (-8%). Hoofdverantwoordelijke is de energiesector, meer specifiek de elektriciteitsgeneratie waar de uitgefaseerde

kerncentrales vervangen worden door hoofdzakelijk steenkool- en gascentrales. Zelfs de eerder bescheiden groei in productie (gemiddeld +0,4% per jaar tussen 2005 en 2030) en de spectaculaire verhoging van hernieuwbare eenheden (hun brutoproductie verzevenvoudigt quasi tussen 2005 en 2030) kunnen de klim in CO₂-emissies van energetische oorsprong niet beteugelen: de energiegebonden CO₂-emissies in de energiesector groeien aan met 63%.

4. Toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket

In het kader van haar beleid inzake klimaat en energie heeft de Europese Unie een aantal ambitieuze doelstellingen vooropgesteld tegen 2020:

- Een vermindering van de broeikasgasemissies met minstens 20% ten opzichte van 1990;
- Een verhoging van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen (windenergie, zonne-energie, biomassa, etc.) tot 20% van het bruto finaal energieverbruik;
- Een vermindering van het primair energieverbruik met 20% ten opzichte van het voor 2020 voorziene niveau in de referentieprojectie van 2007 opgesteld met het PRIMES-model (EC, 2008).

Om de eerste twee doelstellingen te halen, heeft de Europese Raad in april 2009 een geheel van maatregelen aangenomen in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. Dat werd gepubliceerd in het Publicatieblad in juni 2009 en omvat de volgende onderdelen:

- een richtlijn tot oprichting van een gemeenschappelijk kader van de Europese Unie voor de bevordering van energieproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen en ter aanduiding van de nationale doelstellingen (richtlijn 2009/28/EG of HEB-richtlijn);
- de herziening van de richtlijn inzake het systeem voor broeikasgasemissierechtenhandel (richtlijn 2009/29/EG) die dus gericht is op de ETS-sector;
- een beslissing inzake de verdeling van de inspanning voor de broeikasgasemissiereductie in de niet-ETS-sectoren (beschikking 406/2009/EG);
- een reglement dat de emissienormen vastlegt voor nieuwe particuliere wagens (reglement 443/2009/EG);
- de herziening van een richtlijn om de luchtkwaliteit te verbeteren en de BKG-emissies te verlagen door milieunormen voor brandstoffen (richtlijn 2009/30/EG);
- een richtlijn die een reglementair kader instelt voor de geologische opslag van CO₂ (richtlijn 2009/31/EG).

Het wetgevend Klimaat- en Energiepakket bevat dus geen specifieke maatregelen om de derde doelstelling te bereiken, namelijk de vermindering van het primair energieverbruik met 20% binnen de EU in 2020 ten opzichte van een referentieprojectie. De maatregelen van het pakket dragen echter bij tot de verwezenlijking van die derde doelstelling, gezien energie-efficiëntie een antwoord vormt op de eerste twee doelstellingen.

Voor België brengt de uitvoering van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket de volgende verplichtingen met zich mee:

- een vermindering van de BKG-emissies in de niet-ETS-sector met 15% in 2020 ten opzichte van 2005;
- een aandeel HEB in het bruto finaal energieverbruik van 13% in 2020;
- een aandeel HEB in de transportsector van 10% in 2020;
- verminderingen van de BKG-emissies in de ETS-sector in het kader van het systeem voor emissierechtenhandel; die verminderingen resulteren niet uit een nationale doelstelling, maar uit één en dezelfde koolstofprijs op Europees niveau.

Een jaar na de aanname van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket heeft de Europese Unie een analyse gemaakt van de impact van een verstrenging van de reductiedoelstelling voor BKG-emissies van 20% naar 30% tegen 2020, alsook van de manieren om die doelstelling te bereiken (COM(2010) 265 final). In 2007 verklaarde de EU immers haar BKG-emissies te verlagen met 30% tegen 2020 indien de andere ontwikkelde landen zich ertoe zouden verbinden hun emissies op een vergelijkbare manier terug te schroeven. Ook voor België werd een dergelijke impactanalyse uitgevoerd in het kader van deze studie. Ze wordt voorgesteld in het volgende hoofdstuk (hoofdstuk 5).

Meer recentelijk, in maart 2011 heeft de Europese Commissie een routekaart voorgesteld met het te volgen traject voor een concurrerende koolstofarme Europese economie tegen 2050 (COM(2011)112 final). Dat initiatief komt voornamelijk voort uit de noodzaak om tegen 2050 de BKG-emissies van de ontwikkelde landen te verlagen met 80% tot 95% ten opzichte van 1990, teneinde de opwarming van de aarde te beperken tot 2°C boven het pre-industrieel niveau. In de routekaart wil de EU-doelstelling de BKG-emissies tegen 2050 verminderen met 80% ten opzichte van 1990.

De impactanalyse van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket op het Belgisch energiesysteem en op de BKG-emissies die in dit hoofdstuk besproken wordt, houdt rekening met de doelstellingen en maatregelen die binnen dit kader vastgelegd werden tegen 2020, maar onderschrijft tevens de lange-termijnstrategie van de EU uit de routekaart 2050. Ze onderscheidt zich daarin van de analyse in WP 9-11 (Bossier et al., 2011) die gericht is op het jaar 2020 en dus geen enkele nieuwe reductiedoelstelling voor BKG-emissies na 2020 opneemt.

4.1. Hypothesen en beschrijving van de scenario's

De impact van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket wordt bestudeerd via een scenario-analyse, meer bepaald via één centraal scenario en een aantal aanvullende scenario's.

Het centraal scenario, hierna Ref_20/20 genoemd, gaat uit van dezelfde algemene hypothesen die gebruikt worden voor de baseline (macro-economische en demografische context, internationale energieprijzen, beleid en maatregelen, etc.), maar veronderstelt daarenboven dat de Belgische doelstellingen inzake BKG en HEB van het Klimaat- en Energiepakket gerealiseerd worden in 2020²⁴ en dat daarna de koolstofprijzen aanzienlijk stijgen in de ETS- en de niet-ETS-sector om alzo de EU-reductiedoelstelling voor de BKG-emissies van 80% in 2050 ten opzichte van 1990 te behalen.

Tot 2020 houdt het Ref_20/20-scenario rekening met de flexibiliteitsmechanismen die bij Europese wetgeving werden goedgekeurd en het mogelijk maken voor de lidstaten die in de emissiereductie verder gaan dan hun vastgelegde nationale doelstellingen om hun bijkomende reducties te verkopen aan lidstaten die hun nationale emissiegrenzen overschrijden. In termen van modellering wordt die hypothese vertaald in een identieke koolstofwaarde (KW) in alle lidstaten voor de ETS-sector enerzijds en de niet-ETS-sector anderzijds. In de niet-ETS-sector komt dit erop neer dat de marginale reductiekosten gelijkgeschakeld worden in de hele EU. In de ETS-sector vloeit het uniforme karakter van de koolstofwaarde simpelweg voort uit de invoering van het Europees systeem voor emissierechtenhandel; de KW geeft dan de koolstofprijs op die markt.

²⁴ De baseline houdt al rekening met de Europese doelstelling in de ETS-sector.

Het gebruik van flexibiliteitsmechanismen voor HEB is eveneens mogelijk: dit wordt dan samenwerkingsmechanismen genoemd (statistische overdrachten, gezamenlijke projecten, etc.). Eind 2009 dienden de lidstaten bij de Europese Commissie een voorlopig document in ("Forecast document") waarin ze een raming gaven van het voorziene gebruik van samenwerkingsmechanismen om hun HEB-doelstellingen te bereiken. Algemeen genomen gaan de lidstaten ervan uit dat ze geen uitvoerig gebruik zullen maken van de door de wetgeving aangeboden flexibiliteit (zie ook de nationale actieplannen inzake hernieuwbare energie). Voor België zou dat gebruik niet meer dan 0,5% van het bruto finaal energieverbruik bedragen in 2020, of 0,5 procentpunt van de Belgische 13%-doelstelling. Die informatie werd geïntegreerd in de modellering en verklaart de relatief hoge hernieuwbare waarde (HW) in 2020.

Na 2020 volgt het Ref_20/20-scenario een andere aanpak. Het traject voor BKG-emissies wordt allereerst op Europees niveau bepaald: respectievelijk -35% en -80% in 2030 en 2050 ten opzichte van 1990²⁵. Vervolgens wordt verondersteld dat die doelstellingen bereikt worden door de marginale reductiekosten gelijk te schakelen in de EU, wat leidt tot een en dezelfde koolstofwaarde, ongeacht de sector (ETS en niet-ETS) of het land. Daarvan wordt ten slotte het traject voor BKG-emissies in België afgeleid tussen 2020 en 2030. Voor de HEB is er op dit moment geen enkele doelstelling voor de periode na 2020 aangekondigd. Niettemin werd het Ref_20/20-scenario zodanig bepaald dat het energieverbruik op basis van HEB na 2020 blijft stijgen, zij het in een trager tempo dan over de periode 2005-2020. De hernieuwbare waarde die overeenstemt met een dergelijke evolutie is lager dan de waarde vereist om de doelstelling in 2020 te behalen. Daar de aangenomen hypothese betrekking heeft op het gebruik van HEB en de bruto finale energievraag zou blijven dalen tussen 2020 en 2030 als gevolg van de beperking op de BKG-emissies, zal het aandeel HEB in het bruto finaal energieverbruik onvermijdelijk stijgen na 2020 (zie infra).

Tenslotte en naar analogie met de analyses uitgevoerd door de EC (EC, 2010a) houdt het Ref_20/20-scenario rekening met (in tegenstelling tot de baseline) 4 reglementen aangenomen tussen april en december 2009 die de richtlijn inzake ecologisch ontwerp (2005/32/EG) en de herschikking van de richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen (2010/31/EU) in toepassing brengen.

Tabel 11 toont de koolstofwaarden en de hernieuwbare waarden die gebruikt worden in het Ref_20/20-scenario.

Tabel 11 Koolstof- en hernieuwbare waarden, Ref_20/20-scenario

	2020	2025	2030
KW ETS-sector (€/tCO ₂)	13,2	29,3	45,4
KW niet-ETS-sector (€/tCO ₂)	4,2	29,3	45,4
HW (€/MWh)	82,0	38,0	38,0

Bron: PRIMES.

Noot: KW=koolstofwaarde; HW=hernieuwbare waarde; ETS=Emission Trading System.

²⁵ Die benadering contrasteert met deze gevolgd in het "20/20 target"-scenario van de WP 9-11, die geen nieuw beleid (doelstellingen of maatregelen) veronderstelt na 2020. In dat scenario worden de BKG-emissies binnen de EU verlaagd met 24% in 2030 ten opzichte van 1990.

De energievoorzichten en de evolutie van de BKG-emissies in het Ref_20/20-scenario worden beschreven in delen 4.2 en 4.3.

Naast het centrale Ref_20/20-scenario leek het ons interessant om drie bijkomende scenario's te bestuderen die dieper ingaan op twee onderwerpen die regelmatig stof doen opwaaien in het energiedebat: de eventuele verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales na de door de wet van 2003 voorziene 40 jaar en de ontwikkeling op grote schaal van elektrische voertuigen.

Het eerste bijkomend scenario, Nuc_20/20, verschilt op één punt van het Ref_20/20-scenario: de hypothese inzake kernenergie. Daar waar het Ref_20/20-scenario rekening houdt met de wet betreffende de kernuitstap, gaat het Nuc_20/20-scenario uit van de verlenging van de werkingsduur van alle Belgische kerncentrales met 20 jaar. Dat scenario wordt behandeld in deel 4.4. De resultaten worden hoofdzakelijk weergegeven in termen van procentuele verschillen ten opzichte van het Ref_20/20-scenario.

De twee andere bijkomende scenario's, Ref_20/20_EV en Nuc_20/20_EV, veronderstellen een ontwikkeling op grote schaal van elektrische wagens die varieert naargelang de hypothese inzake nucleaire energie. Die scenario's worden onderzocht in deel 4.5. De resultaten worden weergegeven ten opzichte van de resultaten van Ref_20/20 en Nuc_20/20 respectievelijk.

4.2. Energievoorzichten

De energievoorzichten voor België in het Ref_20/20-scenario worden beschreven volgens een iets andere structuur dan in de baseline. De analyse van het Ref_20/20-scenario start met de evolutie van de eindvraag naar energie, vervolgens de elektriciteitsproductie, de ontwikkeling van hernieuwbare energie en ten slotte de wijzigingen in de energiebevoorrading. Gedetailleerde resultaten van het Ref_20/20-scenario worden voorgesteld in bijlage A.

4.2.1. Eindvraag naar energie

Met uitzondering van een deel van de industrie²⁶ en het internationaal luchtverkeer vormen de sectoren van de eindvraag de niet-ETS-sector. Die sector verenigt dus de minder energie-intensieve industrie, de residentiële en tertiaire sectoren (inclusief de landbouw) en het wegvervoer, spoorvervoer en de scheepvaart. In tegenstelling tot de baseline wordt de energie-evolutie in de niet-ETS-sector beïnvloed door de koolstofprijzen die zijn weergegeven in Tabel 11. Die prijzen waarborgen enerzijds de naleving van nationale BKG-emissiereductiedoelstellingen in de niet-ETS in 2020, rekening houdend met de intra-Europese flexibiliteit²⁷ en, anderzijds, de BKG-emissiereducties gedefinieerd voor de Europese Unie (EU27) in 2030 en 2050.

Op dezelfde manier is de energie-evolutie in de sectoren van de eindvraag die deelnemen aan het emissierechtenhandelssysteem (ETS) ook het gevolg van de koolstofprijzen in Tabel 11. In tegenstelling

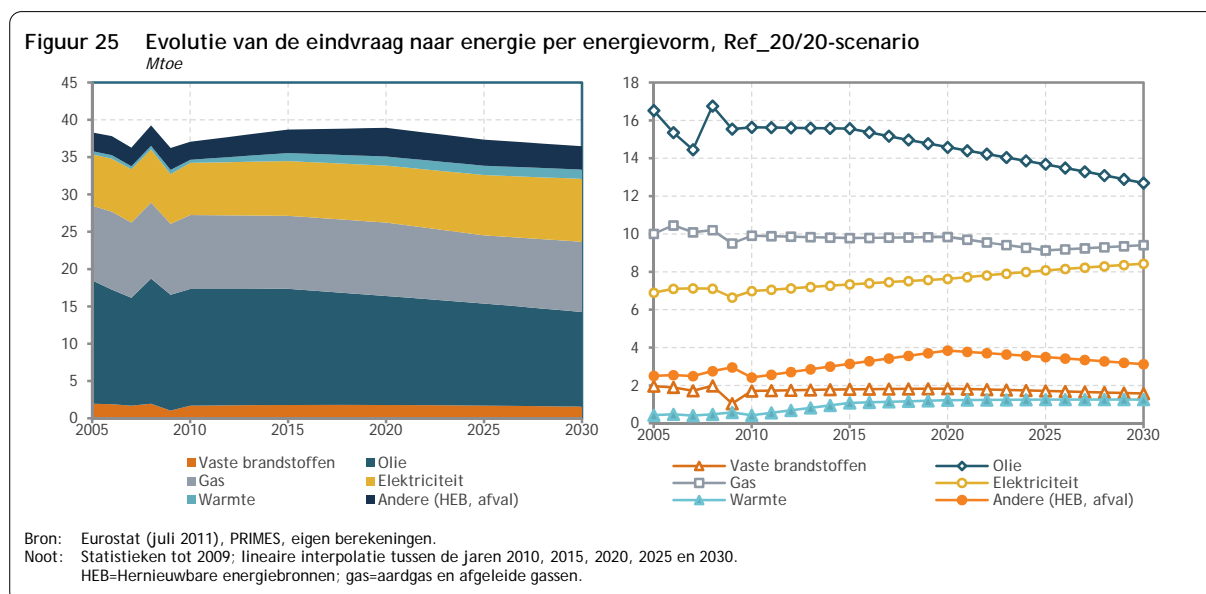
²⁶ Met name de ijzer-en staalnijverheid, de non-ferrometalen, de niet-metaalhoudende mineralen, de papierindustrie en de chemische industrie (zonder farmaceutica en cosmetica).

²⁷ Door die flexibiliteit kan een lidstaat een ontoereikende emissiereductie op zijn grondgebied compenseren door een surplus aan reducties in een (of meer) andere lidstaat (lidstaten).

tot de niet-ETS-sector werden dergelijke prijzen ook al opgenomen in de baseline, hoewel ze daar andere waarden hadden.

In het Ref_20/20-scenario bereikt de totale finale energievraag in 2020 opnieuw haar niveau van 2005, terwijl ze in 2030 5% onder dat niveau ligt (vergeleken met 1% in de baseline). Ze bedraagt 38,9 Mtoe in 2020 en 36,5 Mtoe in 2030, tegenover 38,3 Mtoe in 2005. De evolutie over de periode 2005-2030 vertaalt zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van -0,2%.

Figuur 25 en Tabel 12 tonen de evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm.



Het verbruik van alle fossiele energievormen daalt in 2030 ten opzichte van hun niveau in 2005: -18% voor de vaste brandstoffen (steenkol en cokes), -22% voor de aardolieproducten en -7% voor gas (aardgas en afgeleide gassen). In de eerste twee gevallen en gelet op de omvang van de reducties vertaalt die daling van het verbruik zich in een verlies aan marktaandeel. Het relatieve aandeel van de olieproducten (respectievelijk van de vaste brandstoffen) in de finale energievraag daalt van 43% (respectievelijk 5%) in 2005 tot 35% (respectievelijk 4%) in 2030. Ondanks de terugval van gas die weliswaar gematigder is dan die van de overige fossiele energievormen, weet die energiebron haar marktaandeel te handhaven, namelijk 26% in de eindvraag.

Omgekeerd stijgt het verbruik van elektriciteit, hernieuwbare energiebronnen en stoom met respectievelijk 21%, 28% en 193% (nagenoeg een verdriedubbeling voor stoom²⁸) tussen 2005 en 2030. In gemiddelde jaarlijkse groei geeft dat +0,8%, +0,9% en +4,4%. Aldus verhogen die energievormen hun marktaandeel in de finale energievraag. Tussen 2005 en 2030 stijgt het aandeel van elektriciteit van 18% naar 23%, dat van de hernieuwbare energiebronnen van 7% naar 9% en dat van 'gedistribueerde' stoom van 1% naar 3%.

²⁸ Het gaat hier om gedistribueerde warmte/stoom (« distributed heat ») opgewekt in warmtekrachtkoppelingcentrales. Die technologie kent een sterke ontwikkeling tijdens de projectieperiode (zie infra).

De groei van de hernieuwbare energiebronnen kent een gelijkaardig verloop als in de baseline: een toename tot in 2020, gevolgd door een daling in 2030. De hernieuwbare energiebronnen die worden gebruikt in de sectoren van de eindvraag zijn zonne-energie (voor thermische doeleinden), biobrandstoffen en biomassa. Het verbruik van biobrandstoffen stijgt onafgebroken tussen 2005 en 2030. Na een forse toename tussen 2005 en 2020 daalt het verbruik van biomassa echter en blijft dat van thermische zonne-energie vrijwel constant gedurende de periode 2020-2030. Die evolutie wordt verklaard door de daling van de eindvraag naar energie (veroorzaakt door de stijging van de koolstofprijs tijdens de projectieperiode), de toename van (elektrische) warmtepompen en de daling van de hernieuwbare waarde (zie Tabel 11).

Ondanks de aanzienlijke daling van hun verbruik staan de aardolieproducten nog steeds aan de top van de energiemix. Zij vertegenwoordigen nog steeds meer dan een derde van de finale energievraag (13 Mtoe in 2030). Daarna volgen gas en elektriciteit die elk ongeveer een kwart van de eindvraag naar energie voor hun rekening nemen (respectievelijk 9 en 8 Mtoe in 2030). De hernieuwbare energiebronnen vullen bijna 10% in (3 Mtoe in 2030). De laatste in rij zijn de vaste brandstoffen die vooral worden ingezet in de ijzer- en staalnijverheid (1,6 Mtoe in 2030), en stoom (1,3 Mtoe in 2030).

Tabel 12 Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_20/20-scenario

	2005		2020		2030		Wijziging 2005-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Vaste brandstoffen	1962	5%	1829	5%	1571	4%	-391	-20%
Olie	16523	43%	14578	37%	12692	35%	-3831	-23%
Gas	10009	26%	9843	25%	9411	26%	-598	-6%
Elektriciteit	6896	18%	7628	20%	8428	23%	1532	22%
Warmte	428	1%	1220	3%	1255	3%	827	193%
Andere (HEB, afval)	2505	7%	3843	10%	3122	9%	618	25%
Totaal	38323		38940		36480		-1843	-5%

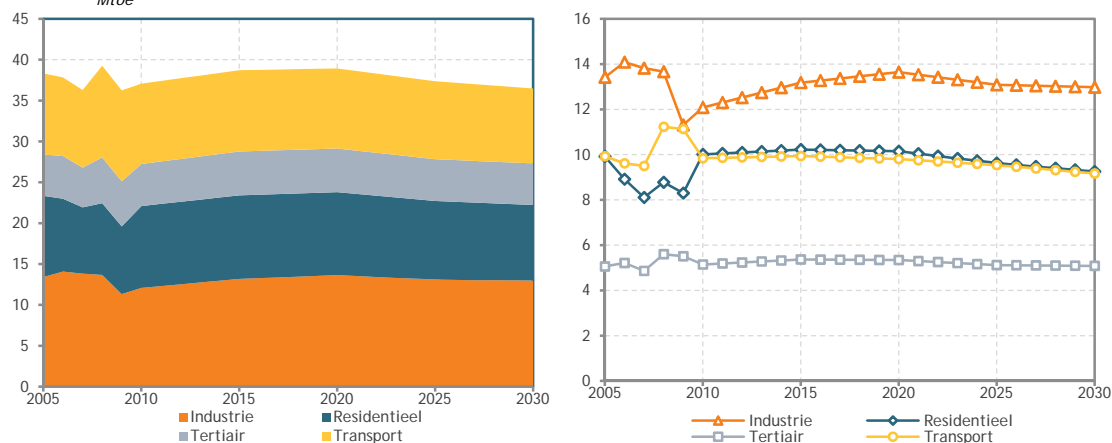
Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen; gas=aardgas en afgeleide gassen.

De sectorale evolutie van de energievraag werpt een bijkomend licht op de hierboven voorgestelde analyse. Zij is samengevat in Figuur 26 en Tabel 13.

Een eerste vaststelling is dat de toepassing van het wetgevend Klimaat-en Energiepakket dat na 2020 wordt gevolgd door striktere broeikasgasemissiereductiedoelstellingen in de Europese Unie de bijdrage van de verschillende sectoren aan de finale energievraag niet fundamenteel wijzigt: de industrie verbruikt iets meer dan een derde van de finale energievraag, de residentiële sector en het vervoer elk een vierde en de tertiaire sector het resterende saldo.

Figuur 26 Sectorale samenstelling van de eindvraag naar energie, Ref_20/20-scenario
Mtoe



Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.
Noot: Statistieken tot 2009; lineaire interpolatie tussen de jaren 2010, 2015, 2020, 2025 en 2030.

Tussen 2005 en 2030 daalt de finale energievraag in alle sectoren, met uitzondering van de tertiaire sector waar ze stabiliseert. Een daling van 3% wordt geraamd in de industrie, van 7% in de residentiële sector en van 8% in het vervoer. Ten opzichte van de baseline in 2030 worden de belangrijkste veranderingen veroorzaakt door het Ref_20/20-scenario genoteerd in de tertiaire en de residentiële sector.

Tabel 13 Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, Ref_20/20-scenario

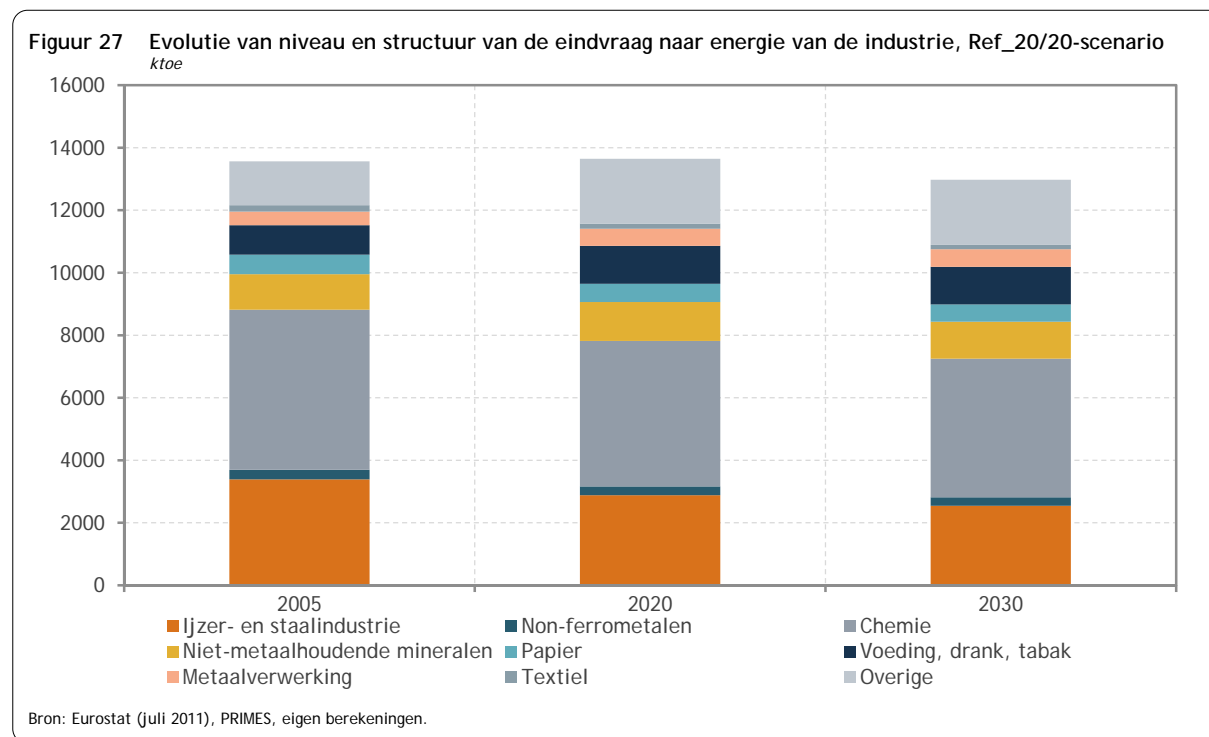
	2005		2020		2030		Variation 2005-2030	
	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	aandeel	ktoe	%
Industrie	13418	35%	13645	35%	12978	36%	-440	-3%
Gezinnen	9920	26%	10149	26%	9253	25%	-667	-7%
Tertiair	5058	13%	5343	14%	5083	14%	25	0%
Transport	9927	26%	9803	25%	9166	25%	-761	-8%
Totaal	38323		38940		36480		-1843	-5%

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

De volgende paragrafen gaan iets dieper in op de sectorale evolutie van de finale energievraag tussen 2005 en 2030 en analyseren met name de ontwikkeling van de energie-intensiteit en de energiekosten in de vier sectoren van de eindvraag.

a. Industrie

Wat betreft de industrie vertaalt het Ref_20/20-scenario zich in een terugval van de eindvraag naar energie met 3% tussen 2005 en 2030 (of een gemiddelde daling met 0,2% per jaar). Dat is de combinatie van een gematigde groei tussen 2005 en 2020 (+1%) en een daling tussen 2020 en 2030 (-5%) als gevolg van de aanzienlijke stijging van de koolstofprijs in de ETS- en niet-ETS-sector tussen beide perioden. De energiemix in de industrie verandert echter niet wezenlijk over de projectieperiode.



In de energiebalansen van Eurostat en in het PRIMES-model wordt de industrie opgedeeld in negen subsectoren: de ijzer- en staalnijverheid, de non-ferrometalen, de chemische industrie, niet-metaalhoudende mineralen, de papierindustrie, voeding, drank en tabak, de metaalverwerkende nijverheid, de textielnijverheid en de overige industrieën. De tendensen die optekenen in de baseline voor de eindvraag in de verschillende subsectoren vinden we ook terug in het Ref_20/20-scenario, namelijk een terugval van het energieverbruik in de ijzer- en staalnijverheid, de non-ferrometalen, de chemische industrie, de papierindustrie en de textielnijverheid in 2030 ten opzichte van 2005 en een groei in de overige subsectoren. Door de hogere koolstofprijzen zijn de verbruiksdalingen (-verhogingen) echter meer uitgesproken (gematigd) in het Ref_20/20-scenario dan in de baseline.

Aangezien de evolutie van de toegevoegde waarde verondersteld wordt identiek te zijn in alle bestudeerde sectoren, vertaalt het Ref_20/20-scenario zich in een daling van de energie-intensiteit²⁹ die meer uitgesproken is dan in de baseline. Zoals Tabel 14 aangeeft, verbetert de globale energie-intensiteit van de industrie met 36% in 2030 ten opzichte van 2005. De grootste progressies tussen 2005 en 2030 worden waargenomen in de chemie (39%) en de papierindustrie (34%).

²⁹ De energie-intensiteit wordt gedefinieerd als de verhouding tussen het finaal energieverbruik en de toegevoegde waarde.

Tabel 14 Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar subsectoren, Ref_20/20-scenario
Index 2005=100

	2020	2030
Industrie	77,1	64,1
IJzer- en staal	90,4	76,2
Non-ferrometalen	88,7	79,3
Chemie	74,6	60,8
Niet-metaalhoudende mineralen	85,0	72,3
Papier	77,8	66,2
Voeding, drank en tabak	92,7	81,4
Metaalverwerking	89,5	78,1
Textiel	86,6	79,8
Overige	97,1	83,6

Bron: PRIMES.

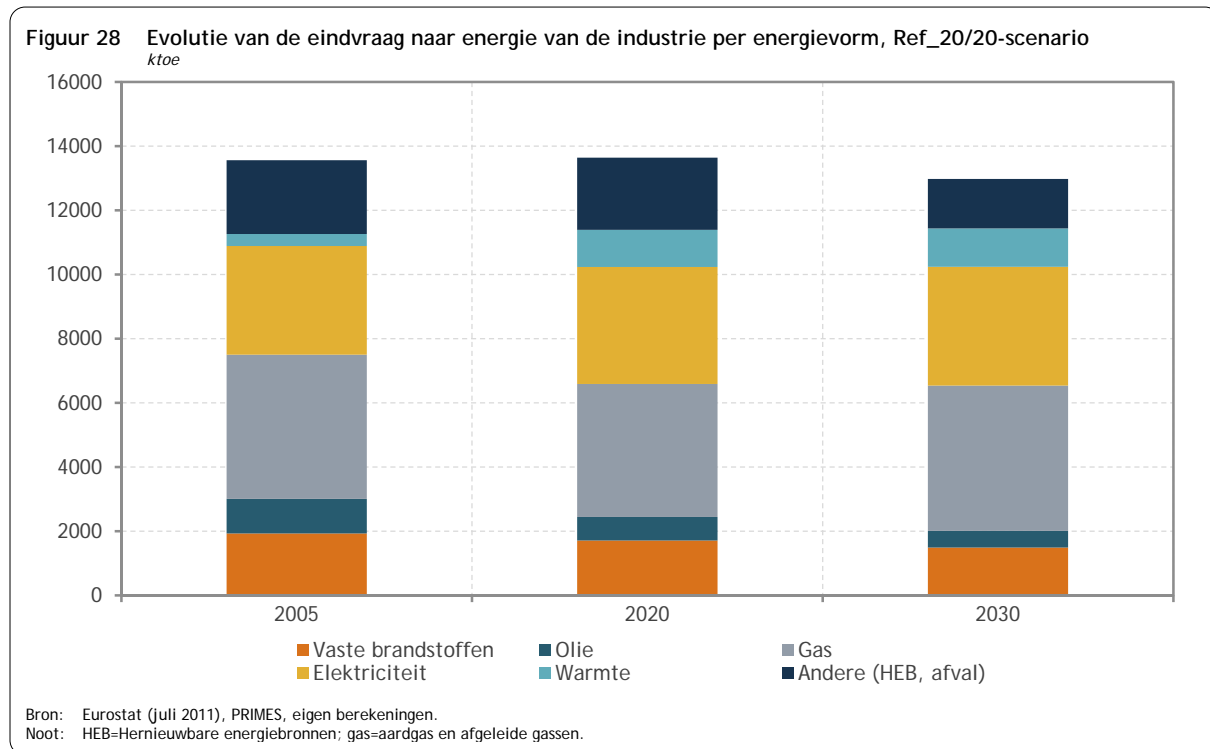
In de ijzer- en staalnijverheid zijn de bijkomende winsten aan energie-intensiteit ten opzichte van de baseline afkomstig van enerzijds een vermindering van de staalproductie door de traditionele hoogovens (-2% in 2030 ten opzichte van de baseline) en anderzijds de verbetering van de energie-efficiëntie van de elektrische boogovens die de lichte toename van de staalproductie via dat laatste procédé meer dan compenseert (+3% in 2030 ten opzichte van de baseline).

In de chemische industrie zijn de bijkomende winsten aan energie-intensiteit ten opzichte van de baseline voornamelijk te danken aan de stijging van de energie-efficiëntie van de basischemie die zeer energie-intensief is en als reactie op de stijging van de energieprijzen haar energieverbruik verder verlaagt.

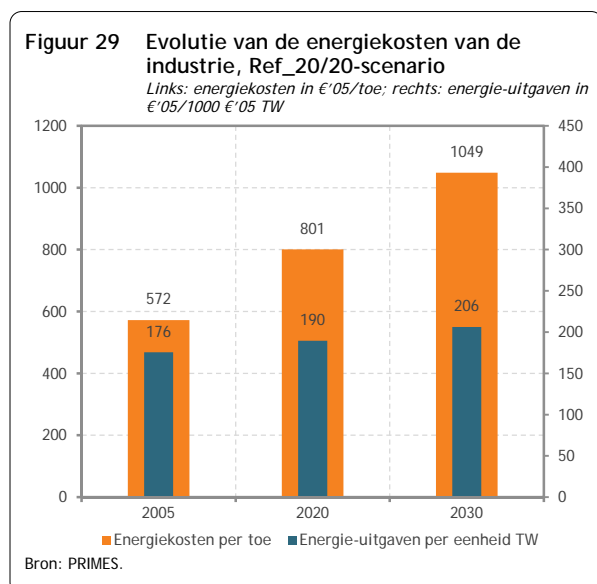
Die verklaring geldt niet alleen voor de overige energie-intensieve subsectoren (non-ferrometalen, de niet-metaalhoudende mineralen en de papierindustrie), maar ook voor de minder energie-intensieve subsectoren.

De evolutie van de energiemix in de industrie wordt weergegeven in Figuur 28. Er doet zich een belangrijke daling voor van het verbruik van de vaste brandstoffen (steenkool en cokes) die voornamelijk in de ijzer- en staalnijverheid worden gebruikt (-19% tussen 2005 en 2030), van aardolieproducten (-43% tussen 2005 en 2030) en van de overige brandstoffen (-32% tussen 2005 en 2030; de daling heeft betrekking op industrieel afval). Het verbruik van aardgas en elektriciteit neemt gestaag toe over de periode 2005-2030 (respectievelijk +1% en +5%). Het verbruik van gedistribueerde warmte/stoom³⁰ geproduceerd in de grote warmtekrachtkoppelingscentrales stijgt spectaculair en is in 2030 drie keer hoger dan in 2005.

³⁰ Ter herinnering: gedistribueerde warmte/stoom of «distributed heat» geproduceerd in grote warmtekrachtkoppelingscentrales wordt gecompabiliseerd op het niveau van de finale energievraag, maar dat geldt niet voor de warmte geproduceerd in de kleinste warmtekrachtkoppelingscentrales ("on site WKK"). In dat geval wordt het verbruik van de inputs die nodig zijn om elektriciteit en warmte te produceren, gecompabiliseerd op het niveau van de finale energievraag.



Om het deel over de industrie af te sluiten, wordt de evolutie van de energiekosten van de industrie in het Ref_20/20-scenario weergegeven in Figuur 29. Deze figuur toont de verandering van de energiekosten per verbruikte toe (linkeras) en de evolutie van de energie-uitgaven³¹ per eenheid toegevoegde waarde (rechteras). De energiekosten omvatten de kosten met betrekking tot de energie-uitrusting (verwarmingsketels, ovens, etc.) en de kosten voor de aankoop van brandstoffen, elektriciteit en, indien van toepassing, stoom.

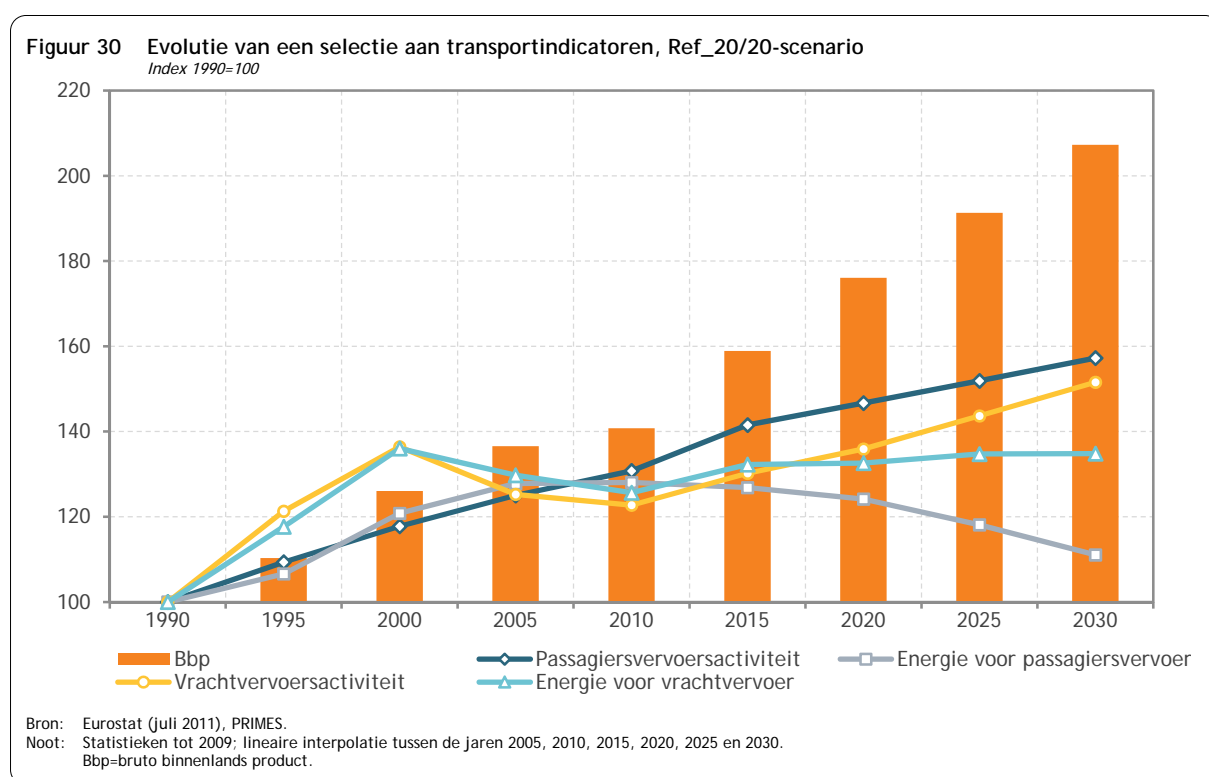


De energiekosten per toe stijgen aanzienlijk tussen 2005 en 2030: +83%. Dat is twee procentpunten meer dan in de baseline, wat wordt verklaard door de verhoging van de koolstofprijzen in de ETS- en de niet-ETS-sector om tegemoet te komen aan de BKG-reductiedoelstellingen in het Ref_20/20-scenario. Ondanks een toename tijdens de periode 2005-2030 (+17%) stijgen de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde minder dan in de baseline (+19%). Dat resultaat illustreert het feit dat de bijkomende daling van het energieverbruik in het Ref_20/20-scenario de bijkomende stijging van de energiekosten per toe meer dan compenseert.

³¹ De energie-uitgaven zijn het product van de energiekosten per toe en het energieverbruik.

b. Transport

Wat transport betreft, zien we dat de eindvraag naar energie afneemt in de periode 2005-2030 a rato van 8%. Tijdens die periode vindt er een ont koppeling plaats tussen de vervoersactiviteit, gemeten in passagierskilometers voor het personenvervoer en in tonkilometer voor het goederenvervoer, en het energieverbruik van de sector. Zoals blijkt uit Figuur 30 is de ont koppeling vooral zichtbaar in het personenvervoer: het aantal passagierskilometer stijgt met 26% tussen 2005 en 2030 terwijl het energieverbruik tijdens dezelfde periode daalt met 13%. Voor het goederenvervoer gaat het respectievelijk om +21% en +4%. Een dergelijke evolutie is toe te schrijven aan een combinatie van factoren, waaronder de toepassing van de verordeningen rond CO₂ voor personenauto's (zoals de verordening 2009/443/EG van het Europees Parlement en de Raad), de hybridisatie van het wagenpark en de extra kosten als gevolg van de toepassing van de 10%-doelstelling voor hernieuwbare energie in transport tegen 2020.



Afgezien van de toename van biobrandstoffen zijn de veranderingen in het energieaanbod in het Ref_20/20-scenario zeer beperkt. Het energieverbruik in transport blijft gedomineerd door olieproducten: 88% in 2030 tegenover 99% in 2005. Dit resultaat moet gezien worden in het licht van de hypothese die stelt dat er geen ontwikkeling is van elektrische voertuigen voor het wegvervoer in het Ref_20/20-scenario, met uitzondering van de niet-herlaadbare hybride voertuigen³². Deze voorwaarde wordt evenwel opgeheven in de aanvullende scenario's die in deel 4.5 onderzocht worden.

Voor het vervoer worden twee kostenindicatoren bepaald. De eerste indicator verwijst naar het personenvervoer en staat voor de brandstofuitgaven (inclusief elektriciteit) per passagierskilometer. De tweede heeft betrekking op het goederenvervoer en geeft dezelfde uitgavencategorie maar per tonki-

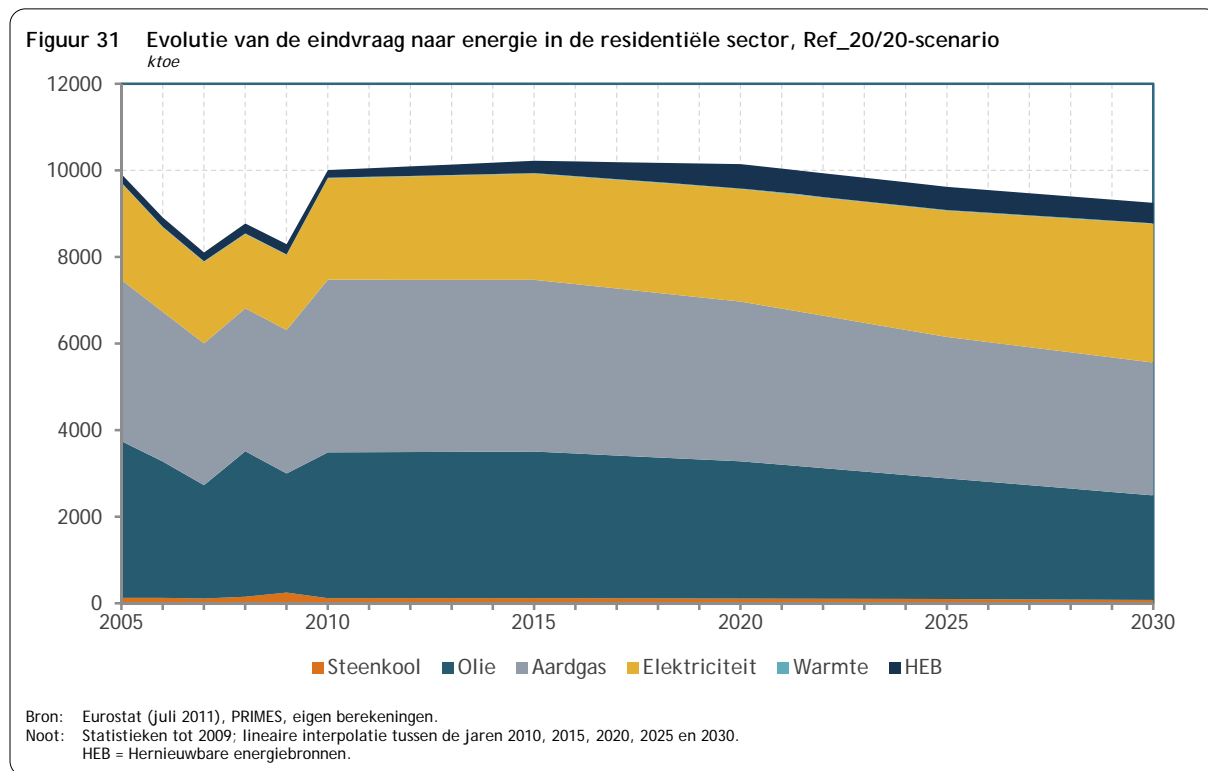
³² "Charge sustained" hybride.

lometer. De brandstofuitgaven in verhouding tot het aantal passagierskilometers stijgen gematigd (+2%) tussen 2005 en 2030 dankzij de verbetering in energie-efficiëntie van de voertuigen, meer specifiek van de privévoertuigen (meer bepaald via de Europese reglementering). In 2020 vertegenwoordigen de niet-herlaadbare hybride voertuigen 8% van de per wagen afgelegde passagierskilometers. In 2030 gaat het om 26%. De brandstofuitgaven per tonkilometer, daarentegen, stijgen fors tijdens dezelfde periode (+27%), vooral als gevolg van de stijgende olieprijsen gezien tot vandaag de dag geen Europese regelgeving bestaat die de energie-efficiëntie van transportmodi voor goederenvervoer tracht te verbeteren zoals dat het geval is bij personenwagens.

In 2030 zijn de brandstofuitgaven in het Ref_20/20-scenario hoger dan die in de baseline. Die stijging is enerzijds het gevolg van het groter aandeel van de biobrandstoffen in het energieverbruik van de sector (12,9% in het Ref_20/20-scenario tegenover 9,3% in de baseline) en anderzijds van de stijging van de koolstofprijs in de ETS-sector, waarvan de luchtvaart deel uitmaakt (45,4 €/tCO₂ in het Ref_20/20-scenario tegenover 39 €/tCO₂ in de baseline).

c. Residentiële sector

Het finaal energieverbruik van de residentiële sector daalt tussen 2005 en 2030 met 7% (of een gemiddelde jaarlijkse daling met 0,3%). De energie-intensiteit van de residentiële sector, gemeten via de verhouding tussen het energieverbruik en het beschikbaar inkomen, verbetert gemiddeld met 1,5% per jaar tijdens dezelfde periode. Dat is meer dan in de baseline (1,2%) en wordt verklaard door de koolstofprijs in de niet-ETS-sector en de bijkomende reglementen (zie 4.1) in het Ref_20/20-scenario die een daling van de energievraag teweegbrengen. De energievraag per inwoner voor woondoeleinden (verwarming, verlichting, etc.) daalt met 17% over de periode 2005-2030.

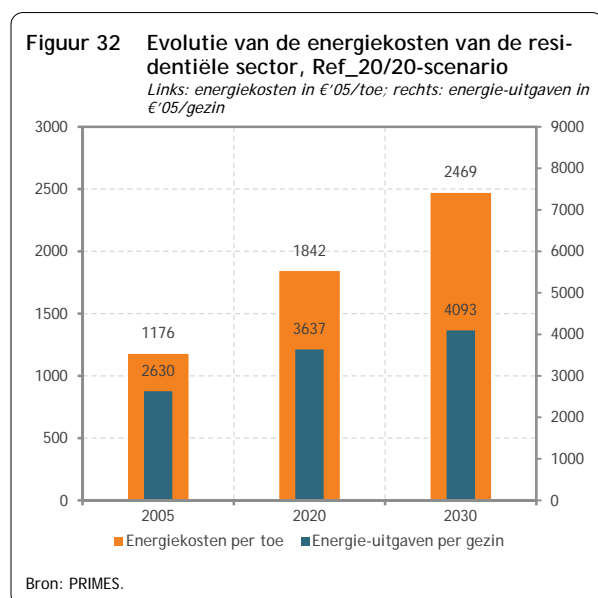


Wat de energiemix betreft, wordt het Ref_20/20-scenario gekenmerkt door een drastische terugval van het gebruik van fossiele energie (-26% tussen 2005 en 2030), een stijging van de elektriciteitsconsumptie (+43% over dezelfde periode) en een sprong voorwaarts van de hernieuwbare energiebronnen, waarvan het gebruik tussen 2005 en 2030 met een factor 2,5 vermenigvuldigt. Ter vergelijking: in de baseline bedroegen die percentages respectievelijk -7%, +26% en +20%.

De terugval van het gebruik van fossiele energiebronnen wordt veroorzaakt door de koolstofprijs in de niet-ETS-sector (waarvan de residentiële sector deel uitmaakt), alsook door de doelstelling inzake hernieuwbare energie. Het gaat zowel om de olieproducten – vooral stookolie voor verwarming – (-33% tussen 2005 en 2030) als om aardgas (-18%) en steenkool (-39%). Die laatste energiebron vormt slechts een klein deel van de eindvraag naar energie van de gezinnen (ongeveer 1%). In termen van marktaandeel vertegenwoordigen de olieproducten nog 26% van de finale energievraag van de sector in 2030 (tegenover 36% in 2005), aardgas 33% (tegenover 38% in 2005).

Het elektriciteitsverbruik neemt daarentegen aanzienlijk toe (van zowat 26 TWh in 2005 naar 37 TWh in 2030, of +43%), zelfs meer dan in de baseline (33 TWh in 2030) en dit voornamelijk omwille van de grote toename van de warmtepompen voor verwarming van gebouwen en sanitair water. Zo stijgt de elektriciteitsvraag van de gezinnen over de periode 2005-2030 met gemiddeld 1,4% per jaar tegenover 0,9% in de baseline. Per gezin bedraagt de stijging 16% tussen 2005 en 2030. In 2030 bedraagt het gemiddeld elektriciteitsverbruik per gezin ongeveer 6 600 kWh (tegenover 5 700 kWh in 2005).

Wat de hernieuwbare energiebronnen betreft, is het energieverbruik van de residentiële sector hoofdzakelijk afkomstig van biomassa en zonne-energie³³. Het verbruik van biomassa (hout, pellets, etc.) stijgt met 15% tijdens de periode 2005-2030, terwijl het gebruik van zonne-energie honderd keer groter wordt. In 2030 overstijgt die laatste energievorm zelfs het verbruik van biomassa: 250 ktoe tegenover 220 ktoe. In verhouding tot het energieverbruik voor de verwarming van sanitair water zou zonne-energie in 2030 ongeveer een vierde van de behoefte dekken.



Ten slotte is het interessant de evolutie te onderzoeken van de energiekosten per verbruikte toe in de residentiële sector en die van de energie-uitgaven per gezin.

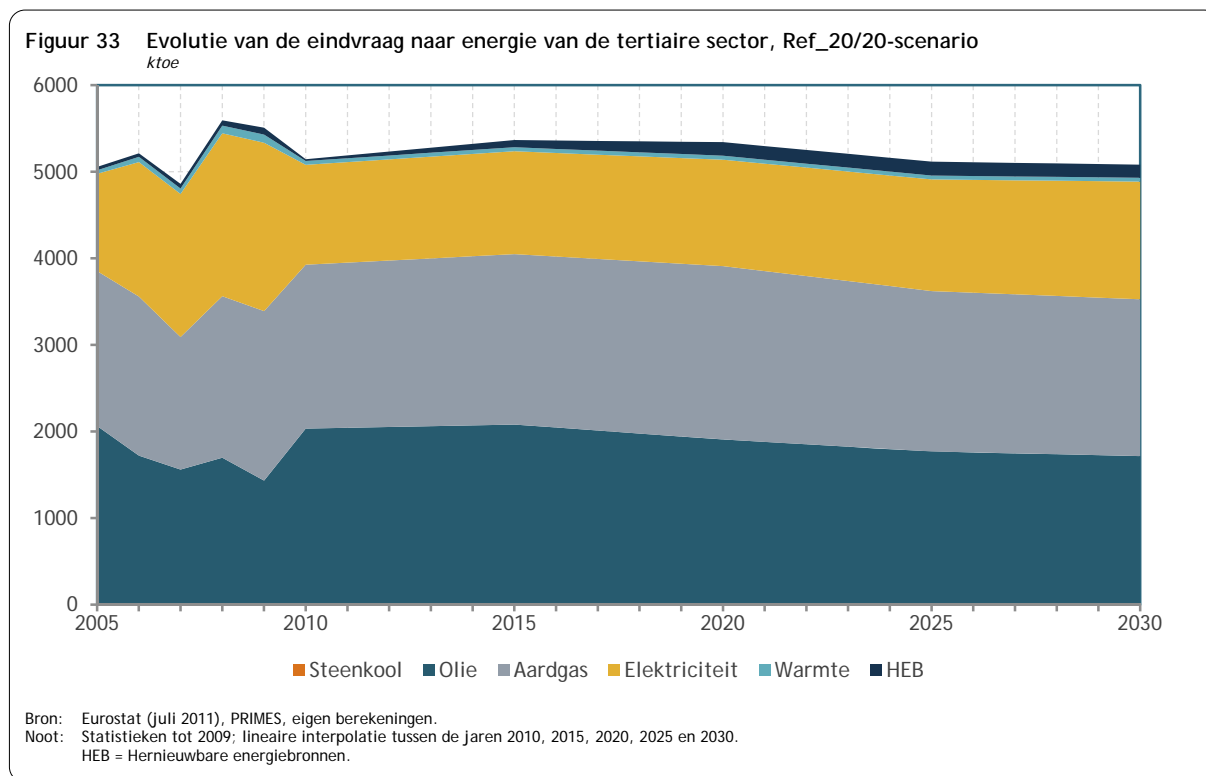
De energiekosten per verbruikte toe stijgen met 110% over de periode 2005-2030 (tegenover 83% in de baseline). De toepassing van het Klimaat- en Energiepakket heeft dus als gevolg dat de eenheidskost voor energie stijgt. Door de daling van het energieverbruik geïnitieerd door het pakket zijn de energie-uitgaven per gezin in 2030 slechts 5% hoger dan in de baseline. In het Ref_20/20-scenario worden de energie-uitgaven

³³ Bij conventie (energiebalansen van Eurostat) wordt enkel thermische zonne-energie in aanmerking genomen als 'hernieuwbaar' in de residentiële sector. Voor elektriciteit die wordt geproduceerd via fotovoltaïsche zonnepanelen is dat niet het geval; die valt onder de rubriek 'Saldo omzettingen en statistische overboekingen' in de energiebalansen.

per gezin geraamd op €4100 in 2030, of een stijging van 56% over 25 jaar, zonder inflatie.

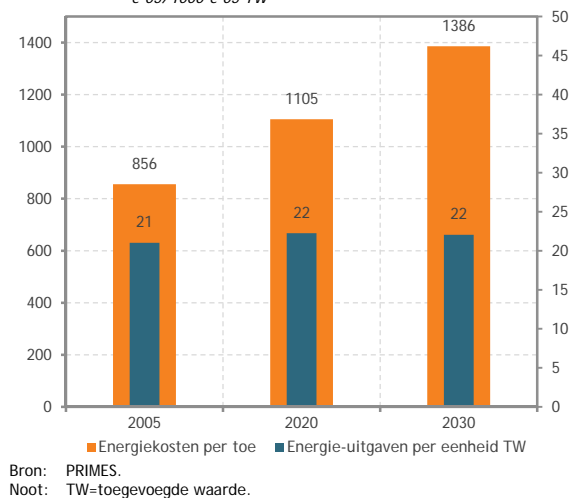
d. Tertiaire sector

De tertiaire sector is de enige sector van de eindvraag waarvan het energieverbruik in 2030 niet onder het niveau van 2005 daalt. Die evolutie is opmerkelijk gegeven de groei van de economische activiteit van de sector: de toegevoegde waarde stijgt met gemiddeld 1,7% per jaar over de periode 2005-2030.



Zoals blijkt uit Figuur 33 is de evolutie van de energiemix in de tertiaire sector zeer vergelijkbaar met die in de residentiële sector: een dalend verbruik van olieproducten (-17% tussen 2005 en 2030) en een stijging van het elektriciteitsverbruik (+21%) en de hernieuwbare energiebronnen (vermenigvuldigd met iets minder dan 20). De enige uitzondering is aardgas, waarvan het verbruik in 2030 vergelijkbaar is met dat van 2005 (+1% over 25 jaar) en het marktaandeel dus gehandhaafd blijft. In 2030 is de verdeling van de finale energievraag van de tertiaire sector als volgt: 36% aardgas, 34% aardolieproducten, 27% elektriciteit en 3% hernieuwbare energiebronnen.

Figuur 34 Evolutie van de energiekosten van de tertiaire sector, Ref_20/20-scenario
 Links: energiekosten in €'05/toe; rechts: energie-uitgaven in €'05/1000 €'05 TW



Figuur 34, ten slotte, toont de evolutie van de energiekosten per verbruikte toe (linkeras) en de energiekosten per eenheid toegevoegde waarde (rechteras).

Opnieuw stijgen de energiekosten per verbruikte toe gevoelig tussen 2005 en 2030 (+62%), terwijl de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde slechts gematigd toenemen (+5%). Die laatste indicator houdt rekening met de reactie van de consumenten op de koolstofprijs in de niet-ETS-sector, wat zich vertaalt in een daling van het energieverbruik die de stijging van de energiekosten per verbruikte toe grotendeels compenseert.

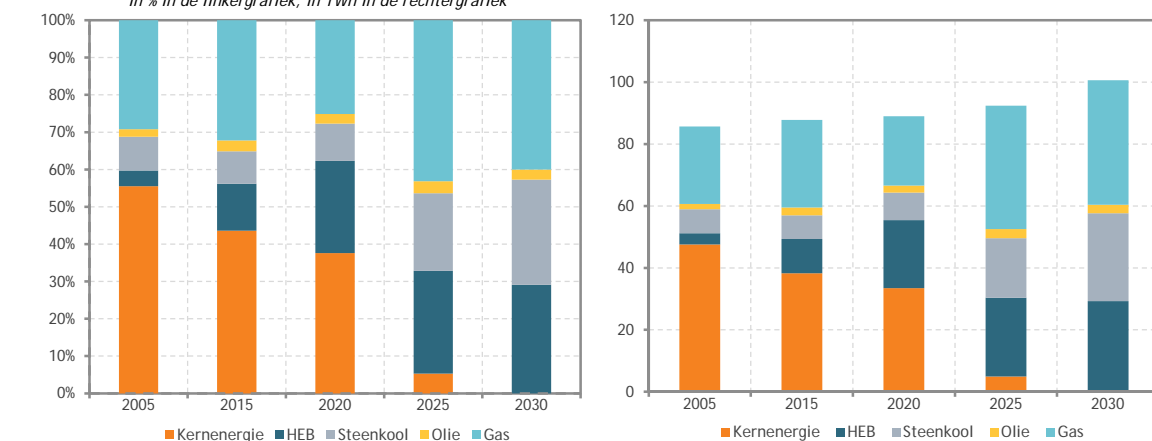
4.2.2. Elektriciteitsproductie

De elektriciteitsproductie is nauw verbonden met de evolutie van de finale elektriciteitsvraag zoals beschreven in de voorgaande paragrafen. De bruto-elektriciteitsproductie volgt de finale elektriciteitsvraag, abstractie gemaakt van de uitwisselingen met het buitenland. Die laatste component wordt immers op exogene manier bepaald en wordt verondersteld niet af te hangen van het bestudeerde scenario. In 2020 is de netto-elektriciteitsinvoer het dubbele van de netto-invoer in 2005 (11,6 TWh tegenover 6,3 TWh in 2005). In 2030 neemt hij verder toe tot 13,6 TWh.

De bruto-elektriciteitsproductie groeit met gemiddeld 0,6% per jaar tussen 2005 en 2030. Ter herinnering: het jaarlijks groeitempo van de finale elektriciteitsvraag bedraagt gemiddeld 0,8% over dezelfde periode. De bruto-elektriciteitsproductie bedraagt 89 TWh in 2020 en ongeveer 100 TWh in 2030.

Figuur 35 illustreert de respectievelijke aandelen van de verschillende energievormen in de elektriciteitsproductie over de periode 2005-2030.

Figuur 35 Aandeel van de verschillende brandstoffen in de bruto-elektriciteitsproductie, Ref_20/20-scenario
 in % in de linkergrafiek, in TWh in de rechtergrafiek



Bron: Eurostat, PRIMES.
 Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen, gas=aardgas en afgeleide gassen.

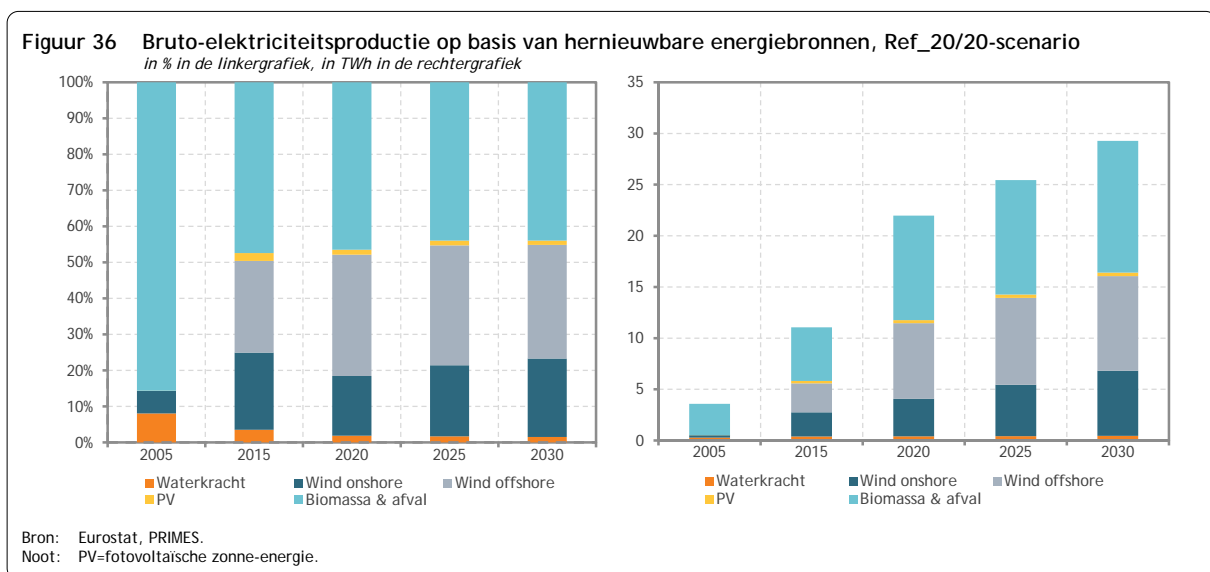
Zoals reeds het geval was in de baseline, heeft de geleidelijke sluiting van de kerncentrales volgens het in de wet van 2003 bepaalde tijdsschema een belangrijke impact op de structuur van het productiepark. Daarbovenop is er in het Ref_20/20-scenario een HEB-doelstelling die een invloed heeft op het aandeel van HEB in de productie van elektriciteit. De koolstofprijs in de ETS-sector speelt ten slotte ook een rol in de bepaling van de optimale energiemix (in termen van kosten) van die sector. In dat opzicht moet eraan herinnerd worden dat in 2020 de koolstofprijs in de ETS-sector in het Ref_20/20-scenario minder hoog is dan in de baseline, maar na 2020 sneller stijgt waardoor op lange termijn het aandeel van steenkool daalt ten opzichte van de baseline.

In 2020 is de elektriciteitsproductie als volgt verdeeld over de verschillende energievormen: 38% kernenergie, 25% HEB, 25% gas (voornamelijk aardgas), 10% steenkool en 2% olieproducten.

In 2030 ziet de verdeling er als volgt uit: 40% gas, 29% HEB, 28% steenkool en 3% olieproducten.

De olieproducten worden hoofdzakelijk gebruikt in de piekeenheden. In 2030 is het merendeel van de nieuwe steenkoolcentrales uitgerust met systemen voor CO₂-opvang.

Figuur 36 legt de nadruk op de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen.



De HEB-doelstelling in 2020 heeft een onmiskenbare impact op de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie op basis van HEB tijdens de komende tien jaar. Daarom legt de volgende analyse zowel de nadruk op het jaar 2020 als op 2030.

De bruto-elektriciteitsproductie op basis van HEB bedraagt 22 TWh in 2020 en 29 TWh in 2030. De productie in de waterkrachtcentrales³⁴ neemt weinig toe tijdens de projectieperiode. Die evolutie weerspiegelt een reeds grotendeels benut hydraulisch potentieel. De productie op basis van fotovoltaïsche zonnepanelen neemt toe, maar blijft eerder bescheiden (minder dan 1 TWh over de projectieperiode). Die evolutie strookt niet helemaal met de meest recente statistieken noch met het huidige promotiebeleid van de gewesten. Deze informatie was echter niet beschikbaar of voorspelbaar op het ogenblik dat de scenario's werden gesimuleerd. Toch stellen we vast dat de voor de fotovoltaïsche

³⁴ Afgezien van de pompcentrales.

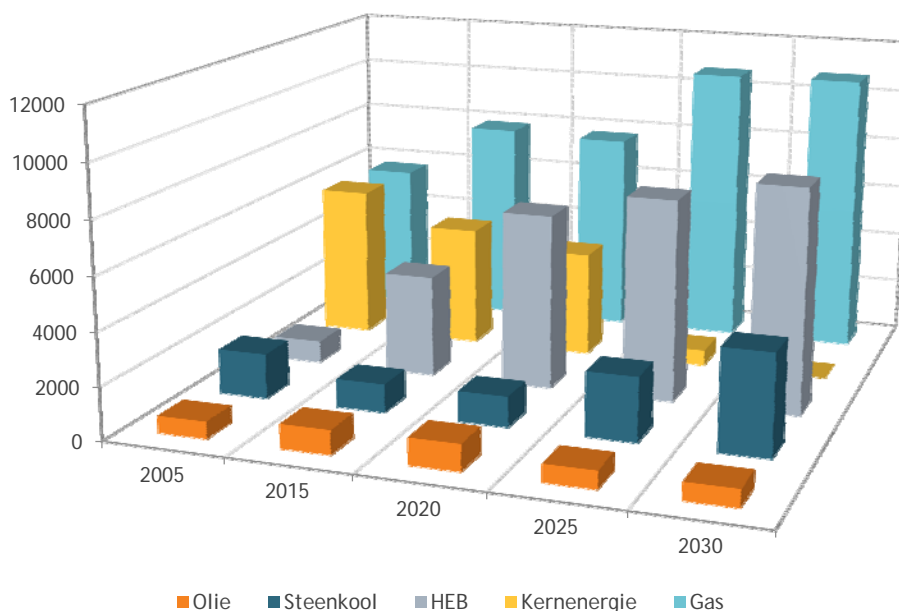
zonne-energie geraamde productieniveaus heel wat lager uitvallen dan die voor windenergie en biomassa (10 tot 15 TWh). De onderwaardering van de elektriciteitsproductie op basis van zonne-energie tegen 2020 leidt bijgevolg niet tot een fundamentele wijziging (ceteris paribus) van de energiemix voor de elektriciteitsproductie op basis van HEB.

Figuur 36 toont het belang van biomassa en windenergie om in 2020 de HEB-doelstelling te verwezenlijken. Die HEB blijven overheersend naar de horizon 2030 toe. In 2020 dekt windenergie 50% van de elektriciteitsproductie op basis van HEB (twee derde worden offshore verzekerd, het andere derde onshore) en biomassa 47%. In 2030 gaat het respectievelijk om 53% en 44%; de offshore vertegenwoordigt deze keer 60% van de windenergie en de onshore 40%.

Hierna volgt een analyse van de evolutie van de elektriciteitssector vanuit de invalshoek van de productiecapaciteit en de investeringen die nodig zijn om de hierboven beschreven productieniveaus te behalen.

De (netto)capaciteit van de elektriciteitsproductie wordt geraamd op 20,6 GW in 2020 en 23,8 GW in 2030. In 2005 bedroeg zij 14,7 MW. Er moet worden opgemerkt dat de toename in productiecapaciteit (+40% tussen 2005 en 2020; +62% tussen 2005 en 2030) aanzienlijk hoger is dan de stijging van de productie als dusdanig (+4% tussen 2005 en 2020; +17% tussen 2005 en 2030). Dat resultaat is toe te schrijven aan de daling van de gemiddelde gebruiksratio³⁵ van de elektriciteitsproductiecapaciteit (zie Tabel 15) die zelf het gevolg is van de sterke groei van de capaciteit die gebaseerd is op intermitterende HEB (wind- en zonne-energie). Die productie-eenheden hebben namelijk 'back-up'-capaciteit nodig wanneer er geen productie is door gebrek aan wind of zon.

Figuur 37 Evolutie van de netto-geïnstalleerde capaciteit, Ref_20/20-scenario
MW



Bron: Eurostat, PRIMES.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen, gas=aardgas en afgeleide gassen.

³⁵ De gemiddelde gebruiksratio van het elektriciteitsproductiepark wordt berekend als de ratio productie op geïnstalleerde capaciteit x 8760 uren.

Figuur 37 toont de evolutie van de productiecapaciteit per gebruikte energievorm. De nucleaire capaciteit neemt geleidelijk af volgens het tijdsschema van de toepassing van de wet van 2003. De sluiting start in 2015 met de drie oudste kernreactoren (Doel 1&2 en Tihange 1, of ongeveer 1 800 MW) en eindigt eind 2025. Om de daling van die basisproductiecapaciteit te compenseren, wordt in een eerste fase een toename waargenomen van de productiecapaciteit op basis van gas (+2 000 MW tussen 2005 en 2020) die daarna aangevuld wordt met een toename van de productiecapaciteit op basis van steenkool (+2 700 MW tussen 2020 en 2030 voor de eenheden op steenkool en +3 000 MW voor de gascentrales). De aardgascentrales zijn vooral stoom- en gascentrales (STEG). De nieuwe steenkoolcentrales zijn superkritische centrales of centrales met geïntegreerde steenkoolvergassing. Die laatste technologie is verkieslijk wanneer de centrales zijn uitgerust met CCS, wat het geval is voor zowat 1 400 MW aan nieuwe productiecapaciteit in 2030. De capaciteit van de centrales die olieproducten verbranden, evolueert weinig tijdens de projectieperiode. Die centrales waarborgen vooral de piekproductie (maar ze zijn niet de enige). De figuur toont ten slotte de spectaculaire groei van de productiecapaciteit op basis van HEB als gevolg van de HEB-doelstelling van 13% in 2020 (in termen van bruto finaal energieverbruik). In 2020 verhoogt de in 2005 geïnstalleerde capaciteit (ongeveer 800 MW) met ietsje minder dan 6 000 MW. Tussen 2020 en 2030 stijgt die capaciteit verder met ongeveer 1 800 MW extra.

Tegen 2030 zal er dus in nieuwe productiecapaciteit geïnvesteerd moeten worden om te voldoen aan de groeiende elektriciteitsvraag (gemiddeld +0,8% per jaar tussen 2005 en 2030), maar ook om de verouderde of krachtens de wet van 2003 gesloten centrales te vervangen. Men schat dat tegen 2030 elk jaar gemiddeld 850 MW aan nieuwe capaciteit zal moeten worden bijgebouwd. Dat is een gemiddelde; een meer diepgaande analyse toont aan dat de periode 2020-2025 de meest kritieke is met de sluiting van ongeveer 4 000 MW aan kernenergie. Na 2015 zal het investeringstempo ongetwijfeld hoger moeten liggen dan dit gemiddelde. In monetaire termen worden de investeringen die tegen 2030 nodig zijn, geraamd op ongeveer 21 miljard euro: 8 miljard euro (euro van 2005) tegen 2020 en 13 miljard euro (euro van 2005) over de periode 2020-2030.

Tabel 15 vervolledigt de beschrijving van de evolutie van de elektriciteitsproductie en van de geïnstalleerde capaciteit met enkele indicatoren die een grondigere analyse van de sector toelaten.

Het gemiddeld rendement van de thermische productie stijgt en bedraagt 46,4% in 2030 tegenover 40,5% in 2005. Die evolutie weerspiegelt het hogere omzettingsrendement van gas- en (superkritische) steenkoolcentrales. De gemiddelde gebruiksratio daarentegen neemt aanzienlijk af als gevolg van het groeiend aandeel van intermitterende HEB in het elektriciteitsproductiepark (zie supra).

Tabel 15 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_20/20-scenario

	2005	2020	2030
Gemiddeld rendement van de thermische productie (%)	40,5	42,1	46,4
Gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (%)	63,6	47,4	44,8
Aandeel van de netto-invoer van elektriciteit (%)	6,9	11,5	11,9
Elektriciteit op basis van warmtekrachtkoppelingcentrales ⁽¹⁾	8,8	19,4	17,3
Elektriciteit op basis van HEB (%) ⁽¹⁾	4,2	24,7	29,1
Elektriciteit opgewekt in CCS-centrales (%) ⁽¹⁾	0,0	0,0	17,2
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14,7	20,6	23,8
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh)	230	181	232

Bron: PRIMES.

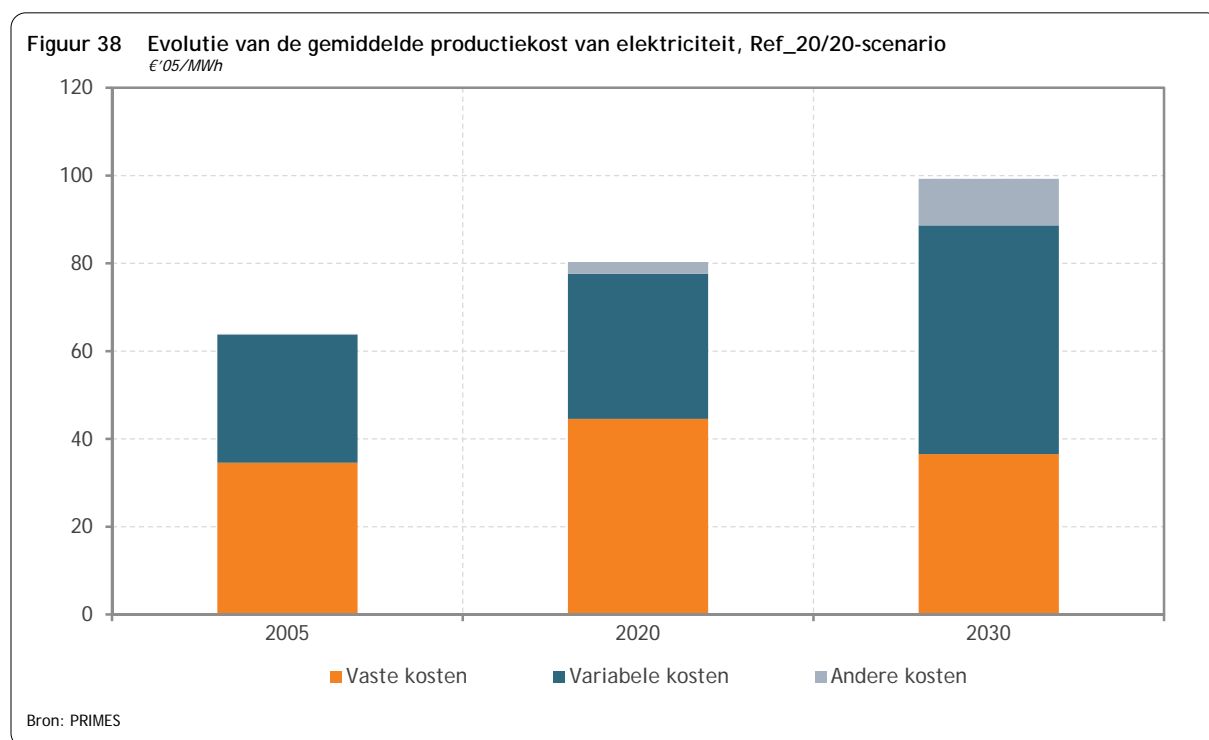
Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen; CCS=carbon capture and storage.

⁽¹⁾: in % van de bruto-elektriciteitsproductie.

De gehanteerde hypothese voor de evolutie van de netto-elektriciteitsinvoer is terug te vinden in de indicator die het aandeel van de invoer in het totale elektriciteitsaanbod weergeeft. Tussen 2005 en 2030 verdubbelt dit aandeel bijna en bedraagt op het einde van de periode ongeveer 12%.

Tabel 15 toont eveneens de evolutie van de elektriciteitsproductie in de warmtekrachtkoppelingcentrales, in CCS-centrales en op basis van hernieuwbare energiebronnen, aangezien die technologische opties een antwoord bieden op de beperkingen inzake broeikasgasemissies en/of HEB die in het Ref_20/20-scenario worden onderzocht. Het aandeel van elektriciteitsproductie dat wordt opgewekt in warmtekrachtkoppelingcentrales (zowel op basis van aardgas als biomassa) stijgt van ongeveer 9% in 2005 tot iets meer dan 17% in 2030. De productie op basis van HEB maakt een spectaculaire sprong: zij vertegenwoordigt een kwart van de bruto-elektriciteitsproductie in 2020 en bijna 30% in 2030. De CCS-technologie doet haar intrede in het productiepark, maar slechts na 2025. Tegen dan dekt de elektriciteitsproductie door CCS-centrales 17% van de totale productie³⁶.

De koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie weerspiegelt de evolutie van de energiemix en van de hierboven beschreven technologieën. In 2020 daalt de koolstofintensiteit ten opzichte van 2005 ondanks de sluiting van drie kernreactoren als gevolg van de forse toename van de HEB. Na 2020 begint de koolstofintensiteit terug te stijgen tot een niveau dat vergelijkbaar is met dat van 2005, daar fossiele energiebronnen (aardgas en steenkool) kernenergie gaan vervangen (de vier laatste kernreactoren sluiten tussen 2020 en 2025) en de ontwikkeling van HEB en CCS die stijging niet kan compenseren.



³⁶ Dit komt overeen met een totale (gecumuleerde) opgevangen hoeveelheid CO₂-emissies in 2030 die zich ergens bevindt tussen 8,9 en 26,8 Mt CO₂-eq. Jaarlijks valt de opgevangen hoeveelheid emissies ruim binnen de opslagcapaciteitsschattingen voor België zoals geponoerd in (Piessens et al., 2008).

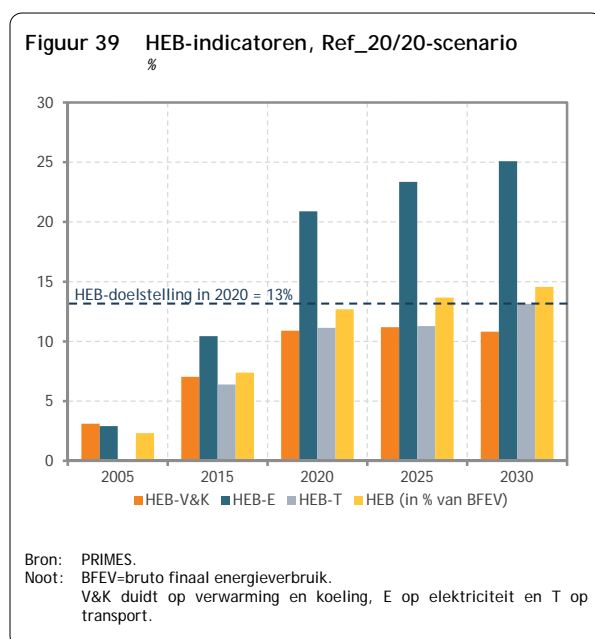
Laatste onderdeel van de elektriciteitssectoranalyse zijn de kosten opgelopen om elektriciteit te genereren. In dit onderdeel buigen we ons meer specifiek over de gemiddelde productiekost, of het totaal van de opgelopen kosten gedeeld door de elektriciteitsproductie. Het is mogelijk deze gemiddelde productiekost op te delen in 3 componenten: vaste, variabele en andere kosten. De vaste kosten behelzen de jaarlijkse kapitaalkost en de vaste kosten voor operatie en onderhoud. De variabele kosten verenigen dan 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 andere kosten zijn de kosten voor de aankoop van emissiequota op de daartoe bestemde veilingen.

De gemiddelde productiekost stijgt met 55% over de periode 2005-2030 en bedraagt dan ongeveer 100 €/MWh (tussen 2005 en 2020 stijgt de kost met 26%). Die evolutie vertaalt zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van 1,5% (resp. 2,1%) over de periode 2005-2020 (resp. 2020-2030). Tussen 2005 en 2020 dragen vooral de vaste kosten bij tot de stijging van de gemiddelde productiekost; zij groeien met 29%, terwijl de variabele kosten slechts met 13% toenemen. Die evolutie is het gevolg van de forse toename van de HEB die leiden tot hogere vaste kosten, maar lagere kosten voor de aankoop van brandstoffen aangezien deze enkel biomassa betreffen.

Tussen 2020 en 2030 is de situatie omgekeerd. De vaste kosten per geproduceerde MWh dalen met 18%, terwijl de variabele kosten stijgen met 58%. Die periode wordt gekenmerkt door grote investeringen in productie-eenheden op basis van aardgas en steenkool. Dat leidt tot een snelle stijging van de kosten voor de aankoop van fossiele brandstoffen waarvan de internationale prijzen fors klimmen tijdens de projectieperiode. De aankoop van emissierechten, ten slotte, doet de gemiddelde productiekost eveneens toenemen. In 2030 vertegenwoordigt die aankoop 10% van de gemiddelde productiekost, tegenover slechts 3% in 2020.

4.2.3. Hernieuwbare energiebronnen

Door constructie houdt het Ref_20/20-scenario rekening met de toepassing van de HEB-richtlijn (2009/28/CE) en bijgevolg de Belgische HEB-doelstellingen van 13% in het bruto finaal energieverbruik (BFEV) en 10% in transport in 2020, rekening houdend met de mogelijkheid voor België om een beroep te doen op de samenwerkingsmechanismen (zie supra). Onderstaande figuur toont de evolutie van het aandeel HEB in het BFEV tot 2030 in het Ref_20/20-scenario ten opzichte van de 13%-doelstelling in 2020. Ze toont ook de ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen volgens de drie toepassingen uit de HEB-richtlijn, nl. verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteitsproductie (HEB-E) en transport (HEB-T).



Het aandeel hernieuwbare energiebronnen in het bruto finaal energieverbruik bedraagt 12,7% in 2020 en 14,6% in 2030, of respectievelijk 5 en 4 procentpunten meer dan in de baseline. In 2020 wordt het verschil tussen de 13%-doelstelling en het percentage van 12,7% gerealiseerd via samenwerkingsmechanismen. Het aandeel HEB voor verwarming en koeling³⁷ stijgt aanzienlijk tot 2020 (10,9% in 2020, tegenover 3,1% in 2005) om vervolgens te stabiliseren tussen 2020 en 2030. Het aandeel HEB in het bruto finaal elektriciteitsverbruik bedraagt ongeveer 21% in 2020 (tegenover 2,9% in 2005), blijft daarna stijgen en bereikt 25% in 2030. Het aandeel HEB in transport, ten slotte, bedraagt 11% in 2020, of een procentpunt meer dan de doelstelling in 2020, en 13% in 2030.

In absolute termen vertegenwoordigen de HEB 5 Mtoe in 2020 en 5,5 Mtoe in 2030 (vergeleken met 0,9 Mtoe in 2005). De relatief gematigde groei tussen 2020 en 2030 is toe te schrijven aan het feit dat het Ref_20/20-scenario na 2020 geen versterking van het ontwikkelingsbeleid voor HEB voorziet ten opzichte van hetgene beschreven in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. In 2020 is het gebruik van HEB als volgt verdeeld: 47% HEB-V&K, 35% HEB-E en 18% HEB-T. In 2030 is die verdeling gewijzigd door de belangrijke ontwikkeling van HEB in de elektriciteitsproductie en het status-quo voor HEB-V&K: 37% HEB-V&K, 45% HEB-E en 18% HEB-T.

4.2.4. Energiebevoorrading

De hierboven beschreven evoluties in de sectoren van de eindvraag en de elektriciteitssector hebben een impact op de energiebevoorrading van het land die voorgesteld wordt door de indicator "bruto binnenlands verbruik" (bbv). Het bruto binnenlands verbruik omvat namelijk de energieproductie op Belgisch grondgebied en de netto-invoer van energie.

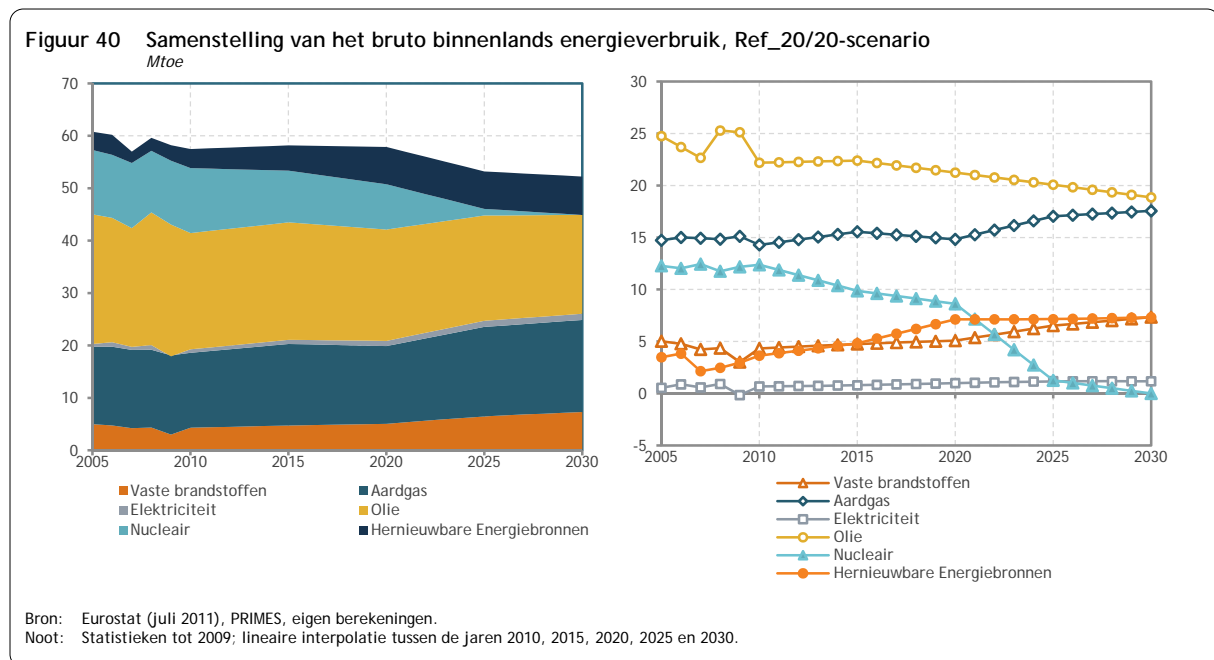
Figuur 40 toont dat het bruto binnenlands verbruik, na de daling veroorzaakt door de financieel-economische crisis tussen 2005 en 2010, zich stabiliseert rond 58 Mtoe over de periode 2010-2020 en vervolgens gestaag afneemt tot ongeveer 52 Mtoe in 2030, of 14% onder het niveau van 2005. De evolutie over de periode 2005-2030 komt neer op een gemiddelde jaarlijkse groei van -0,6%.

De evolutie van de samenstelling van het bbv weerspiegelt de veranderingen die in de voorgaande delen reeds geïdentificeerd werden, nl. een terugval in het verbruik van olieproducten die voornamelijk gebruikt worden in transport (-24% tussen 2005 en 2030), het geleidelijk verdwijnen van kernenergie krachtens de wet van 2003, de regelmatige aangroei van de hernieuwbare energiebronnen (+110%), de stabiliteit van het verbruik van aardgas en vaste brandstoffen –voornamelijk steenkool– tot 2020

³⁷ Het aandeel HEB-V&K zoals berekend door het PRIMES-model onderwaardeert eigenlijk het werkelijke aandeel, daar PRIMES de HEB-V&K op basis van warmtepompen niet in rekening brengt.

gevolgd door een groei tussen 2020 en 2030. In 2030 ligt het bruto binnenlands verbruik van steenkool (resp. aardgas) 46% (resp. 19%) hoger dan in 2005.

Die evolutie in twee fasen voor steenkool en aardgas wordt als volgt verklaard. Tussen 2010 en 2020 wordt de daling van het verbruik van beide fossiele energiebronnen in de sectoren van de finale vraag praktisch integraal gecompenseerd door een toename in het gebruik van aardgas en, in mindere mate, steenkool in de productie van elektriciteit. Na 2020 zal de sluiting van het merendeel van de kerncentrales die tweede trend versterken, zodat het netto-effect een stijging is van het verbruik van aardgas en steenkool.



Het bruto binnenlands elektriciteitsverbruik in de figuur vertegenwoordigt de netto-invoer van elektriciteit. Haar evolutie is exogeen en verandert niet naargelang het scenario (zie 4.2.2).

De samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik wordt slechts in geringe mate gewijzigd door de toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. De belangrijkste verandering is de verhoging van het aandeel hernieuwbare energiebronnen: van 10% in de baseline in 2030 naar 14% in het Ref_20/20-scenario. Die evolutie gaat ten koste van enerzijds de vaste brandstoffen en de olieproducten die beide een procentpunt verliezen in 2030 vergeleken met de baseline, aardgas anderzijds dat er met twee procentpunten op achteruitgaat.

Onderstaande tabel vervolledigt de beschrijving van de evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik met die van indicatoren als het primair energieverbruik, de energie-intensiteit van het bbp, het bbv per inwoner en de invoerafhankelijkheid.

Tabel 16 Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, Ref_20/20-scenario

	2005	2020	2030	05//20	05//30
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	60,8	57,9	52,3	-0,3	-0,6
Vaste brandstoffen (%)	8,3	8,8	14,0		
Olie (%)	40,7	36,7	36,1		
Aardgas (%)	24,2	25,6	33,6		
Nucleaire energie (%)	20,2	14,9	0,0		
Elektriciteit (%)	0,9	1,7	2,2		
Andere (HEB, afval) (%)	5,7	12,3	14,0		
Primair energieverbruik (Mtoe)	53,3	48,6	42,7	-0,6	-0,9
Energie-intensiteit van het bbp (toe per M€)	201,3	148,6	114,0	-2,0	-2,2
bbv/capita (toe per inwoner)	5,8	5,1	4,4	-0,9	-1,1
Invoerafhankelijkheid (%)	78,2	76,9	88,9		

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: Elektriciteit=netto-invoer van elektriciteit; // = gemiddelde jaarlijkse groeivoet; M=Mega=miljoen.

Het primair energieverbruik wordt berekend door van het bruto binnenlands verbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Dit primair energieverbruik daalt gemiddeld met 0,6% per jaar tussen 2005 en 2020 en met 0,9% tussen 2005 en 2030. Het primair energieverbruik is de indicator die gebruikt wordt in het kader van de Europese doelstelling van 20% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020. Deze doelstelling is evenwel indicatief en wordt als dusdanig niet opgenomen in het wettelijk Klimaat- en Energiepakket van juni 2009 waarvan de impact in dit hoofdstuk wordt bestudeerd. In het Nationaal Hervormingsprogramma voor België (NHP, 2011) dat op 15 april 2011 bij de Europese Commissie werd ingediend, werd door België een energie-efficiëntiedoelstelling van 18% vooropgesteld tegen 2020. Dit objectief stemt overeen met een daling van het primair energieverbruik van 9,8 Mtoe in 2020 ten opzichte van een niveau geraamd in de baseline PRIMES 2007 van 53,3 Mtoe. De resultaten van het Ref_20/20-scenario geven aan dat slechts een fractie van de Belgische doelstelling gerealiseerd wordt in 2020 als gevolg van de toepassing van het Klimaat- en Energiepakket zoals gesimuleerd in dit scenario. Het primair energieverbruik is gedaald met 4,7 Mtoe ten opzichte van de baseline PRIMES 2007. Anders gezegd, de helft van de volgens de Belgische doelstelling vereiste vermindering zou gerealiseerd worden.

De energie-intensiteit van het bbp, gemeten als de verhouding tussen het bbv en het bbp, daalt met gemiddeld 2% (resp. 2,3%) per jaar over de periode 2005-2020 (resp. 2005-2030). De daling van de energie-intensiteit is aanzienlijk, zeker wanneer men deze cijfers vergelijkt met deze opgetekend tussen 1990 en 2005, zijnde -0,5% gemiddeld per jaar.

Het bruto binnenlands verbruik per inwoner neemt ook af: met gemiddeld 0,9% per jaar tussen 2005 en 2020 en 1,1% tussen 2005 en 2030. Die evolutie staat in schril contrast met de ontwikkeling van de afgelopen jaren: +1,2% per jaar tussen 1990 en 2005. In 2030 bedraagt het bbv per inwoner 4,4 toe en dus minder dan de 4,9 toe in 1990.

Ten slotte bedraagt de energieafhankelijkheid van België, i.e. het aandeel van de netto-invoer van energie in het bbv, ongeveer 89% in 2030. Het gaat om een niet-verwaarloosbare stijging ten opzichte van de reeds hoge niveaus van 2005 en 2020 (respectievelijk 78% en 77%) die grotendeels verklaard wordt door de sluiting van de kerncentrales. In de statistieken van Eurostat (en van het Internationaal

Energieagentschap) wordt de nucleaire warmte namelijk gecomptabiliseerd als primaire energieproductie en niet als invoer. De toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket, en in het bijzonder zijn HEB-component, maakt het niettemin mogelijk de afhankelijkheidsgraad van België die in de baseline nog 92% bedraagt in 2030, te temperen.

4.3. Broeikasgasemissievoorzichten

4.3.1. Broeikasgasemissies

De evolutie van de broeikasgasemissies in het Ref_20/20-scenario wordt weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 17 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_20/20-scenario

	2020 (Mt CO ₂ -eq.)	2020 vs baseline (%)	2020 vs. 2005 (%)	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. baseline (%)	2030 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	125,2	-5,7	-7,8	123,2	-14,3	-9,3
Totale CO ₂ -emissies	108,6	-6,1	-7,6	108,4	-14,3	-7,8
BKG - ETS-sector	53,1	-5,9	-9,1	59,6	-16,8	2,1
ETS zonder luchtvaart	48,4	-6,7	-11,3	55,3	-17,8	1,3
Luchtvaart	4,6	3,1	22,3	4,3	-0,3	14,0
BKG - niet-ETS-sector	72,1	-5,6	-6,8	63,6	-11,8	-17,8
Energetische CO ₂	56,7	-6,2	-4,1	49,9	-10,8	-15,6
Niet-CO ₂	15,4	-3,2	-15,8	13,6	-15,1	-25,2

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

In 2020 bedragen de totale BKG-emissies 125,2 Mt CO₂-equivalenten, of 5,7% onder het niveau van de baseline (132,8 Mt). Die evolutie komt overeen met een verlaging van de Belgische BKG-emissies met 7,8% ten opzichte van 2005 (tegenover -2,2% in de baseline).

In de ETS-sector, waar de koolstofprijs 13,2 €/tCO₂ bedraagt in 2020, dalen de BKG-emissies met 9,1% tussen 2005 en 2020. In de niet-ETS-sector, waar de koolstofprijs 4,2 €/tCO₂ bedraagt in 2020, komt die daling uit op iets minder dan 7%. Wij wijzen erop dat de evolutie van de Belgische BKG-emissies in de ETS-sector voortkomt uit de toepassing van het Europese emissierechtenhandelssysteem en niet wordt gestuurd door een nationale doelstelling. In de niet-ETS-sector, daarentegen, is iedere lidstaat onderworpen aan een BKG-reductiedoelstelling in 2020. Voor België werd die doelstelling vastgepind op 15%. Die moet echter niet volledig op nationaal grondgebied gerealiseerd worden: een lidstaat kan overtollige reducties kopen/verkopen van/aan een andere lidstaat. Zo gaat het Ref_20/20-scenario uit van een mogelijk en onbeperkt gebruik van de flexibiliteitsmechanismen, wat zich uit in een uniforme koolstofwaarde binnen de EU. Het resultaat van dat scenario geeft aan dat België volgens die hypothese een beroep zal moeten doen op flexibiliteitsmechanismen voor iets meer dan de helft van haar doelstelling.

Ten opzichte van de baseline dalen de BKG-emissies in de ETS- en in de niet-ETS-sector met respectievelijk 5,9% en 5,6% in 2020.

Op langere termijn, d.w.z. tegen 2030, bedragen de totale BKG-emissies 123,2 Mt CO₂-equivalenten, of 14,3% onder het niveau van de baseline in 2030 (132,8 Mt) en 9,3% onder het niveau van 2005 (135,8 Mt). Ter herinnering: in de baseline stijgen de totale BKG-emissies met 5,8% tussen 2005 en 2030.

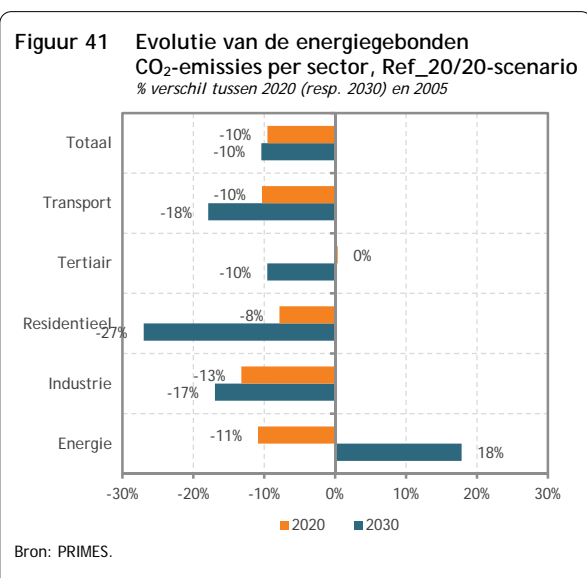
Per hypothese convergeren de koolstofwaarden in de ETS- en de niet-ETS-sector naar eenzelfde waarde na 2020. Die unieke waarde bedraagt 29,3 €/tCO₂ in 2025 en 45,4 €/tCO₂ in 2030. Die koolstofwaarden zijn verenigbaar met een kostenefficiënt emissiereductietraject voor BKG in de EU van 35% in 2030 en 80% in 2050 ten opzichte van 1990. In de ETS-sector nemen de Belgische BKG-emissies toe met 2,1% tussen 2005 en 2030. Die evolutie wordt voornamelijk verklaard door de volledige sluiting van de kerncentrales in 2025 en door aanzienlijke investeringen in nieuwe productiecapaciteit op basis van aardgas en steenkool. In de niet-ETS-sector dalen de BKG-emissies met bijna 18% over dezelfde periode.

Ten opzichte van de baseline vallen de BKG-emissies in de ETS- en de niet-ETS-sector terug met respectievelijk 16,8% en 11,8% in 2030.

Ten opzichte van 1990 dalen de totale broeikasgasemissies (ETS- en niet-ETS-sector) met ongeveer 11% in 2020 en met 12% in 2030.

4.3.2. CO₂-emissies van energetische oorsprong

Het gros van de broeikasgassen wordt uitgemaakt door CO₂, hun aandeel in het totaal van de broeikasgassen bedraagt om en bij de 85% in België. CO₂-emissies kunnen opgedeeld worden in twee categorieën: CO₂-emissies van energetische oorsprong die vrijkomen bij de verbranding van fossiele brandstoffen en CO₂-emissies die voortkomen uit industriële processen. De eerste categorie domineert duidelijk de tweede: de energiegebonden CO₂-emissies vertegenwoordigen ongeveer 90% van de totale CO₂-emissies.



Het model PRIMES laat een meer verfijnde analyse van de energiegebonden CO₂-emissies toe. Figuur 41 toont, per sector, het reductiepercentage (of de procentuele aangroei) van deze emissies tussen 2005 en 2020 enerzijds, tussen 2005 en 2030 anderzijds. De afgebeelde sectoren zijn energie (dat de elektriciteitsproductie en de energietak groepeerd), industrie, huishoudens, de tertiaire sector en transport. Tussen 2005 en 2020 slaagt het Klimaat- en Energiepakket erin de energiegebonden CO₂-emissies te verlagen binnen een vork van 8% en 13% in alle sectoren, met uitzondering van de tertiaire sector waar de emissies op een vergelijkbaar niveau blijven.

Tussen 2005 en 2030 nemen de reducties verder toe in de sectoren van de finale vraag (tussen 10% en 27%) en dit niettegenstaande de CO₂-emissies van de energiesector die stijgen met 18%. In de sectoren van de eindvraag worden de reducties veroorzaakt door de combinatie van een daling van de eindvraag en substituties tussen energievormen (zie 4.2.1). In de energiesector is de toename van 18% voornamelijk te wijten aan de kernuitstap, ondanks de groei van HEB en de gematigde groei van de elektriciteitsproductie (zie 4.2.2).

In totaal bevinden de CO₂-emissies zich zowel in 2030 als in 2020 10% onder het niveau van 2005.

4.4. Impact van een verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales

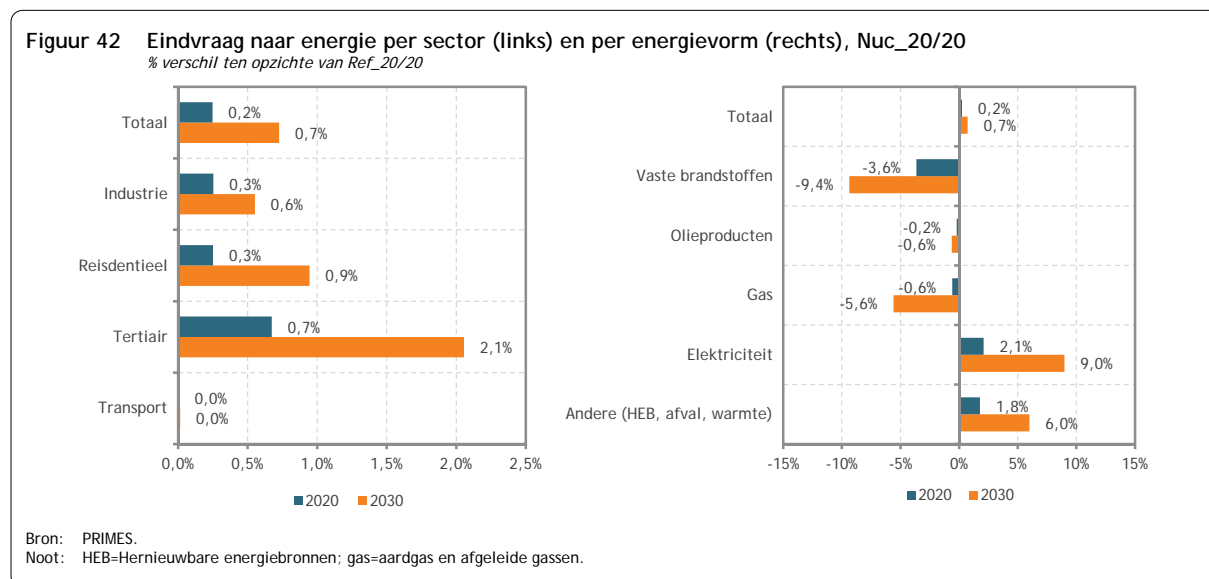
Het Ref_20/20-scenario schrijft zich, net zoals de baseline, in in de context van de wet van 2003 betreffende de kernuitstap. Volgens de sluitingskalender gestipuleerd in deze wet moeten de drie oudste kerncentrales, zijnde Doel 1 & 2 en Tihange 1, hun elektriciteitsproductie stopzetten in 2015, terwijl de vier andere, zijnde Doel 3 & 4 en Tihange 2 & 3, hun deuren dienen te sluiten tussen 2020 en 2025, meer bepaald op het ogenblik dat ze de leeftijd van 40 jaar hebben bereikt. Hoewel in oktober 2009, in navolging van de publicatie van het GEMIX-rapport dat het risico op een ontoereikende elektriciteitsproductiecapaciteit op middellange termijn in de verf zette, de federale regering aankondigde om de wet van 2003 aangaande de geleidelijke uitstap uit kernenergie te herbekijken en om het pensioen van de drie oudste nucleaire centrales uit te stellen tot 2025 (in plaats van 2015), werd door de val van de regering een aanpassing van de wet nooit legaal bekrachtigd door het federaal parlement. Bovendien heeft het pijnlijke incident in het Japanse Fukushima in maart 2011 ervoor gezorgd dat toekomstige discussies rond kernenergie in België een extra dimensie krijgen.

Het is dus moeilijk te voorzien of de volgende regering het spoor zal volgen dat door de federale regering in 2009 werd uitgestippeld of dat ze zich aan de sluitingskalender van de wet van 2003 zal houden. In een dergelijke onzekere context leek het ons interessant een alternatief scenario te bestuderen dat ook het wetgevend Klimaat- en Energiepakket simuleert, maar waarin de totale nucleaire capaciteit verondersteld wordt actief te zijn in 2030. Anders gezegd, de hypothese wordt gesteld dat de operationele werkingsduur van de zeven Belgische kernreactoren verlengd wordt van 40 jaar (overeenkomstig de wet van 2003) naar 60 jaar. Dit alternatief scenario, kortweg Nuc_20/20, volgt daarin de aanbevelingen uit het GEMIX-rapport die in oktober 2009 aan de federale regering werden overgemaakt. Alle overige hypothesen van het Ref_20/20-scenario blijven behouden, evenals de koolstofwaarden (KW) in de ETS- en niet-ETS-sector en de hernieuwbare waarden (HW). De studie (Gusbin et al., 2007) heeft immers aangetoond dat de hypothese inzake kernenergie in België geen noemenswaardige invloed heeft op de koolstofprijs in de ETS (waarvan de elektriciteitssector deel uitmaakt) die op Europees niveau bepaald wordt. In de niet-ETS-sector wordt de KW eveneens op Europees niveau bepaald, het is dus aanvaardbaar te veronderstellen dat de Belgische beslissing aangaande nucleair deze niet zou mogen beïnvloeden. Voor de HW daarentegen is deze hypothese a priori betwistbaar gezien, bij een opgelegde HEB-doelstelling in 2020, de waarde gedeeltelijk afhangt van de energiemix voor de elektriciteitsproductie. Niettemin heeft deze vereenvoudigde hypothese zich a posteriori aanvaardbaar getoond gezien het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik die deze HW initieert in 2020 in het Nuc_20/20-scenario niet significant afwijkt van de opgelegde doelstelling (zie 4.4.3).

De analyse van het Nuc_20/20-scenario volgt de structuur van analyse van het Ref_20/20-scenario (eindvraag naar energie, elektriciteitsproductie, energiebevoorrading, etc.). De resultaten van dit scenario worden in verhouding tot het Ref_20/20-scenario besproken, niet in absolute termen.

4.4.1. Eindvraag naar energie

In 2020 heeft de operationele werkingsduurverlenging van de kerncentrales met 20 jaar slechts een beperkte impact op de totale en sectorale finale energievraag (de wijziging in hypothese heeft dan ook enkel betrekking op 3 van de 7 reactoren).



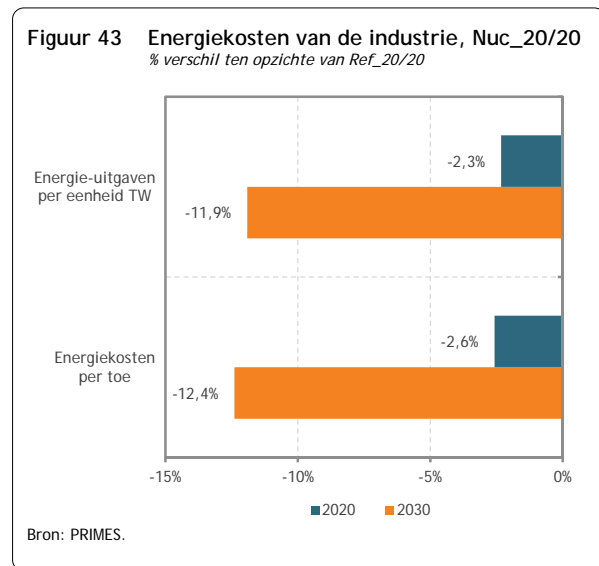
Het verschil ten opzichte van de projecties van het Ref_20/20-scenario bedraagt 0,2% voor de totale finale vraag en bevindt zich tussen 0% (transport) en +0,7% (tertiaire sector) voor de sectorale vraag. Op het niveau van de energiemix, daarentegen, worden meer uitgesproken wijzigingen opgemerkt: in 2020 daalt het finaal verbruik van vaste brandstoffen (steenkol en cokes) en aardgas met respectievelijk 3,6% en 0,6% ten gunste van elektriciteit en HEB die toenemen met respectievelijk 2,1% en 1,8%.

De stijging van de finale elektriciteitsvraag wordt verklaard door de daling van de elektriciteitsprijzen die in het PRIMES-model bepaald worden op basis van de gemiddelde kostprijs voor elektriciteitsproductie. Die gemiddelde kostprijs is lager in het Nuc_20/20-scenario dan in het Ref_20/20-scenario (zie infra). De toename van de finale vraag naar HEB vindt ook zijn oorsprong in veranderingen binnen de elektriciteitssector. De elektriciteitsproductie op basis van HEB (HEB-E) is in het Nuc_20/20-scenario immers minder hoog dan in het Ref_20/20-scenario (zie infra), wat een aanbod aan biomassa "vrijmaakt" voor de sectoren van de eindvraag.

In 2030 heeft de verlenging van de operationele werkingsduur van de kerncentrales betrekking op de totale nucleaire capaciteit en vertaalt zich dus in een grotere impact dan in 2020. De totale finale energievraag ligt 0,7% boven het niveau dat in het Ref_20/20-scenario werd berekend. Voor de sectoren bevindt de stijging zich tussen 0% (transport) en +2,1% (tertiair). De substituties tussen energievormen zijn dezelfde als in 2020 en hebben ook dezelfde oorzaak, maar ze intensifiëren. De eindvraag naar vaste brandstoffen en gas daalt met respectievelijk 9,4% en 5,6% ten opzichte van het

Ref_20/20-scenario, terwijl het finaal verbruik van elektriciteit en HEB groeit met respectievelijk 9% en 6%.

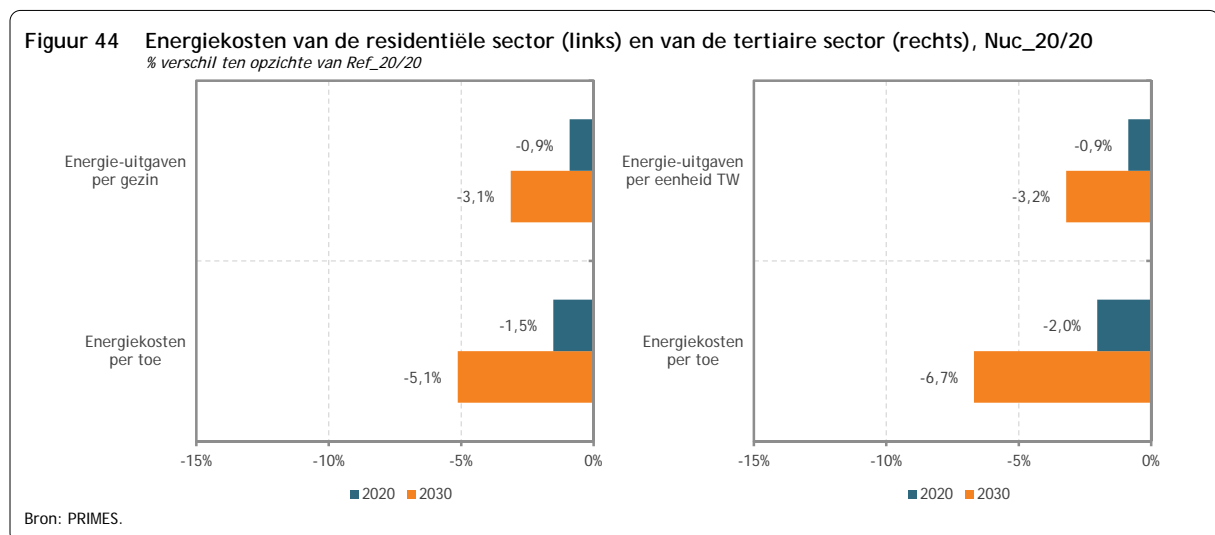
De energiekosten in de sectoren van de finale vraag zijn systematisch lager dan in het Ref_20/20-scenario³⁸. Dat is voornamelijk te wijten aan de verschillende elektriciteitsprijzen in beide scenario's. In 2020 is dat verschil eerder gematigd. Zowel de energiekosten per toe als de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde (industrie en tertiaire sector) of per gezin (residentiële sector) dalen met hoogstens 2,6%.



In 2030 is de impact op de energiekosten en -uitgaven echter aanzienlijk en telkens groter voor de kosten per eenheid product dan voor de energie-uitgaven, aangezien de finale elektriciteitsvraag toeneemt in het Nuc_20/20-scenario (de energie-uitgaven zijn het product van de kosten per eenheid product en het energieverbruik).

In de industrie bevinden de energiekosten per toe en de energie-uitgaven zich ongeveer 12% onder de kosten die berekend werden in het Ref_20/20-scenario.

In de residentiële sector zijn de energiekosten per toe (resp. de energie-uitgaven) 5% lager (resp. 3%) dan de kosten berekend in het Ref_20/20-scenario.

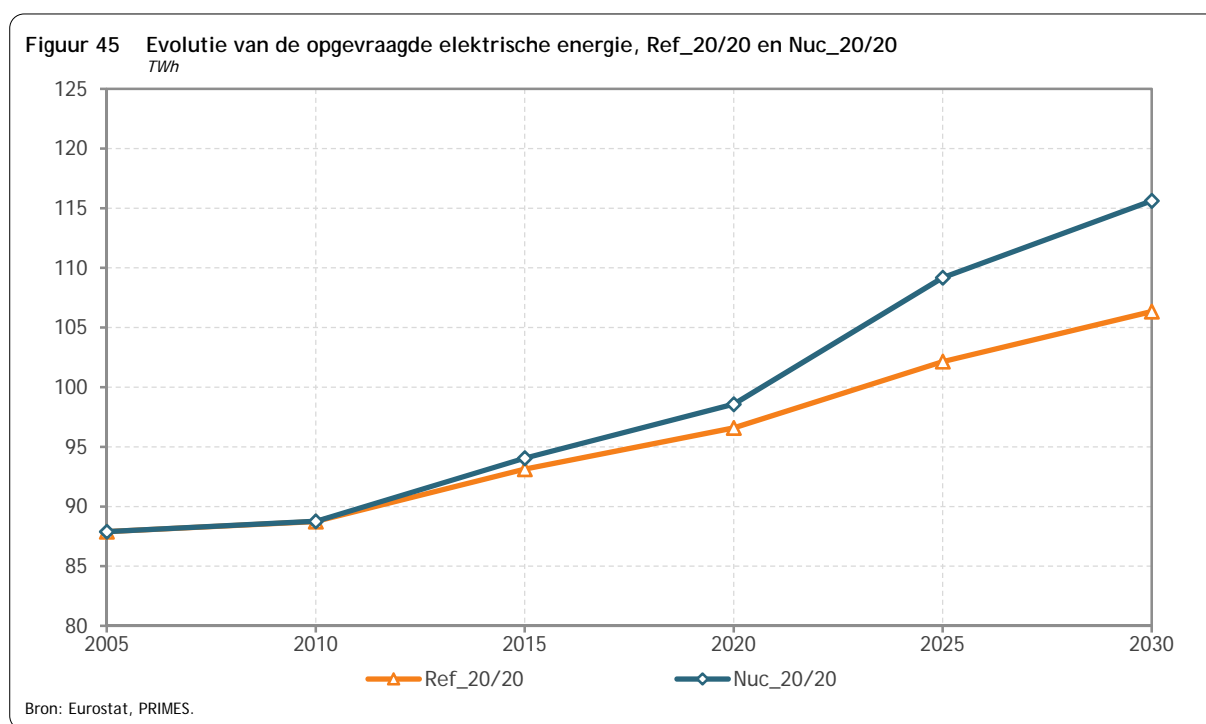


³⁸ Met uitzondering van de transportsector waarvan het elektriciteitsverbruik marginaal is ten opzichte van het olieverbouw. Anders gezegd, de hypothese inzake nucleaire energie heeft nauwelijks een invloed op de brandstofuitgaven in de transportsector.

In de tertiaire sector, ten slotte, bedraagt de daling van de energiekosten per toe ten opzichte van het Ref_20/20-scenario iets minder dan 7%, terwijl de daling van de energie-uitgaven uitkomt op slechts 3%. Het verschil tussen die twee percentages is groter dan voor de industrie en de residentiële sector, aangezien het elektriciteitsverbruik verhoudingsgewijs sterker stijgt in de tertiaire sector.

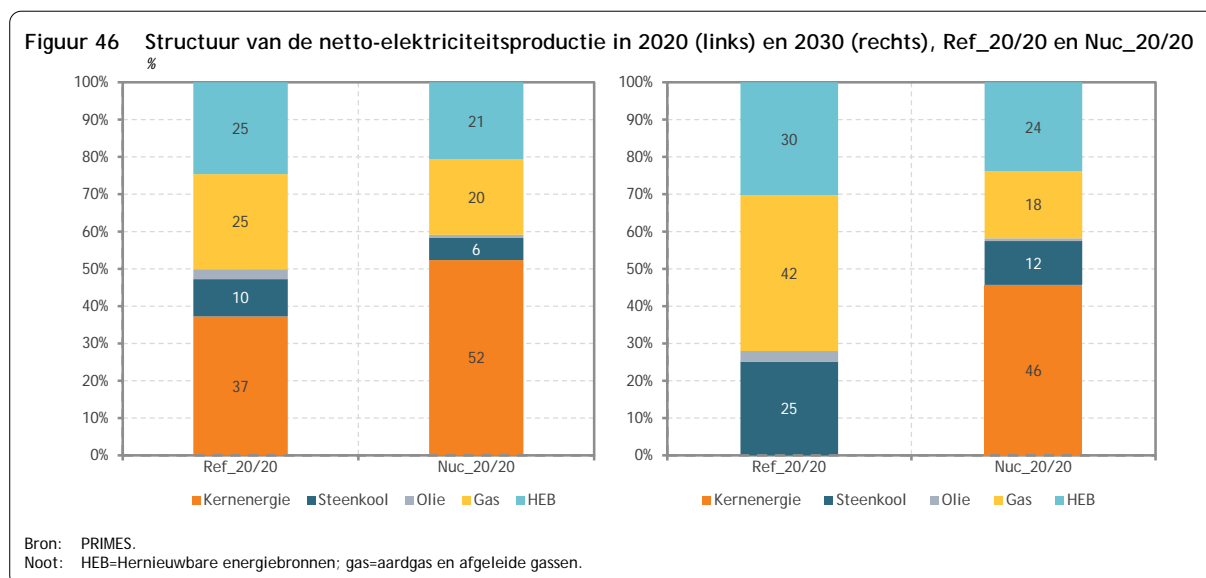
4.4.2. Elektriciteitsproductie

De impact van de werkingsduurverlenging van de kerncentrales op de finale elektriciteitsvraag zoals hoger beschreven, wordt geïllustreerd in Figuur 45 die de evolutie van de opgevraagde elektrische energie weergeeft tussen 2005 en 2030 voor beide scenario's. De opgevraagde elektrische energie is de som van de finale elektriciteitsvraag, het elektriciteitsverbruik van de energietak en de verliezen op het transport- en distributienet. Het verschil tussen de Ref_20/20- en Nuc_20/20-scenario's bedraagt 2% in 2020 en iets minder dan 9% in 2030. In het Nuc_20/20-scenario stijgt de opgevraagde elektrische energie jaarlijks met gemiddeld 1,3% over de periode 2005-2030, tegenover 0,8% in het Ref_20/20-scenario.



De opgevraagde elektrische energie is de som van de productie en de netto-invoer van elektriciteit. Aangezien die laatste component exogeen wordt bepaald en dezelfde is voor elk van de besproken scenario's, vertaalt de impact op het niveau van de opgevraagde elektrische energie zich in een impact op de elektriciteitsproductie. Zo bedraagt de netto-elektriciteitsproductie in het Nuc_20/20-scenario 88 TWh in 2020 en 103 TWh in 2030, of respectievelijk 2% en 10% boven de in het Ref_20/20-scenario berekende niveaus. Het verschil tussen de twee scenario's komt uit op ongeveer 2 TWh in 2020 en 9 TWh in 2030.

Het Nuc_20/20-scenario wordt, bovenop de impact op het niveau van de elektriciteitsproductie, ook en vooral gekenmerkt door een impact op de structuur van de elektriciteitsproductie. Figuur 46 illustreert die bevinding.



Door het langer openhouden van de drie oudste kerncentrales (Nuc_20/20) daalt het aandeel van de overige energiebronnen (HEB, steenkool en gas) met ongeveer 5 procentpunten in 2020. In het Nuc_20/20-scenario neemt kernenergie 52% van de totale productie voor haar rekening (tegenover 37% in het Ref_20/20-scenario), gas (aardgas en afgeleide gassen) en HEB telkens 1/5 (tegenover 1/4 in het Ref_20/20-scenario) en staan steenkool en olieproducten in voor het resterende deel. In absolute termen daalt de productie op basis van HEB met ongeveer 3 TWh (die terugval is voor de helft afkomstig van windenergie en voor de helft van biomassa), terwijl de productie op basis van fossiele brandstoffen afneemt met ongeveer 9 TWh. Daartegenover ligt de nucleaire elektriciteitsproductie 14 TWh hoger dan in het Ref_20/20-scenario.

In 2030 zijn de veranderingen nog ingrijpender. Het behoud van de nucleaire capaciteit op haar huidige niveau, dat zich vertaalt in een elektriciteitsproductie van ongeveer 47 TWh, heeft een zeer belangrijke impact op de elektriciteitsproductie op basis van aardgas (aandeel van 18%, tegenover 42% in het Ref_20/20-scenario). De impact op de productie op basis van HEB en steenkool is ook niet verwaarloosbaar: -6 procentpunten in het eerste geval en -13 procentpunten in het tweede. In absolute termen zakt de productie op basis van HEB met iets minder dan 4 TWh, de productie van aardgascentrales met 20 TWh en de productie van steenkoolcentrales met 11 TWh.

Tabel 18 vervolledigt de bovenstaande analyse met een vergelijking van enkele indicatoren inzake elektriciteitsproductie.

Tabel 18 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_20/20 en Nuc_20/20

	2020		2030	
	Ref_20/20	Nuc_20/20	Ref_20/20	Nuc_20/20
Gemiddeld rendement van de thermische productie (%)	42,1	40,3	46,4	41,7
Gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (%)	47,4	48,2	44,8	47,2
Aandeel van de netto-invoer van elektriciteit (%)	11,5	11,3	11,9	10,91
Elektriciteit op basis van warmtekrachtkoppelingsinstallaties (%) ^(*)	19,4	17,2	17,3	16,9
Elektriciteit op basis van HEB (%) ^(*)	24,7	20,7	29,1	22,9
Elektriciteit geproduceerd in CCS-centrales (%) ^(*)	0,0	0,0	17,2	17,3
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	20,6	20,7	23,8	24,8
Koolstofintensiteit(tCO ₂ /GWh)	181	125	232	68

Bron: PRIMES.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen; CCS=carbon capture and storage

(*)=in % van de bruto-elektriciteitsproductie.

In het Nuc_20/20-scenario ligt het gemiddeld rendement van de thermische productie (d.w.z. op basis van fossiele bronnen, biomassa of afval) lager dan in het Ref_20/20-scenario door de lagere investeringen in nieuwe steenkool- en aardgascentrales waarvan men veronderstelt dat het omzettingsrendement continu toeneemt in de tijd. Anders gezegd: het park van thermische centrales is gemiddeld minder 'performant' dan in het Ref_20/20-scenario.

De gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit is echter iets hoger in het Nuc_20/20-scenario, vooral door een lager gebruik van windenergie waarvoor back-upcapaciteit noodzakelijk is gezien het intermitterend karakter van die energiebron.

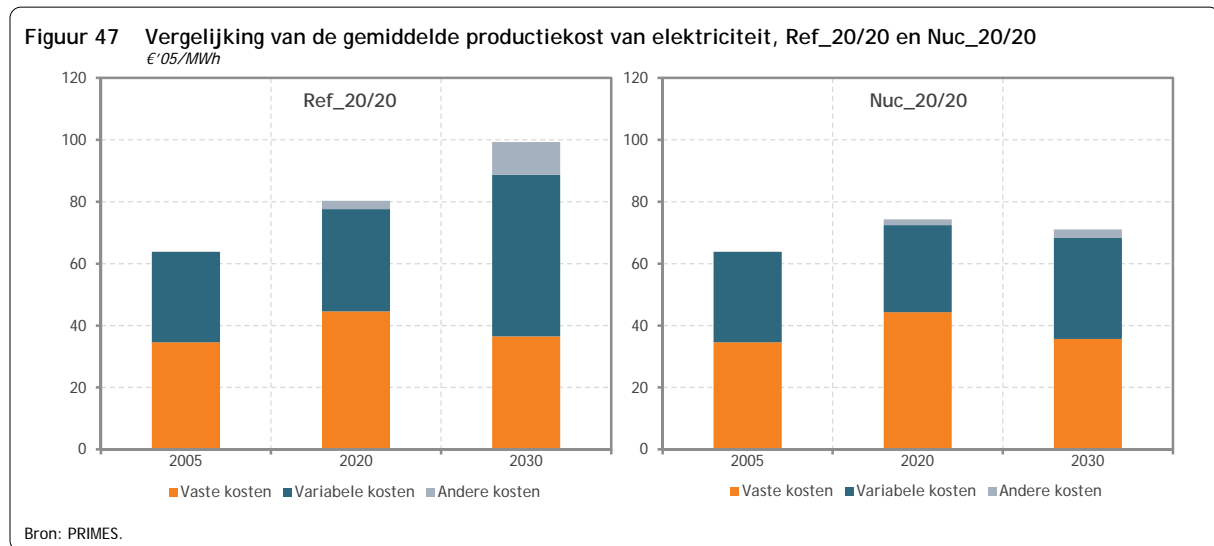
De veranderingen met betrekking tot het aandeel van de netto-elektriciteitsinvoer zijn verwaarloosbaar en kunnen integraal toegeschreven worden aan verschillende elektriciteitsvragen.

Wat betreft de indicatoren voor het aandeel elektriciteit geproduceerd in WKK-centrales, CCS-centrales of de geïnstalleerde capaciteit zijn er weinig verschillen. Voor de laatste indicator is het quasi status-quo te wijten aan het feit dat de verhoging van de gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit in het Nuc_20/20-scenario de stijging van de elektriciteitsvraag compenseert. De uiteenlopende evoluties van het HEB-aandeel in de elektriciteitsproductie werden reeds geanalyseerd.

Ten slotte hebben de verschillende hypothesen inzake nucleaire energie een noemenswaardige impact op de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie. Zoals verwacht is die in het Nuc_20/20-scenario lager dan in het Ref_20/20-scenario. Ze neemt af met een derde in 2020 en met een factor 3 in 2030.

Door de werkingsduurverlenging van de kerncentrales met 20 jaar dalen de investeringen in nieuwe productiecapaciteit. In plaats van het geraamde gemiddelde van 850 MW per jaar uit het Ref_20/20-scenario, bedragen de investeringen gemiddeld 600 MW per jaar in het Nuc_20/20-scenario. In monetaire termen dalen de noodzakelijke investeringen van nu tot 2030 met ongeveer 2 miljard euro (euro van 2005) ten opzichte van het geraamde bedrag in het Ref_20/20-scenario³⁹.

³⁹ Er dient opgemerkt te worden dat er kosten verbonden zijn aan de werkingsduurverlenging van het bestaande nucleaire park. Voor deze kosten wordt 800 €/kW als hypothese geponeerd.



De daling van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit en de veranderingen in de energiemix van de elektriciteitssector hebben een invloed op de gemiddelde kost voor elektriciteitsproductie (zie Figuur 47). Zo is er enerzijds sprake van een daling van de gemiddelde productiekost, nl. -7% in 2020 en -28% in 2030 ten opzichte van het Ref_20/20-scenario, anderzijds van een impact op de structuur van de gemiddelde productiekost. De vaste kosten worden niet sterk beïnvloed: de daling van de vaste kapitaalkosten wordt gecompenseerd door een verhoging van de vaste werkings- en onderhoudskosten. Door het geringere gebruik van fossiele energieën en biomassa dalen de variabele kosten en meer bepaald de component 'aankoop van brandstoffen'. Ten slotte wordt de aankoop van emissierechten ('Andere kosten' in de grafiek) beperkt door het behoud van de huidige nucleaire capaciteit over de volledige projectieperiode. Die component vertegenwoordigt niet meer dan 4% van de gemiddelde productiekost in 2030, tegenover 10% in het Ref_20/20-scenario.

4.4.3. Hernieuwbare energiebronnen

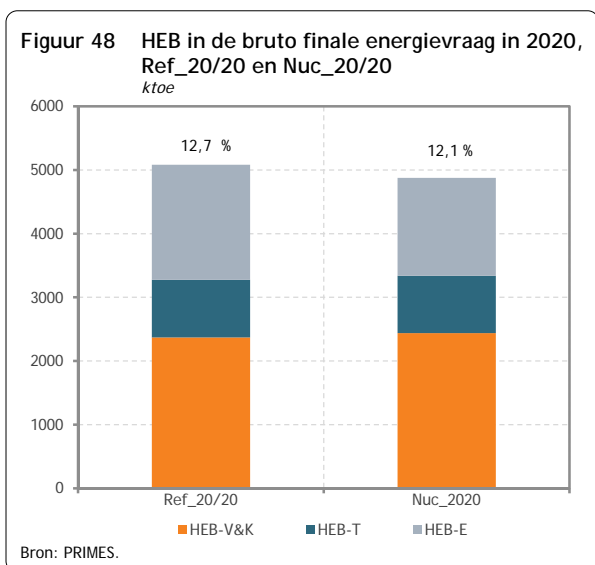
Het Ref_20/20-scenario werd zodanig opgesteld dat de Belgische HEB-doelstelling van 13% in het bruto finaal energieverbruik tegen 2020 bereikt wordt mits een beperkt beroep op samenwerkingsmechanismen. Meer bepaald bedraagt het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik 12,7% in 2020. De hernieuwbare waarde (HW) die dat percentage mogelijk maakt, bedraagt 82 €'08/MWh (in technische termen is de hernieuwbare waarde of HW de duale variabele van de beperking op HEB).

Voor de uitwerking van de alternatieve scenario's, waaronder Nuc_20/20, werd ervoor geopteerd dezelfde HW te gebruiken als in het Ref_20/20-scenario⁴⁰. Het PRIMES-model berekent vervolgens het overeenkomstige HEB-percentages, rekening houdend met de specificiteiten van het alternatieve scenario.

Zo stelt men in het Nuc_20/20-scenario vast dat dezelfde HW resulteert in een lager percentage HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020 dan in het Ref_20/20-scenario: 12,1% tegenover 12,7%. Het

⁴⁰ Andere opties waren mogelijk, zoals bijvoorbeeld het behoud van hetzelfde HEB-percentages als in het Ref_20/20-scenario en de berekening van de overeenkomstige HW.

verschil bedraagt ongeveer 200 ktoe (of 2 400 GWh). Volgens deze hypothese zou België dus meer gebruik moeten maken van samenwerkingsmechanismen om de 13% HEB-doelstelling te bereiken.

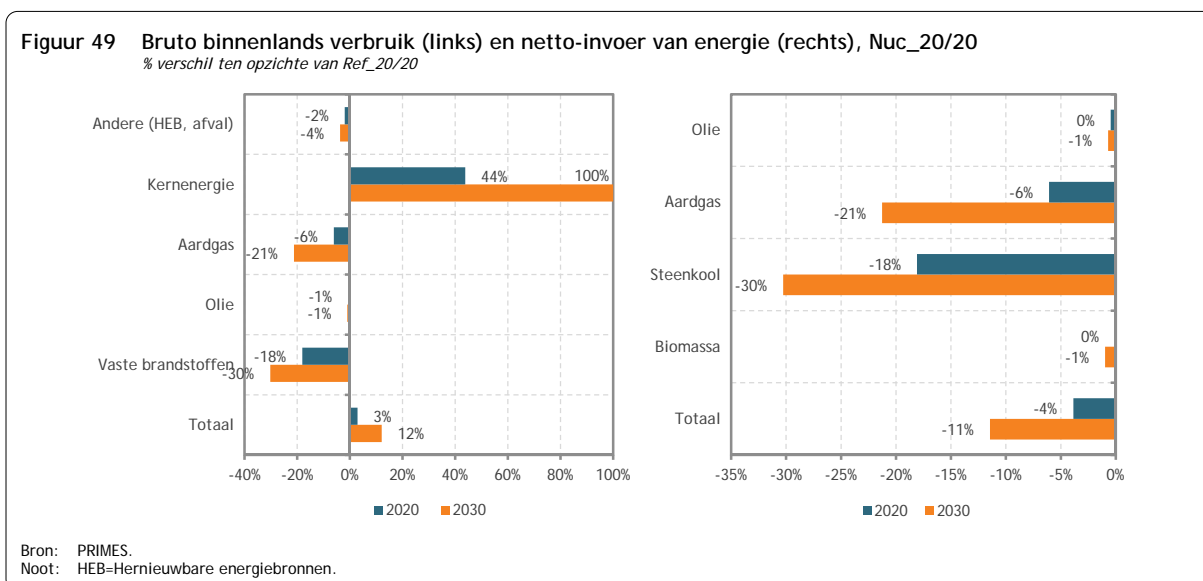


Figuur 48 illustreert dat resultaat, evenals de onderverdeling naar toepassingen (HEB-V&K, HEB-E en HEB-T) in het Nuc_20/20-scenario en vergelijkt ze met de resultaten van het Ref_20/20-scenario. Deze figuur toont eveneens, zij het op een wat andere manier, de impact van het behoud van de volledige nucleaire capaciteit op de ontwikkeling van HEB. Allereerst is er een kleinere bijdrage van de elektriciteitsproductie op basis van HEB (zie 4.4.2): HEB-E vertegenwoordigt 31% van de totale HEB, tegenover 35% in het Ref_20/20-scenario. Ten tweede stijgt het verbruik van warmte en stoom op basis van HEB (zie 4.4.1): HEB-V&K neemt 51% van het geheel voor haar

rekening tegenover 47% in het Ref_20/20-scenario. Voor de HEB-T worden er geen verschillen waargenomen tussen de twee scenario's: het aandeel blijft 18%.

4.4.4. Energiebevoorrading

Figuur 49 toont de impact op de Belgische energiebevoorrading van de werkingsduurverlenging van de zeven kernreactoren tot 60 jaar. Het linkerdeel is toegespitst op het bruto binnenlands verbruik (bbv); het rechterdeel op de netto-invoer van energie. Aangezien er in België geen binnenlandse productie is van fossiele energie, zijn de twee delen van de figuur gelijk voor de olieproducten, de vaste brandstoffen en aardgas.



Voor kernenergie dat, omwille van een conventie gehanteerd in de energiebalansen, geboekstaafd wordt als een binnenlandse productie van energie, en HEB waarvoor enkel, ook omwille van een conventie, de component biomassa geïmporteerd wordt, zijn beide figuren wel verschillend.

De veranderingen in het bbv en de netto-invoer weerspiegelen de gevolgen van de hypothese inzake nucleaire energie voor de finale energievraag, de elektriciteitsproductie en de ontwikkeling van HEB. Die gevolgen werden beschreven in de vorige delen. De daling van het gebruik van fossiele energiebronnen die typerend is voor het Nuc_20/20-scenario, vertaalt zich in een daling van het bbv en van de invoer van fossiele brandstoffen (-30% voor de vaste brandstoffen, -21% voor aardgas en -1% voor olie in 2030 ten opzichte van het Ref_20/20-scenario). Voor de HEB, waarvan het verbruik ook daalt ten opzichte van het Ref_20/20-scenario, maar in veel mindere mate, neemt het bbv in 2030 af met 4% en de invoer van biomassa met 1%.

In totaal ligt de netto-invoer van energie in het Nuc_20/20-scenario 4% (resp. 11%) onder het niveau van het Ref_20/20-scenario in 2020 (resp. 2030). Het bbv stijgt daarentegen met 3% in 2020 en met 12% in 2030 in vergelijking met de cijfers voor het Ref_20/20-scenario. Die ogenschijnlijk tegenstrijdige evolutie is het gevolg van de boekhoudkundige conventie voor nucleaire energie aangenomen in de energiebalansen. Volgens die conventie wordt 1 TWh geproduceerd in een kerncentrale in het bbv opgenomen als 3 TWh (d.w.z. een impliciet omzettingsrendement van 33%), terwijl die verhouding lager is voor alle andere energievormen.

Ten slotte worden ook de indicatoren voor de energiebevoorrading uit deel 4.2.4 gewijzigd in het Nuc_20/20-scenario. Voor de indicatoren primair energieverbruik, energie-intensiteit van het bbv en het bbv per capita zijn die wijzigingen voornamelijk afkomstig van de boekhoudkundige conventie voor kernenergie op het niveau van de primaire energiebalans (zie supra). In 2030 zouden die drie indicatoren respectievelijk 12%, 10% en 10% meer bedragen dan in het Ref_20/20-scenario. Aangezien het primair energieverbruik als indicator gebruikt wordt in het kader van de Belgische doelstelling van 18% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020, heeft de hypothese inzake kernenergie een impact, ceteris paribus, op de mate van daling van het energieverbruik die dankzij het Klimaat- en Energiepakket verwezenlijkt kan worden. Terwijl in het Ref_20/20-scenario de helft van de vereiste vermindering wordt gerealiseerd, gaat het in het Nuc_20/20-scenario slechts om een derde. De invoerafhankelijkheidsgraad van België verbetert dan weer in het Nuc_20/20-scenario en wordt geraamd op 71% in 2030 tegenover 89% in het Ref_20/20-scenario, terwijl deze in 2005 nog 78% beliep.

4.4.5. Broeikasgasemissies

Het Nuc_20/20-scenario verschilt wezenlijk van het Ref_20/20-scenario wat betreft de evolutie van de BKG-emissies, met name in de ETS-sector. Die verschillen worden opgesomd in Tabel 19. De nadruk ligt op 2030, het jaar waarin de discrepanties het duidelijkst zijn. De laatste kolom toont de BKG-emissiereductiepercentages tussen 2005 en 2020 om alzo de evolutie in de niet-ETS te kunnen vergelijken met de Belgische doelstelling van -15% in 2020 die deze sector opgelegd gekregen heeft.

Tabel 19 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Nuc_20/20

	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. Ref_20/20 (%)	2030 vs. 2005 (%)	2020 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	102,6	-16,8	-24,5	-12,3
Totale CO ₂ -emissies	87,7	-19,1	-25,4	
BKG - ETS-sector	39,7	-33,5	-32,1	-19,2
ETS zonder luchtvaart	35,3	-36,1	-35,3	
Luchtvaart	4,3	0,0	14,0	
BKG - niet-ETS-sector	62,9	-1,1	-18,7	-7,1
Energetische CO ₂	48,0	-1,4	-18,8	
Niet-CO ₂	14,8	0,0	-18,7	

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

In het Nuc_20/20-scenario bedragen de totale BKG-emissies ongeveer 103 Mt CO₂-equivalenten in 2030, of 16,8% onder het niveau berekend in het Ref_20/20-scenario. Die daling is voornamelijk afkomstig van de ETS-sector (-33,5%), waarvan de elektriciteitssector deel uitmaakt, terwijl de BKG-emissies in de niet-ETS-sector met slechts 1,1% afnemen.

Ten opzichte van het emissieniveau van 2005 dalen de totale BKG-emissies met 24,5% in 2030 (-32,1% in de ETS-sector en -18,7% in de niet-ETS-sector).

Wanneer we dan de evolutie van de BKG-emissies in de niet-ETS tussen 2005 en 2020 vergelijken met het Belgische reductie-objectief van 15% zien we dat België beroep moet doen op flexibiliteitsmechanismen, net zoals in Ref_20/20 trouwens, voor iets meer dan de helft van haar doelstelling. Ter herinnering, de daling in BKG-emissies tussen 2005 en 2020 in de niet-ETS in het Ref_20/20-scenario is 6,8%.

4.5. Impact van een grootschalige ontwikkeling van elektrische wagens

De transportsector is verantwoordelijk voor bijna een kwart van de energetische CO₂-uitstoot in België. Hoewel op de voet gevolgd door de industrie, de elektriciteitssector en de gezinnen, voert deze sector zonder twijfel de rangschikking aan. Meer dan 80% van de uitstoot van de transportsector komt van het wegverkeer dat hoofdzakelijk gebruik maakt van olieproducten (benzine, diesel en LPG). Zoals blijkt uit de analyse van het Ref_20/20-scenario zou de toepassing van de maatregelen van het Klimaat- en Energiepakket de transportsector moeten toelaten om haar CO₂-uitstoot te verminderen, niet enkel ten opzichte van de baseline, maar ook ten opzichte van de huidige situatie.

Om de transportsector tegen 2020, maar vooral op langere termijn, te 'verproperen' is een vaak naar voren geschoven oplossing de grootschalige ontwikkeling van elektrische voertuigen (EV's), waarmee zowel de volledig elektrische wagen als de herlaadbare hybride versie⁴¹ (de zogenaamde plug-in) wordt bedoeld. Nochtans zal die technologische vooruitgang enkel een positieve en merkbare impact

⁴¹ De niet-herlaadbare hybride wagen wordt soms ook gecatalogiseerd onder de elektrische voertuigen. Dit type voertuig verschilt nochtans van de twee andere in de mate dat het niet op basis van een batterij functioneert die via het net kan worden opgeladen. De volledig elektrische wagen functioneert enkel en alleen op basis van een oplaadbare batterij, terwijl de herlaadbare hybride over twee manieren van aandrijving beschikt: enerzijds een via het net oplaadbare batterij, anderzijds een interne verbrandingsmotor.

op de CO₂-uitstoot hebben indien de aandrijvingsenergie van EV's afkomstig is van elektriciteit die gegenereerd wordt door koolstofarme energiebronnen.

De in dit hoofdstuk voorgestelde analyse kadert binnen die context en levert becijferde gegevens om de impact te evalueren van een grootschalige ontwikkeling van elektrische bolides op het Belgisch energiesysteem en de uitstoot van broeikasgassen. Het uitgangspunt van de analyse wordt aangereikt door de Ref_20/20- en Nuc_20/20-scenario's, zodat ook de invloed van de hypothese inzake kernenergie op de resultaten kan worden bestudeerd.

Twee nieuwe scenario's worden opgesteld, namelijk Ref_20/20_EV en Nuc_20/20_EV, die verschillen van Ref_20/20 en Nuc_20/20 wat betreft de opmars van de EV in België. Ter herinnering: de ontwikkeling van de elektrische bolide werd als quasi onbestaand beschouwd in die twee laatste scenario's (net zoals in de baseline trouwens).

Tabel 20 geeft de hypothesen die in de scenario's Ref_20/20_EV en Nuc_20/20_EV werden weerhouden. Zij verschillen om rekening te houden met het verband tussen de netto-impact van de opmars van de EV op de totale CO₂-uitstoot en de structuur van de elektriciteitsproductie.

In het Ref_20/20_EV-scenario waarbij de kerncentrales worden uitgefaseerd volgens de sluitingskalender gestipuleerd in de wet van 2003, is de penetratiegraad van de elektrische voertuigen eerder gematigd gezien de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie na 2020 toeneemt als gevolg van de vervanging van de 7 kernreactoren door, voor het overgrote deel, centrales die fossiele brandstoffen verbranden (aardgas en steenkool). Het aandeel van EV's in het wagenpark bedraagt dan 5% in 2020⁴² en stijgt daarna regelmatig om in 2030 15% te bereiken. Bijkomende hypothese is dat de ontwikkeling van EV's vooral afkomstig is van de herlaadbare hybride voertuigen die 90% van het EV-park uitmaken in 2030. Om te komen tot de hierboven aangehaalde penetratiepercentages zouden de EV's tussen 2015 en 2020 ongeveer 10% moeten uitmaken van de jaarlijkse verkoop van voertuigen, oplopend tot 20% in 2025 en 25% in 2030. Anders gezegd, in 2030 zou één aangekocht voertuig op vier elektrisch aangedreven moeten zijn.

Tabel 20 Hypothesen voor de ontwikkeling van het elektrisch wagenpark (EV)
% van het totaal wagenpark

	2020	Ref_20/20_EV		2020	Nuc_20/20_EV	
		2025	2030		2025	2030
EV, waarvan	5,0	8,0	15,0	10,0	13,0	20,0
Herlaadbare hybride	5,0	7,2	13,5	9,0	11,0	16,0
Volledig elektrische wagen	0,0	0,8	1,5	1,0	2,0	4,0

In het Nuc_20/20_EV-scenario dat de verlenging met 20 jaar van de operationele werkingsduur van (alle) kerncentrales simuleert, werd de hypothese aangenomen van een in het begin van de periode hogere penetratiegraad van elektrische voertuigen: 10% in 2020 ten opzichte van 5% in de niet-nucleaire-verlengingstegenhanger Ref_20/20_EV. Het argument dat aan de grondslag van die hypothese ligt, is de beschikbaarheid in dit scenario van weinig koolstofhoudende elektrische energie, waardoor de ontwikkeling van EV's a priori voordeliger wordt wat betreft de netto-impact op de

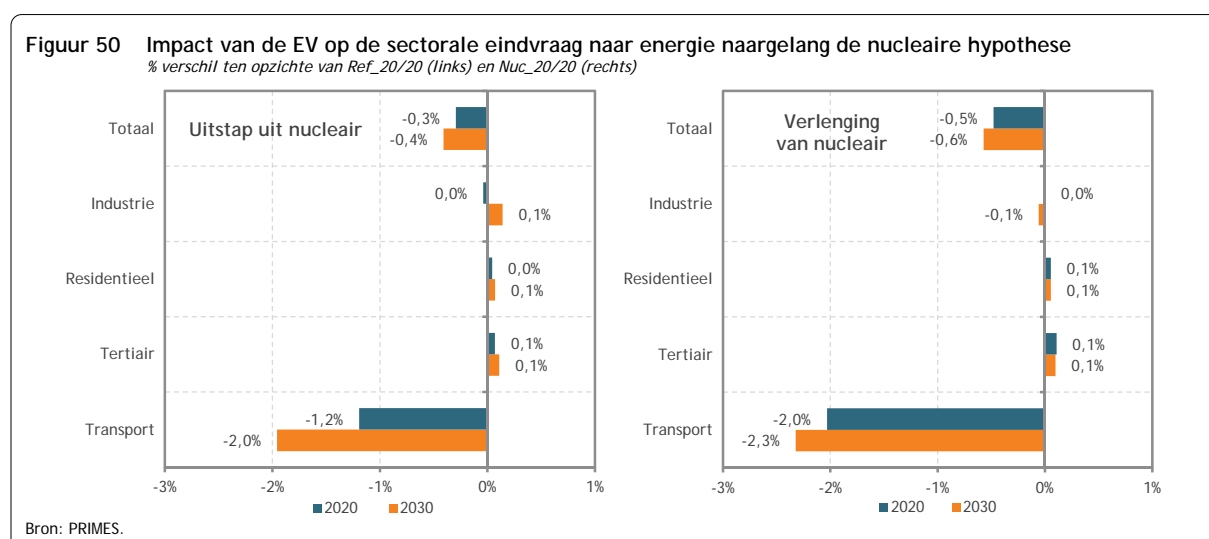
⁴² Dit percentage is compatibel met het ontwikkelingstraject voor HEB in transport zoals beschreven in het Belgisch Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie (NREAP, 2010).

CO₂-uitstoot. De penetratiegraad van EV's stijgt daarna regelmatig en bereikt 20% in 2030. Opnieuw wordt verondersteld dat de toename van de EV's vooral afkomstig is van de herlaadbare hybride voertuigen die 80% van het elektrische voertuigenpark uitmaken in 2030. Vertaald in percentages van de jaarlijkse verkoop van voertuigen geven de bovenstaande hypothesen ongeveer 18% van de verkoop tussen 2015 en 2020, iets meer dan 20% in 2025 en 25% in 2030. Op middellange termijn (2020) zal een dergelijke toename van EV's slechts mogelijk zijn via zeer voluntaristische beleidsmaatregelen.

De hypothesen over de ontwikkeling van EV's die in deze studie werden aangenomen, zijn geïnspireerd op een rapport van het Federaal Planbureau opgesteld voor de FOD Mobiliteit en Vervoer (Gusbin, 2010). De doelstelling van dat rapport was de impact te evalueren van twee beleidsmaatregelen op de transportactiviteit, het milieu en het sociaal welzijn aan de hand van het transportmodel PLANET. De eerste beleidsmaatregel bestaat erin om de ontwikkeling van de elektrische wagens te stimuleren vanaf 2020. De tweede om het gebruik van HEB (waaronder hernieuwbare elektriciteit) in transport te bevorderen in lijn met de Belgische doelstelling (HEB-T) van 10% in 2020. De hypothesen over de EV-ontwikkeling in het Nuc_20/20_EV-scenario zijn vergelijkbaar met deze gekozen om de eerste maatregel te simuleren, terwijl de hypothesen aangenomen in het Ref_20/20_EV-scenario analoog zijn met deze gebruikt voor de tweede maatregel. De analyse van de Ref_20/20_EV- en Nuc_20/20_EV-scenario's volgt dezelfde indeling als de vorige analyses: impact op de eindvraag naar energie, de elektriciteitsproductie en HEB, energiebevoorrading en tenslotte de BKG-uitstoot. De resultaten van de twee scenario's worden naast elkaar voorgesteld, en dit relatief ten opzichte van het Ref_20/20-scenario voor het eerste en ten opzichte van het Nuc_20/20-scenario voor het tweede (zie ook Bijlage C).

4.5.1. Eindvraag naar energie

Figuur 50 toont dat in beide gevallen de ontwikkeling van EV's de totale eindvraag naar energie tijdens de projectieperiode doet dalen, zij het in eerder beperkte mate: van 0,3% tot 0,4% in het Ref_20/20_EV-scenario en van 0,5% tot 0,6% in het Nuc_20/20_EV-scenario. Zoals kon worden verwacht, is de impact vooral merkbaar op het niveau van de eindvraag naar energie van de transportsector; voor de andere sectoren van de eindvraag is die verwaarloosbaar.

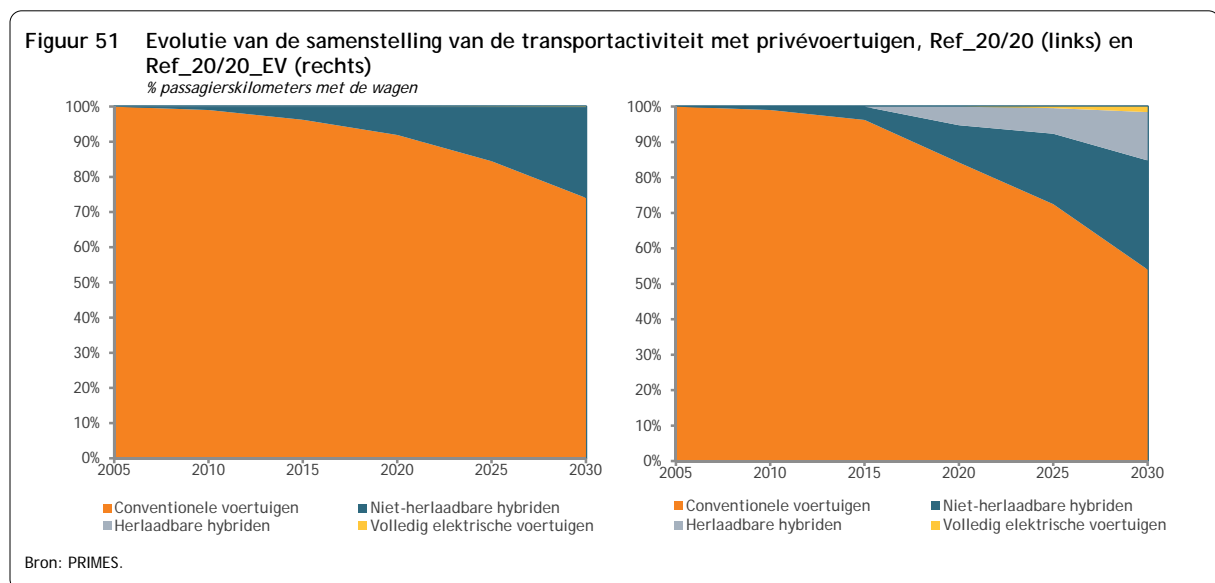


Wat transport betreft, daalt de eindvraag naar energie aangezien de energie-efficiëntie van de EV's groter is dan die van de conventionele voertuigen, niettegenstaande de continue toename in efficiëntie van deze laatste categorie tijdens de projectieperiode. Het energieverbruik van de conventionele voertuigen (interne verbrandingsmotor) per afgelegde kilometer daalt met gemiddeld 1,3% per jaar tot 2030. We preciseren dat het aantal passagierskilometer afgelegd per wagen in de 4 scenario's vrijwel gelijk is. De impact op het energieverbruik van de transportsector, voorgesteld in Figuur 50, moet dus uitsluitend worden toegeschreven aan de ontwikkeling van EV's. Voor het Ref_20/20_EV-scenario wordt de daling van de eindvraag naar energie geraamd op 1,2% in 2020 en 2% in 2030. Voor het Nuc_20/20_EV-scenario gaat het respectievelijk om 2% in 2020 en 2,3% in 2030.

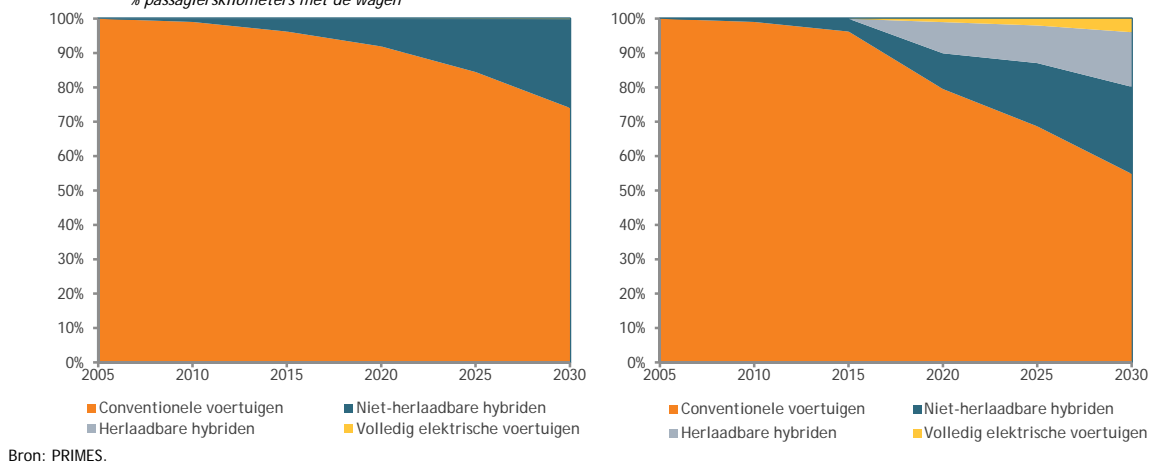
De veranderingen in de verdeling van de passagierskilometers (pkm) afgelegd per wagen veroorzaakt door de hypothesen inzake de ontwikkeling van EV's, worden geïllustreerd in Figuur 51 en Figuur 52.

Zonder ontwikkeling van EV's (linkerfiguur) vertegenwoordigen de conventionele voertuigen in 2030 drie vierde van de afgelegde pkm tegenover één vierde voor de niet-herlaadbare hybride voertuigen.

In geval van een geleidelijke opmars van EV's (rechterfiguur) vertegenwoordigen de conventionele voertuigen slechts iets meer dan de helft van de pkm. De marktaandelen van de andere types van motorisatie bedragen respectievelijk 30%, 13% en 2% voor de niet-herlaadbare hybride voertuigen, de herlaadbare hybriden en de volledig elektrische voertuigen in het scenario met kernuitstap. Wanneer de werkingsduur van de kerncentrales wordt verlengd, worden die percentages respectievelijk 25%, 16% en 4%.

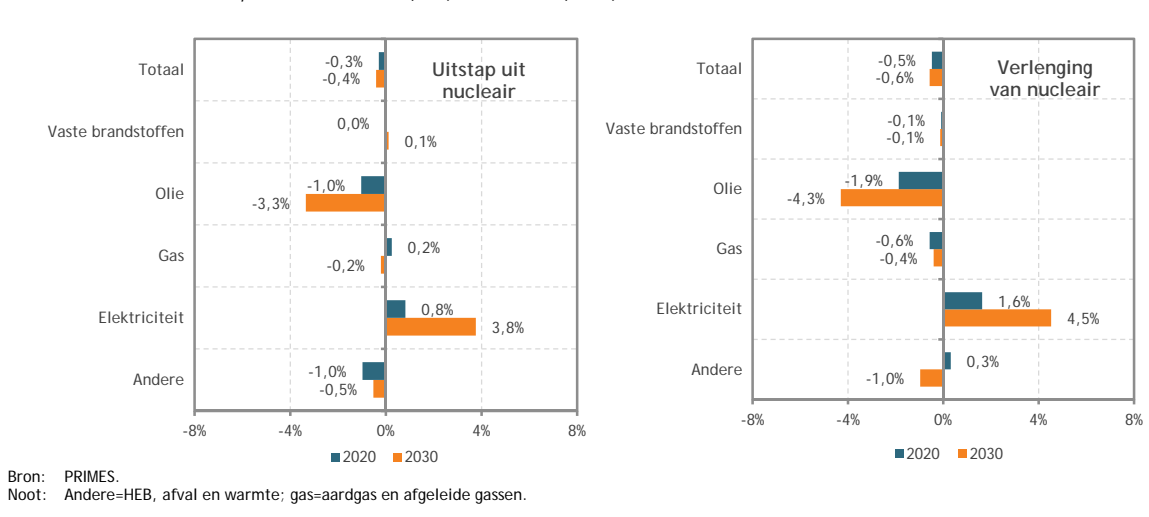


Figuur 52 Evolutie van de samenstelling van de transportactiviteit met privévoertuigen, Nuc_20/20 (links) en Nuc_20/20_EV (rechts)
% passagierskilometers met de wagen



Figuur 53 geeft ten slotte de impact van EV's op de structuur van de eindvraag naar energie naargelang de hypothese inzake kernenergie. Men ziet meteen dat de veranderingen van dezelfde aard zijn, maar dat de omvang van die veranderingen varieert naargelang het scenario, wat wordt verklaard door verschillende penetratiepercentages van EV's. Zoals kon worden verwacht, heeft de ontwikkeling van EV's een verwaarloosbare impact op de eindvraag naar vaste brandstoffen en aardgas of afgeleide gassen. Het effect van het verbruik van andere brandstoffen is eveneens gering. Het omvat de daling van het verbruik van biobrandstoffen als gevolg van de geringere transportactiviteit door de conventionele voertuigen (zie bovenstaande figuren).

Figuur 53 Impact van de EV op de eindvraag naar energie per energievorm naargelang de nucleaire hypothese
% verschil ten opzichte van Ref_20/20 (links) en Nuc_20/20 (rechts)

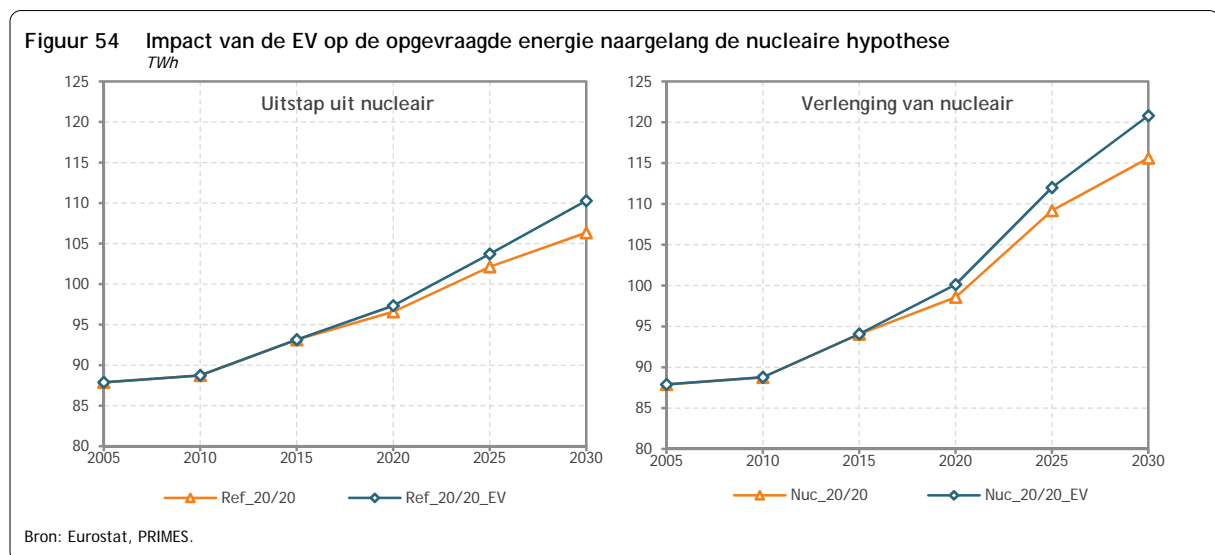


Het verbruik van olieproducten en elektriciteit ondervindt de grootste gevolgen. Het eerste daalt met 1% en 3,3% naargelang de termijn (respectievelijk met 1,9% en 4,3%) in het scenario met kernuitstap (resp. met verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales). De tweede groeit aan met 0,8% en 3,8% (resp. 1,6 en 4,5%) in het scenario met kernuitstap (resp. met uitstel van de pensioengerechtigde leeftijd van de kerncentrales).

De energiekosten in de sectoren van de eindvraag worden enkel in de transportsector beïnvloed door de ontwikkeling van EV's en bovendien enkel in het personenvervoer. De relevante kostenindicator betreft de uitgaven voor brandstoffen (in de ruime zin, d.w.z. inclusief elektriciteit) per passagierskilometer. In vergelijking met de scenario's zonder ontwikkeling van EV's dalen de brandstofuitgaven met 2% in 2020 en met 3% in 2030 in het Ref_20/20_EV-scenario en met 3% in 2020 en 4% in 2030 in het Nuc_20/20_EV-scenario.

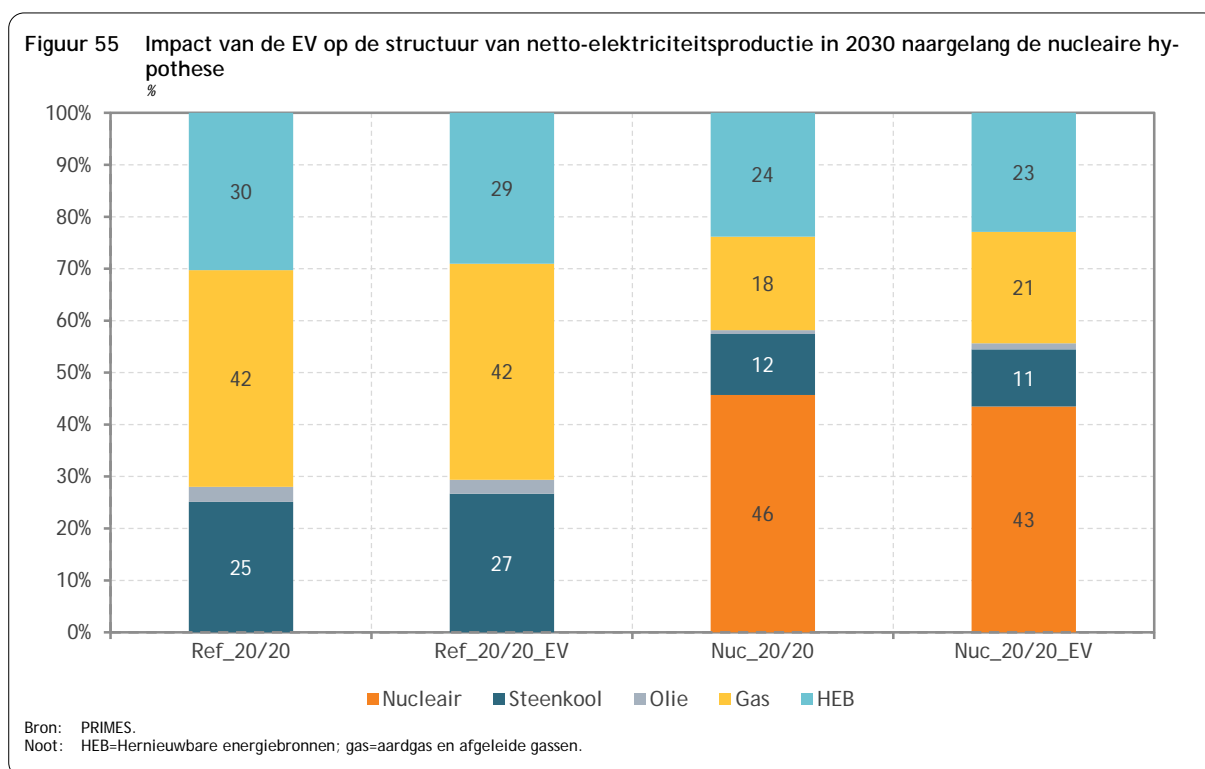
4.5.2. Elektriciteitsproductie

De reeds vermelde stijging van het elektriciteitsverbruik heeft een impact op de productie van elektriciteit aangezien de netto-invoer van elektriciteit verondersteld wordt gelijk te zijn in alle scenario's. Figuur 54 toont het gevolg van de ontwikkeling van EV's op de evolutie van de opgevraagde energie tussen 2005 en 2030, terwijl Figuur 55 de veranderingen in de structuur van de netto-elektriciteitsproductie toont.



In het Ref_20/20_EV-scenario stijgt de opgevraagde energie met gemiddeld 0,9% per jaar tijdens de periode 2005-2030 (tegenover 0,8% in het Ref_20/20-scenario). Bijgevolg bedraagt de opgevraagde energie in 2030 3,7% meer (of 4 TWh) dan het niveau dat in het Ref_20/20-scenario wordt geraamd; de bijkomende elektriciteitsproductie is afkomstig van thermische centrales op steenkool (62%) en aardgas (38%). Hierdoor neemt het aandeel van steenkool in de netto-elektriciteitsproductie lichtjes toe: 27% ten opzichte van 25% in het Ref_20/20-scenario.

In het Nuc_20/20_EV-scenario stijgt de opgevraagde energie met gemiddeld 1,3% per jaar tijdens de periode 2005-2030 (tegenover 1,1% in het Nuc_20/20-scenario). Bijgevolg ligt de opgevraagde energie in 2030 4,5% (of 5,2 TWh) hoger dan het niveau van het Nuc_20/20-scenario; de bijkomende elektriciteitsproductie is afkomstig van aardgascentrales (95%) en HEB (5%). Deze keer is het aandeel van aardgas in de netto-elektriciteitsproductie dat toeneemt: 21% ten opzichte van 18% in het Nuc_20/20-scenario.



4.5.3. Hernieuwbare energiebronnen

In 2020, het jaar waarvoor een HEB-doelstelling werd vastgelegd (13%), heeft de ontwikkeling van EV's geen invloed op het aandeel van HEB in het bruto finaal energieverbruik: dit aandeel blijft 12,7% in het scenario met kernuitstap (Ref_20/20_EV) en 12,1% in het scenario met behoud van de nucleaire capaciteit (Nuc_20/20_EV). Nog steeds in 2020 is er geen invloed merkbaar op de verdeling van de HEB tussen de drie toepassingen HEB-V&K, HEB-E en HEB-T.

4.5.4. Energiebevoorrading

Figuur 56 toont de impact die de penetratie van EV's in het wagenpark heeft op de energiebevoorrading. Deze figuur combineert in feite de gevolgen voor de eindvraag naar energie en de in de vorige paragrafen beschreven elektriciteitsproductie. Zij toont de veranderingen in het totaal bruto binnenlands verbruik (bbv) en per energievorm. De gevolgen in termen van netto energie-invoer zijn dezelfde als de veranderingen op het niveau van het bbv wat betreft vaste brandstoffen, aardolie en aardgas.

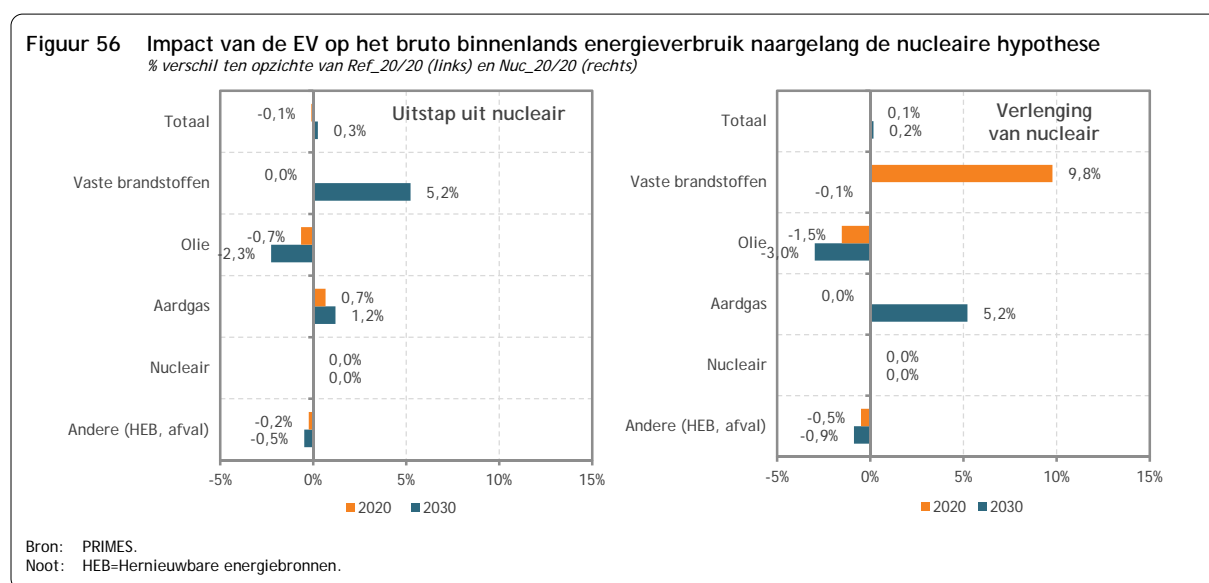
Het totaal bbv wordt weinig beïnvloed door de opmars van EV's. Het belangrijkste gevolg is een stijging met 0,3% in 2030 in het Ref_20/20_EV-scenario. De gevolgen zijn meer contrasterend als het over de verschillende energievormen gaat.

Ongeacht de hypothese in verband met kernenergie daalt het bruto binnenlands verbruik van aardolie als gevolg van het slinkende marktaandeel van de conventionele voertuigen die benzine, diesel of LPG verbruiken. De daling gaat van 1% (Ref_20/20_EV in 2020) tot 3% (Nuc_20/20_EV in 2030). Het bruto

binnenlands verbruik van HEB (en afval) daalt eveneens, maar in mindere mate, de impact is kleiner dan 1%⁴³.

Omgekeerd stijgt het bruto binnenlands verbruik van steenkool en aardgas in vergelijking met de situatie zonder EV. In het Ref_20/20_EV-scenario is de toename verwaarloosbaar in 2020, terwijl hij in 2030 5,2% bedraagt voor steenkool en 1,2% voor aardgas. Die resultaten weerspiegelen de structuur van de bijkomende elektriciteitsproductie die nodig is voor de ontwikkeling van EV's.

Dezelfde verklaring geldt voor het Nuc_20/20_EV-scenario: in 2020 is de bijkomende elektriciteitsproductie afkomstig van steenkoolcentrales en in 2030 vooral van aardgascentrales.



4.5.5. Broeikasgasemissies

De gevolgen van de grootschalige ontwikkeling van EV's op de BKG-emissies worden voorgesteld in Tabel 21. Die is gericht op het jaar 2030 gezien in dat jaar de penetratiepercentages van de elektrisch aangedreven voertuigen het hoogst zijn.

Tabel 21 Impact van de EV op de BKG-emissies in 2030 (scope '08-'12)

	Ref_20/20_EV (Mt CO ₂ -eq.)	verschil in % ten opzichte van Ref_20/20	Nuc_20/20_EV (Mt CO ₂ -eq.)	verschil in % ten opzichte van Nuc_20/20
Totale BKG-emissies	123,3	0,1	102,6	0,0
Totale CO ₂ -emissies	108,5	0,1	87,7	0,0
BKG- ETS-sector	61,0	2,4	41,3	4,2
ETS zonder luchtvaart	56,7	2,5	37,0	4,7
Luchtvaart	4,3	0,0	4,3	0,0
BKG - niet-ETS-sector	62,3	-2,0	61,3	-2,6
Energetische CO ₂	47,5	-2,6	46,4	-3,4
Niet-CO ₂	14,8	0,0	14,8	0,0

Bron: PRIMES, NTUA.

⁴³ In het Nuc_20/20_EV-scenario was er sprake van een bijkomende elektriciteitsproductie op basis van HEB. Die is echter in verhouding redelijk beperkt en wordt wat betreft de energiebevoorrading meer dan gecompenseerd door de daling in het verbruik van biobrandstoffen.

Een eerste conclusie luidt dat de impact op de totale BKG-emissies (en CO₂-emissies) (vrijwel) nihil is. In feite wordt de daling van de BKG-emissies in de niet-ETS-sector (met 2% en 2,6% naargelang het scenario) exact gecompenseerd door een stijging van de BKG-emissies in de ETS-sector (met 2,4% en 4,2% naargelang het scenario). Het eerste effect resulteert uit het geringer verbruik van olieproducten in de transportsector (die deel uitmaakt van de niet-ETS) dat zich vertaalt in een daling van de CO₂-uitstoot in de transportsector met 6% in 2030 in het scenario met kernuitstap en met 8% in het scenario met verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales. Het tweede effect vloeit voort uit de bijkomende elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen die een stijging veroorzaakt van de CO₂-uitstoot in de elektriciteitssector (+5% in 2030 in het scenario met kernuitstap en +22% in het scenario met verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales) die echter gedeeltelijk wordt gecompenseerd door een daling van de CO₂-uitstoot van de raffinaderijen die ook deel uitmaken van de ETS-sector (-1% in 2030 in het scenario met kernuitstap en -4% in het scenario met verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales). Samengevat laat de ontwikkeling van de elektrische boliden toe de CO₂-uitstoot van de transportsector te verminderen, maar de aard van de bijkomende elektriciteit nodig om de EV's aan te drijven, is zodanig dat die ontwikkeling geen merkbaar positieve impact heeft op de totale emissies van CO₂ en BKG in 2030.

Een tweede conclusie betreft de invloed van de nucleaire hypothese. Voor een identiek netto-effect wat de totale CO₂-uitstoot betreft, laat de verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales een grootschaliger ontwikkeling van EV's toe dan in het geval van een kernuitstap.

De resultaten in dit hoofdstuk moeten echter met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden: naast de scenario's en de onderliggende hypothesen in het PRIMES-model die verband houden met het energieverbruik van EV's, konden heel wat aspecten niet worden uitgewerkt als gevolg van de complexe interacties tussen de ontwikkeling van EV's en het energiesysteem of de beperkingen van het gebruikte model. Onder die aspecten vermelden we de indirecte CO₂-emissies die verband houden met het transport van aardolie van de productiezones naar de consumptiezones (België), de milieubalans voor de lokale pollutanten, de impact van de ontwikkeling van elektrische voertuigen op de elektriciteitsnetten of op de werkgelegenheid. De analyse richt zich op het jaar 2030 wat vrij dichtbij is wanneer men spreekt van elektrificatie van het transport. De effecten op langere termijn (2050) zouden anders kunnen zijn. Zij zouden absoluut gunstiger zijn voor de BKG-emissies (zeker in het scenario waarin de kerncentrales worden gesloten volgens de wet van 2003) indien HEB in belangrijke mate zou bijdragen tot de elektriciteitsproductie.

Wat betreft de hypothesen inzake het energieverbruik van de EV's (brandstof en/of elektriciteit), de indirecte emissies van CO₂ en andere pollutanten, werd recentelijk een bijkomende analyse (Gusbin et al., 2011) uitgevoerd met het PLANET-model dat werd ontwikkeld door het Federaal Planbureau. Het PLANET-model is een model dat specifiek uitgerust is voor de analyse van de transportsector.

5. Opvoering van de Europese BKG-reductie-inspanning

Eind mei 2010, ongeveer een jaar na de goedkeuring van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket, boog de Commissie zich over de studie van de energetische en economische gevolgen van een opvoering van de reductie-inspanning voor BKG-emissies op Europees niveau van 20% naar 30% tegen 2020 (EC, 2010b). In 2007 was de EU inderdaad bereid om haar BKG-emissies met 30% te verlagen in 2020 indien de overige ontwikkelde landen zich ertoe zouden verbinden hun emissies op een gelijkaardige manier te reduceren. In het kader van deze studie werd ook voor België een dergelijke impactanalyse gerealiseerd die wordt voorgesteld in het volgende hoofdstuk.

Meer recent, in maart 2011, stelde de Europese Commissie een routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie tegen 2050 voor (EC, 2011a). Dit initiatief vloeit voornamelijk voort uit de noodzaak om tegen 2050 de broeikasgasemissies van de ontwikkelde landen met 80 tot 95% te verlagen ten opzichte van 1990, met als uiteindelijk doel de opwarming van de aarde te beperken tot 2°C boven het pre-industrieel niveau. In de routekaart is het de doelstelling van de EU om de broeikasgasemissies tegen 2050 met 80% te verlagen ten opzichte van het niveau van 1990.

De analyse in dit hoofdstuk past binnen die context. De bestudeerde scenario's combineren immers de opvoering van de Europese BKG-reductie-inspanning in 2020 met de langetermijnstrategie van de EU zoals beschreven in de routekaart 2050 en zodoende breidt ze verder op de analyse uit WP 9-11 (Bossier et al., 2011). Terwijl WP 9-11 gericht is op de horizon 2020 betreft deze analyse ook de evoluties op langere termijn (2030). Daarnaast werd ook een ander (bijkomend) perspectief gekozen om de resultaten voor te stellen: de evoluties van het Belgisch energiesysteem en van de BKG-emissies als gevolg van de nieuwe BKG-context worden in absolute termen voorgesteld in plaats van relatief ten opzichte van de evoluties die voortvloeien uit de toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket zoals in WP 9-11.

5.1. Hypothesen en beschrijving van de scenario's

De impact van de opvoering van de Europese reductie-inspanning voor BKG-emissies in 2020 wordt, net zoals in het voorgaande hoofdstuk, bestudeerd aan de hand van een scenario-analyse: twee centrale en twee aanvullende scenario's.

De twee centrale scenario's, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int, volgen het voorbeeld van de scenario's die door de Europese Commissie bestudeerd werden in het document COM(2010) 265 final (EC, 2010c) en vervolledigen de analyse uit hoofdstuk 5 van WP 9-11. Ze gebruiken dezelfde algemene hypothesen (macro-economische en demografische context, internationale energieprijzen, beleidsmaatregelen, etc.) en dezelfde hernieuwbare waarden als diegene die als basis gediend hebben voor het Ref_20/20-scenario. Anderzijds gaan ze uit van verschillende koolstofwaarden, aangezien ze de verstrenging van de Europese reductiedoelstelling voor BKG-emissies in 2020 (-30% ten opzichte van 1990 i.p.v. -20%) evenals een licht afwijkend traject voor de BKG-emissies op Europees niveau na 2020⁴⁴ simuleren: -40% in 2030 en -80% in 2050 ten opzichte van 1990.

⁴⁴ In het Ref_20/20-scenario komt het traject voor BKG-emissies na 2020 overeen met respectievelijk -35% en -80% in 2030 en 2050 ten opzichte van 1990.

De twee bestudeerde centrale scenario's verschillen van elkaar in de mate waarin ze rekening houden met de flexibiliteitsmechanismen die door de Europese wetgeving worden toegestaan.

- Ref_30/20_flex-scenario biedt de EU de mogelijkheid haar verplichtingen na te komen door gebruik te maken van flexibiliteitsmechanismen buiten de EU voor de helft van de bijkomende inspanning. Anders gezegd: de EU moet haar BKG-emissies op eigen grondgebied verlagen met minstens 25% in 2020 ten opzichte van 1990.
- Ref_30/20_int-scenario, daarentegen, berust op een interne Europese dynamiek waarbij de flexibiliteitsmechanismen enkel ingezet kunnen worden tussen de EU-lidstaten. In dit tweede scenario blijft de interne reductiedoelstelling van de EU dus 30% in 2020 ten opzichte van 1990.

De mogelijkheid om gebruik te maken van flexibiliteitsmechanismen uit zich, in termen van modellering, in een identieke koolstofwaarde (KW) voor alle lidstaten en in de ETS- en niet-ETS-sector. De koolstofwaarde is dezelfde voor een gegeven jaar, maar varieert in de loop van de projectieperiode naargelang de reductie-inspanning. In de niet-ETS-sector komt die hypothese neer op een gelijkschakeling van de marginale reductiekosten in de EU. In de ETS-sector vloeit het uniforme karakter van de koolstofwaarde simpelweg voort uit de invoering van het Europese systeem voor broeikasgasemissierechtenhandel en geeft de KW de koolstofprijs op die markt. Aangezien de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's gekenmerkt worden door verschillende reductietrajecten voor BKG-emissies, zijn ook de koolstofwaarden (KW's) verschillend. Dit is het geval in 2020 wanneer de BKG-emissiereductie op Europees niveau 25% is in het Ref_30/20_flex-scenario vergeleken met 30% in het Ref_30/20_int-scenario (ten opzichte van 1990). Het is eveneens het geval in 2030 wanneer de BKG-emissiereductiepercentages dezelfde zijn in beide scenario's (-40% ten opzichte van 1990).

Dit resultaat is toe te schrijven aan het feit dat, in het gebruikte model, de economische agenten hun keuzes aangaande energieverbruik en –productie en hun investeringsbeslissingen kunnen anticiperen in functie van het gevolgde emissiereductietraject (in plaats van zich aan te passen aan de opeenvolgende reductiedoelstellingen zonder enige langetermijnvisie). In het Ref_30/20_int-scenario worden de economische agenten geconfronteerd met een strenger reductie-objectief dan dit gedefinieerd in het Ref_30/20_flex-scenario in 2020. Ze dienen dus hun keuzes en energetisch gedrag aan te passen (wat door de hogere KW in 2020 wordt weergegeven: 55,4 €/tCO₂ vs. 30,2 €/tCO₂). Deze meer drastische aanpassingen hebben een effect dat verderloopt tot in 2030. Daarom ook dat in 2030 de bijkomende aanpassingen nodig om te beantwoorden aan de gemeenschappelijke reductiedoelstelling (-40%) minder ingrijpend zijn in het Ref_30/20_int-scenario dan in het Ref_30/20_flex-scenario (wat weerspiegeld wordt in de lagere KW in 2030: 61,7 vs. 66,1 €/tCO₂).

Onderstaande tabel toont de koolstofwaarden (KW) en de hernieuwbare waarden (HW) voor de jaren 2020 en 2030.

Tabel 22 Koolstofwaarden en hernieuwbare waarden, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int

	Ref_30/20_flex		Ref_30/20_int	
	2020	2030	2020	2030
KW ETS-sector (€/tCO ₂)	30,2	66,1	55,4	61,7
KW niet-ETS-sector (€/tCO ₂)	30,2	66,1	55,4	61,7
HW (€/MWh)	82,0	38,0	82,0	38,0

Bron: PRIMES.

Noot: KW=koolstofwaarde; HW=hernieuwbare waarde.

De energievoorzichten en de evolutie van de BKG-emissies in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's worden respectievelijk beschreven in delen 5.2 en 5.3.

Naar analogie met de analyse van het Ref_20/20-scenario (zie hoofdstuk 4) werden bijkomende scenario's bestudeerd die dezelfde thema's onderzoeken: de eventuele verlenging van de operationele werkingsduur van de kerncentrales na de voorziene 40 jaar gestipuleerd in de wet van 2003 en een groot-schalige ontwikkeling van elektrische wagens.

Zo gaan de Nuc_30/20_flex- en Nuc_30/20_int-scenario's ervan uit dat de operationele werkingsduur van alle Belgische kerncentrales met 20 jaar wordt verlengd. Deel 5.4 toont de analyse van die scenario's. De resultaten worden in hoofdzaak uitgedrukt in procentuele verschillen ten opzichte van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's.

De andere bijkomende scenario's, Ref_30/20_xxx_EV en Nuc_30/20_xxx_EV (met xxx=flex of int), veronderstellen een ontwikkeling op grote schaal van elektrische wagens die evenwel varieert naargelang de hypothese inzake kernenergie. De analyse van die scenario's komt aan bod in deel 5.5. De resultaten worden respectievelijk weergegeven ten opzichte van de resultaten van de Ref_30/20_xxx- en Nuc_30/20_xxx-scenario's.

5.2. Energievoorzichten

De energievoorzichten voor België in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's worden beschreven volgens dezelfde structuur als in het Ref_20/20-scenario. De analyse is allereerst toegespitst op de evolutie van de eindvraag naar energie, vervolgens op de elektriciteitsproductie, de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen en ten slotte op de wijzigingen in de energiebevoorrading.

In de mate van het mogelijke worden de resultaten van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's naast elkaar weergegeven. Zoals de verschillende figuren en tabellen zullen aantonen, zijn de energievoorzichten tegen 2030 in beide scenario's zeer vergelijkbaar. De verschillen tussen de twee scenario's zijn vooral merkbaar in de periode naar 2020. Gedetailleerde resultaten van beide scenario's kunnen teruggevonden worden in bijlage B.

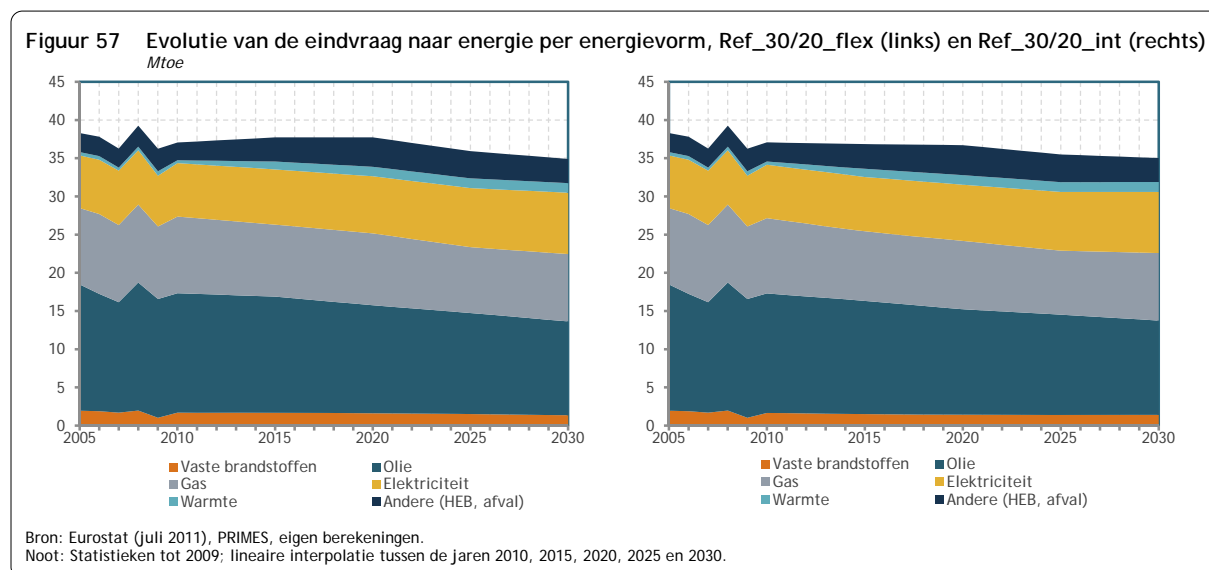
5.2.1. Eindvraag naar energie

In het Ref_30/20_flex-scenario ligt de totale eindvraag naar energie in 2020 en 2030 respectievelijk 2% en 9% onder het niveau van 2005⁴⁵. De totale eindvraag bedraagt 37,7 Mtoe in 2020 en 34,9 Mtoe in 2030, tegenover 38,3 Mtoe in 2005. De evolutie over de periode 2005-2030 vertaalt zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van -0,4%.

Het Ref_30/20_int-scenario bereikt hetzelfde niveau voor de totale eindvraag naar energie in 2030, maar wordt gekenmerkt door een zwakkere vraag in 2020: 36,7 Mtoe, of ongeveer 4% onder het niveau van 2005.

⁴⁵ De cijfers voor het jaar 2030 bedroegen 1% in de baseline en 5% in het Ref_20/20-scenario.

Figuur 57 en Tabel 23 illustreren de evolutie van de finale energievraag per energievorm.



Voor alle fossiele energiebronnen daalt het verbruik in 2030 ten opzichte van 2005: -29% voor de vaste brandstoffen (steenkool en cokes), -25% voor de aardolieproducten en -12% voor gas (aardgas en afgeleide gassen). Dat dalend verbruik vertaalt zich in een verlies aan aandeel. De relatieve aandelen van de vaste brandstoffen, olieproducten en gas in de eindvraag bedragen respectievelijk 4%, 35% en 25% in 2030, tegenover 5%, 43% en 26% in 2005.

Omgekeerd stijgt het verbruik van elektriciteit, hernieuwbare energiebronnen en stoom met respectievelijk +16%, +26% en +197% (of een quasi verdrievoudiging voor stoom⁴⁶) tussen 2005 en 2030. Uitgedrukt in gemiddelde jaarlijkse groeivoeten komt dit neer op +0,6%, +0,9% en +4,5%. Die energievormen verhogen zo hun aandeel in de finale energievraag. Tussen 2005 en 2030 stijgt het aandeel elektriciteit van 18 naar 23%, het aandeel hernieuwbare energiebronnen van 7 naar 9% en het aandeel gedistribueerde warmte/stoom van 1 naar 4%.

In 2030 is de structuur van de totale eindvraag identiek in de twee scenario's (Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int). In 2020 zijn er enkele minieme verschillen (in de grootteorde van een procent).

De groei van de hernieuwbare energiebronnen in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's kent een gelijkaardig verloop als in het Ref_20/20-scenario. Dat is niet verrassend gezien dezelfde hernieuwbare waarden (HW) gehanteerd worden. In 2030 is de finale vraag naar HEB maximaal 1% hoger dan het berekende niveau in het Ref_20/20-scenario en dit omwille van de hogere koolstofwaarden.

⁴⁶ Het gaat hier om gedistribueerde warmte/stoom ("distributed heat") opgewekt in warmtekrachtkoppelingcentrales. Die technologie kent een sterke ontwikkeling tijdens de projectieperiode (zie infra).

Tabel 23 Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int
ktoe

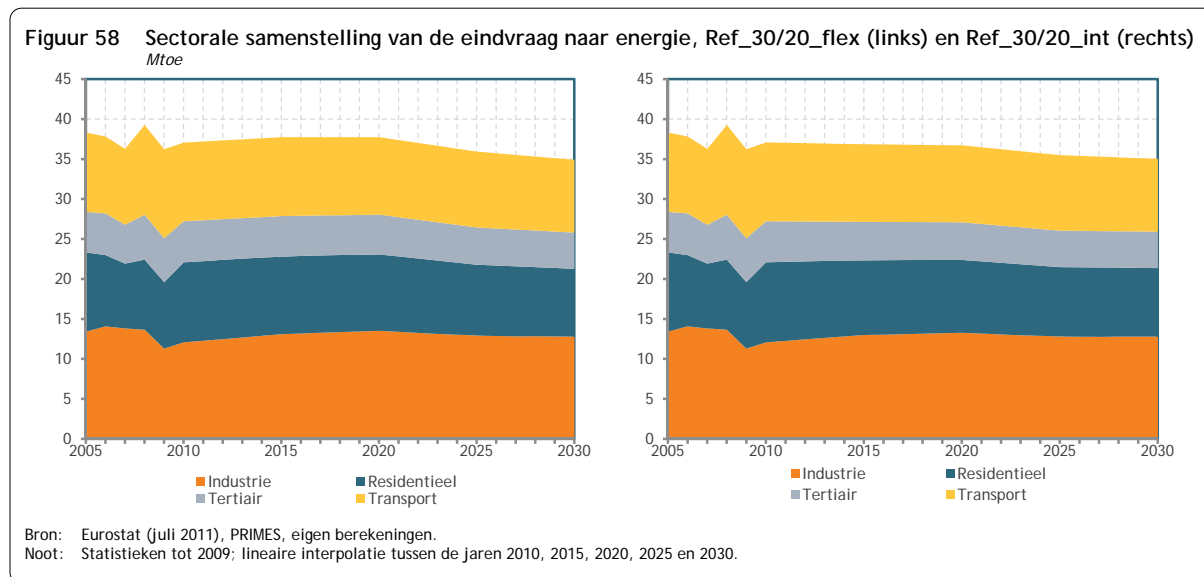
	2005	Ref_30/20_flex			Ref_30/20_int		
		2020	2030	Wijziging 2005-2030	2020	2030	Wijziging 2005-2030
Vaste brandstoffen	1962	1662	1372	-30%	1407	1418	-28%
Olie	16523	14102	12275	-26%	13837	12343	-25%
Gas	10009	9413	8821	-12%	8943	8837	-12%
Elektriciteit	6896	7471	8026	16%	7364	8013	16%
Warmte	428	1246	1271	197%	1258	1294	202%
Andere (HEB, afval)	2505	3850	3161	26%	3917	3134	25%
Totaal	38323	37743	34925	-9%	36726	35039	-9%

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: HEB=Hernieuwbare energiebronnen; gas=aardgas en afgeleide gassen.

Kort samengevat: de olieproducten blijven de energiemix domineren. Ze vertegenwoordigen nog steeds meer dan een derde van de finale energievraag (ongeveer 12 Mtoe in 2030), gevolgd door gas en elektriciteit met een aandeel van elk ongeveer een vierde in de eindvraag (respectievelijk 8,8 en 8 Mtoe in 2030). De hernieuwbare energiebronnen komen in de buurt van 10% (iets meer dan 3 Mtoe in 2030). De vaste brandstoffen die hoofdzakelijk gebruikt worden in de ijzer- en staalindustrie (1,4 Mtoe in 2030) en stoom (1,3 Mtoe in 2030) sluiten de lijst af. De bovenstaande cijfers zijn van toepassing op zowel het Ref_30/20_flex-scenario als het Ref_30/20_int-scenario.

De sectorale evolutie van de energievraag werpt een bijkomend licht op de hierboven voorgestelde analyse. Figuur 58 en Tabel 24 illustreren die evolutie.



De overgang van een BKG-emissiereductiedoelstelling in de EU van 20% naar 30% en de toepassing van strengere reductiedoelstellingen na 2020 wijzigen de relatieve aandelen van de verschillende sectoren in de eindvraag niet wezenlijk: de industrie verbruikt iets meer dan een derde van de finale energievraag, transport en de residentiële sector elk een vierde en de tertiaire sector het resterend deel.

Tussen 2005 en 2030 kent de finale energievraag een terugval in alle sectoren: -5% in de industrie, -15% in de residentiële sector, -10% in de tertiaire sector en -8% in transport. Ten opzichte van de resultaten van het Ref_20/20-scenario in 2030 situeren de belangrijkste wijzigingen afkomstig van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's zich in de tertiaire en de residentiële sector.

Tabel 24 Evolutie van de eindvraag naar energie per sector, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int
ktoe

	2005	2020	Ref_30/20_flex		2020	Ref_30/20_int	
			2030	Wijziging 2005-2030		2030	Wijziging 2005-2030
Industrie	13418	13533	12807	-5%	13278	12802	-5%
Residentieel	9920	9553	8476	-15%	9122	8571	-15%
Tertiair	5058	4974	4532	-10%	4708	4552	-10%
Transport	9927	9684	9109	-8%	9617	9115	-8%
Totaal	38323	37743	34925	-9%	36726	35039	-9%

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

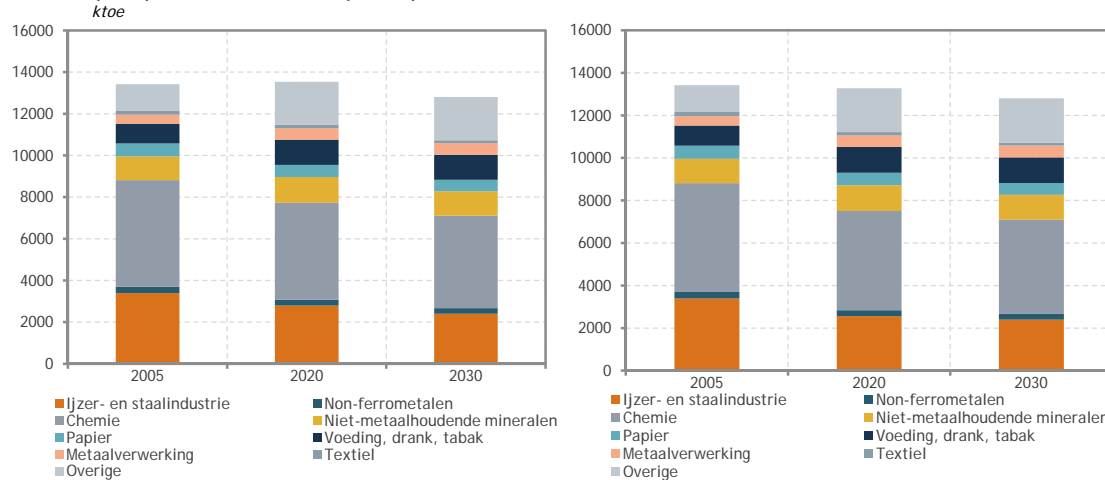
De volgende paragrafen gaan iets dieper in op de sectorale evolutie van de finale energievraag tussen 2005 en 2030 en bestuderen in het bijzonder de ontwikkeling van de energie-intensiteit en de energiekosten in de vier sectoren van de eindvraag.

a. Industrie

Wat de industrie betreft, tonen de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's een terugval van de finale energievraag met 5% tussen 2005 en 2030 (of een daling van gemiddeld 0,2% per jaar). In het Ref_30/20_flex-scenario ligt de oorzaak in de combinatie van een gematigde groei van 1% tussen 2005 en 2020 en een daling van iets meer dan 5% tussen 2020 en 2030, terwijl het in het Ref_30/20_int-scenario voortvloeit uit een afname van 1% tussen 2005 en 2020 en uit een daling van iets minder dan 4% tussen 2020 en 2030. Die contrasterende trajecten resulteren uit de verschillende evoluties van de koolstofwaarden in de ETS- en niet-ETS-sectoren.

De tendensen op het niveau van de negen industriële subsectoren die in de baseline en het Ref_20/20-scenario reeds naar voren kwamen, zijn ook aanwezig in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's. Het gaat hier om een terugval van het energieverbruik in de ijzer- en staalindustrie, de non-ferrometalen, chemie, de papierindustrie en de textielnijverheid in 2030 ten opzichte van 2005 en een groei in de overige subsectoren. Ondanks de hogere koolstofwaarden zijn de verbruiksverminderingen (of -toenames) bovendien vergelijkbaar met die in het Ref_20/20-scenario, met als enige uitzondering de ijzer- en staalindustrie. Het finaal energieverbruik van die laatste deelsector kent namelijk een daling van ongeveer 30% tussen 2005 en 2030 in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's, tegenover 25% in het Ref_20/20-scenario.

Figuur 59 Evolutie van niveau en structuur van de eindvraag naar energie van de industrie, Ref_30/20_flex-scenario (links) en Ref_30/20_int (rechts)



Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Aangezien de evolutie van de toegevoegde waarde verondersteld wordt gelijk te zijn in alle bestudeerde scenario's, vertalen de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's zich in een daling van de energie-intensiteit⁴⁷ die iets uitgesprokener is dan in het Ref_20/20-scenario. Zoals Tabel 25 aangeeft, ondervindt de globale energie-intensiteit van de industrie een verbetering van 37% in 2030 ten opzichte van 2005 (of een procentpunt meer dan in het Ref_20/20-scenario). De belangrijkste vooruitgang tussen 2005 en 2030 doet zich voor in de chemie (39%) en in de papierindustrie (34%). Opnieuw verschillen de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's slechts in hun evolutie op middellange termijn (2020): de dalingen in energie-intensiteit zijn sterker in het tweede scenario wegens de hogere koolstofwaarde.

Tabel 25 Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie en haar sectoren, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int Index 2005=100

	Ref_30/20_flex		Ref_30/20_int	
	2020	2030	2020	2030
Industrie	76,5	63,2	75,1	63,2
IJzer- en staal	87,6	72,0	80,2	71,8
Non-ferrometalen	88,4	79,1	87,9	79,1
Chemie	74,6	60,7	74,7	60,6
Niet-metaalhoudende mineralen	84,3	71,7	83,4	71,8
Papier	77,7	66,1	77,6	66,2
Voeding, drank en tabak	92,5	81,1	92,3	81,4
Metaalverwerking	89,1	77,5	88,8	77,6
Textiel	86,4	79,6	86,2	79,6
Overige	96,7	83,4	96,5	83,4

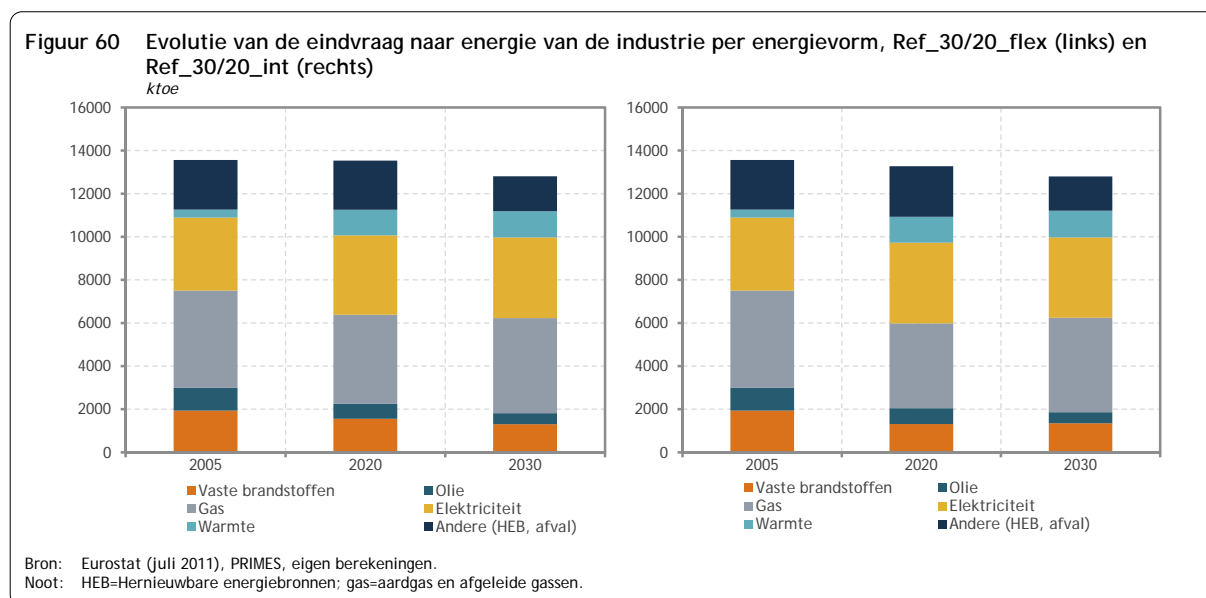
Bron: PRIMES.

De bijzondere situatie van de ijzer- en staalindustrie hierboven wordt ook weerspiegeld in de evolutie van de energie-intensiteit. In die sector zijn de bijkomende winsten aan energie-intensiteit ten opzichte van het Ref_20/20-scenario afkomstig van enerzijds een vermindering van de staalproductie door de

⁴⁷ De energie-intensiteit wordt gedefinieerd als de verhouding tussen het finaal energieverbruik en de toegevoegde waarde.

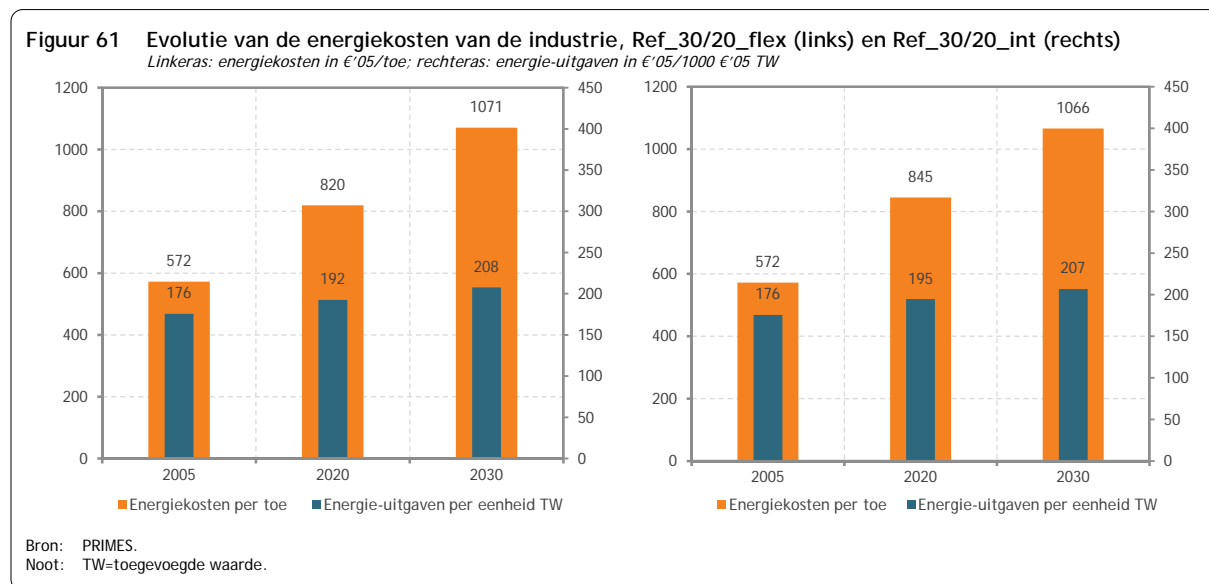
traditionele hoogovens (-6% in 2030 ten opzichte van het Ref_20/20-scenario en -17% ten opzichte van 2005) en anderzijds een toename van de staalproductie via de elektrische boogovens die een hogere energie-efficiëntie bezitten (+10% in 2030 ten opzichte van het Ref_20/20-scenario en +25% ten opzichte van 2005).

Onderstaande figuur toont de evolutie van de energiemix in de industrie die vergelijkbaar is in de twee scenario's. Er doet zich een aanzienlijke daling voor in het verbruik van vaste brandstoffen (steenkool en cokes) die voornamelijk gebruikt worden in de ijzer- en staalindustrie (-30% tussen 2005 en 2030), van olieproducten (-43%), van de overige brandstoffen (-30%; de daling betreft hoofdzakelijk het industrieel afval) en van gas (-3%). Het elektriciteitsverbruik neemt gematigd toe over de periode 2005-2030 (+6%). Het verbruik van gedistribueerde warmte/stoom⁴⁸ opgewekt in de grote warmtekrachtkoppelingscentrales stijgt spectaculair en ligt in 2030 drie keer hoger dan in 2005. De hierboven beschreven evoluties houden echter geen noemenswaardige wijzigingen in voor de samenstelling van de energiemix tijdens de projectieperiode.



⁴⁸ Ter herinnering: gedistribueerde warmte/stoom (« distributed heat ») opgewekt in grote warmtekrachtkoppelingscentrales wordt gecombineerd op het niveau van de finale energievraag; dat geldt niet voor de warmte geproduceerd in de kleinste warmtekrachtkoppelingscentrales (« on site WKK »). In dat geval wordt het verbruik van de inputs die nodig zijn om elektriciteit en warmte te produceren, gecombineerd op het niveau van de finale energievraag.

Om dit deel over de industrie af te sluiten, illustreert onderstaande figuur de evolutie van de energiekosten van de industrie in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's. Deze figuur toont de verandering van de energiekosten per verbruikte toe (linkeras) en de evolutie van de energie-uitgaven⁴⁹ per eenheid toegevoegde waarde (rechteras). De energiekosten omvatten de kosten met betrekking tot de energie-uitrusting (verwarmingsketels, ovens, etc.) en de kosten voor de aankoop van brandstoffen, elektriciteit en, indien van toepassing, stoom.



De energiekosten per toe stijgen aanzienlijk tussen 2005 en 2030. De toename bedraagt 87% in het Ref_30/20_flex-scenario en 86% in het Ref_30/20_int-scenario. Dat is respectievelijk 4 en 3 procentpunten meer dan in het Ref_20/20-scenario en wordt verklaard door hogere koolstofprijzen in de ETS- en niet-ETS-sectoren. De energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde stijgen meer gematigd (+18% tussen 2005 en 2030, vergeleken met +17% in het Ref_20/20-scenario). Dat resultaat illustreert het feit dat de daling van het waargenomen energieverbruik in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's de toename van de energiekosten per toe meer dan compenseert.

b. Transport

De eindvraag naar energie in de transportsector⁵⁰ vermindert met iets meer dan 8% over de periode 2005-2030. Die daling is slechts iets aanzienlijker dan die in het Ref_20/20-scenario (-7,7%) hoewel de koolstofwaarden in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's respectievelijk 46% en 36% hoger zijn dan in het Ref_20/20-scenario in 2030. Dat komt door de vorm van de marginale reductiekosten-curve in transport die veel steiler is dan in de meeste andere sectoren. Hierdoor zijn bijkomende BKG-emissiereducties klein ondanks een significante toename van de koolstofprijs⁵¹. Aangezien de substitutiemogelijkheden tussen energievormen relatief beperkt zijn in de transportsector vloeien de

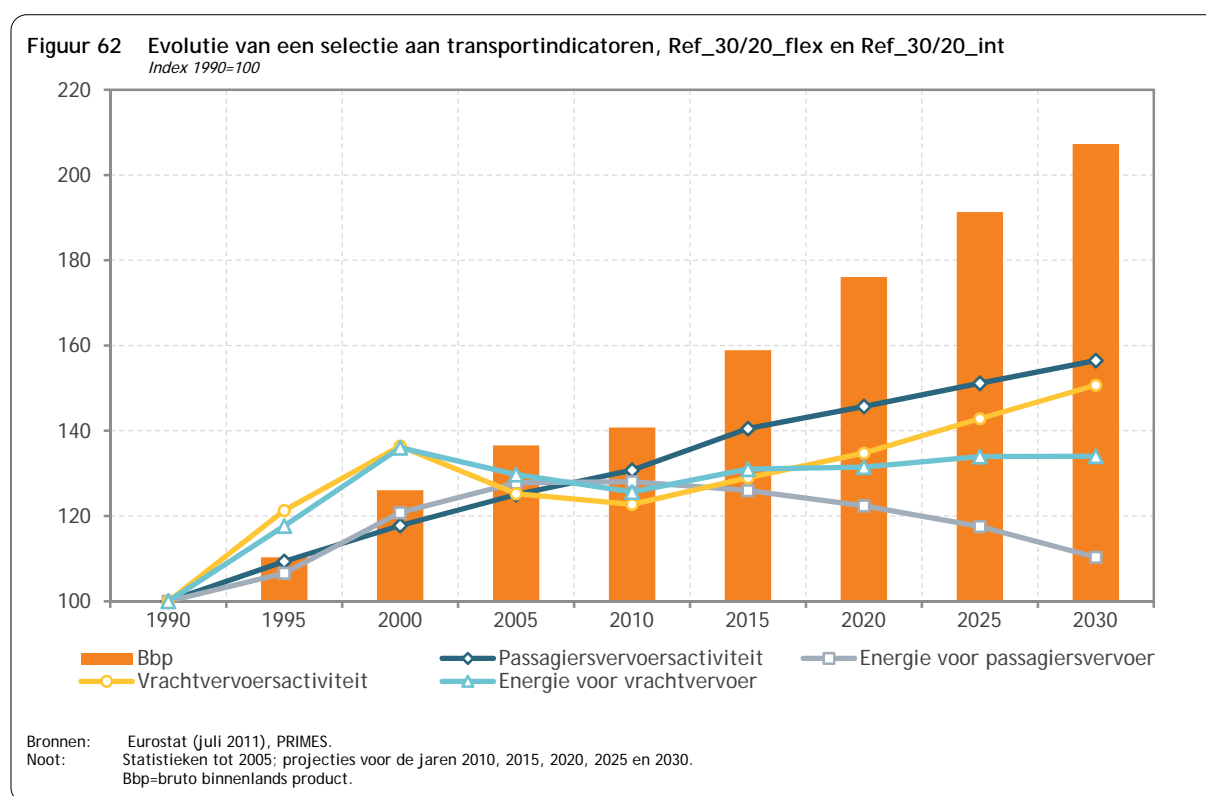
⁴⁹ De energie-uitgaven zijn het product van de energiekosten per toe en het energieverbruik.

⁵⁰ Inclusief de luchtvaart die deel uitmaakt van de ETS.

⁵¹ Die verklaring is van toepassing wanneer de koolstofwaarden hoger zijn dan 40 €/tCO₂, wat het geval is in 2030 wanneer de KW stijgt van 45,4 €/tCO₂ in het Ref_20/20-scenario tot 62-66 €/tCO₂ in de Ref_30/20-scenario's. De situatie is anders wanneer de KW kleiner zijn. In 2020 wanneer de KW stijgt van 4,2 €/tCO₂ in het Ref_20/20-scenario tot 30,2 €/tCO₂ in het Ref_30/20_flex-scenario of tot 55,4 €/tCO₂ in het Ref_30/20_int-scenario, worden grotere reducties van het energieverbruik waargenomen, in de orde van 1 à 2% (cf. WP 9-11, figuren 18 en 29).

geraamde emissiereducties vooral voort uit bescheiden dalingen van het finaal energieverbruik van de sector.

Figuur 62 toont de ontkoppeling tussen de vervoersactiviteit en het energieverbruik in het Ref_30/20_flex-scenario (de resultaten zijn vrijwel dezelfde in het Ref_30/20_int-scenario). Er is trouwens ook niet zoveel verschil met de evoluties uit het Ref_20/20-scenario: het aantal passagierskilometer stijgt met 25% tussen 2005 en 2030, terwijl het energieverbruik met 14% daalt over dezelfde periode. Voor het goederenvervoer bedragen de cijfers respectievelijk +20% en +3%. Een dergelijke evolutie is toe te schrijven aan een combinatie van factoren, waaronder de toepassing van de verordeningen rond CO₂ voor personenauto's (zoals de verordening 2009/443/EG van het Europees Parlement en de Raad), de hybridisatie van het wagenpark en de extra kosten als gevolg van de toepassing van de 10%-doelstelling voor hernieuwbare energie in transport tegen 2020.



Zoals ook het geval was voor het Ref_20/20-scenario is de enige merkbare verandering in de energiemix van de transportsector de toename van de biobrandstoffen. In 2030 vertegenwoordigen ze 10% van het finale energieverbruik van de transportsector (9% in 2020). Het energieverbruik van de transportsector wordt nog steeds gedomineerd door olieproducten: 88% in 2030 vergeleken met 99% in 2005. Het saldo van het verbruik in 2030 wordt verzekerd door biobrandstoffen (10%) en elektriciteit (2%). Dat laatste resultaat moet gezien worden in het licht van de hypothese die stelt dat er geen ontwikkeling is van elektrische voertuigen voor het wegvervoer in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's, met uitzondering van de niet-herlaadbare hybride voertuigen⁵². Deze voorwaarde wordt evenwel opgeheven in de in deel 5.5 bestudeerde varianten.

⁵² "Charge sustained" hybride.

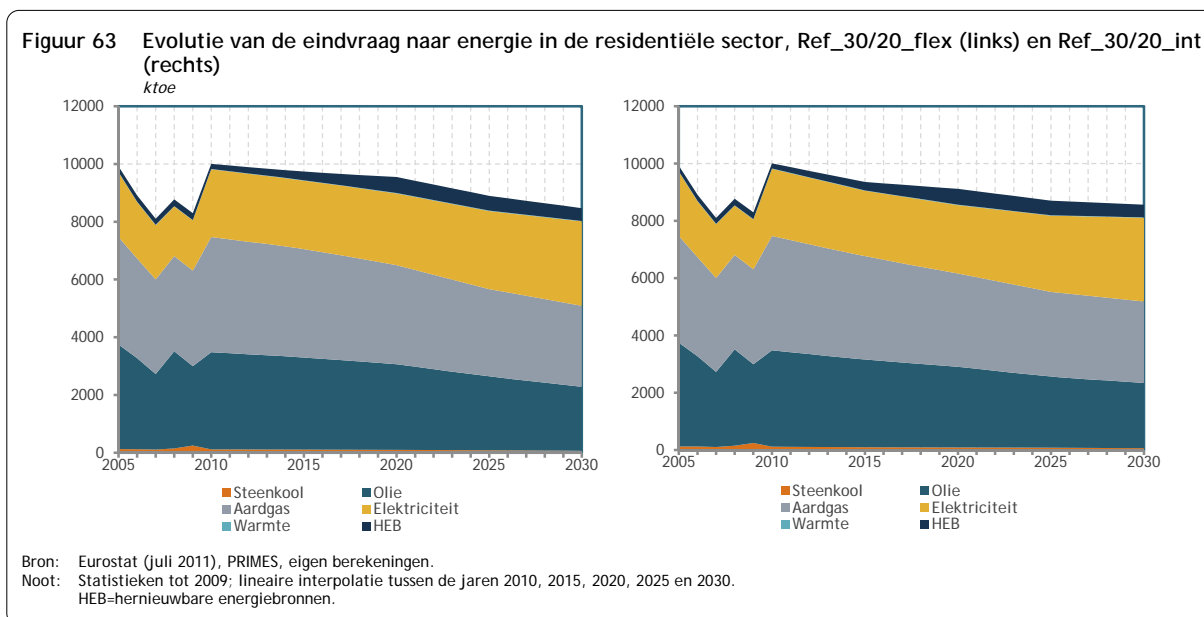
De brandstofuitgaven in verhouding tot het aantal passagierskilometer stijgen gematigd (+2%) tussen 2005 en 2030 dankzij de verbetering in de energie-efficiëntie van de voertuigen en meer specifiek van de privévoertuigen (meer bepaald via de Europese reglementering). In 2020 vertegenwoordigen de niet-herlaadbare hybride voertuigen 8% van de per wagen afgelegde passagierskilometers; in 2030 stijgt dat percentage naar 26%. De brandstofuitgaven per tonkilometer daarentegen stijgen fors tijdens dezelfde periode (+27%), vooral als gevolg van de stijgende olieprijsen gezien tot vandaag de dag geen Europese regelgeving bestaat die de energie-efficiëntie van vrachtwagens of binnenschepen tracht te verbeteren zoals dat het geval is bij personenwagens.

In 2030 zijn de brandstofuitgaven in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's gelijk aan die uit het Ref_20/20-scenario.

c. Residentiële sector

Het finaal energieverbruik van de residentiële sector daalt met 15% in het Ref_30/20_flex-scenario (en met 14% in het Ref_30/20_int-scenario) tussen 2005 en 2030, of een daling met gemiddeld 0,6% per jaar. De energie-intensiteit van de residentiële sector, nl. de verhouding tussen het energieverbruik en het beschikbaar inkomen, verbetert met gemiddeld 1,8% per jaar tijdens dezelfde periode. Dat is beter dan in het Ref_20/20-scenario (1,5%) en wordt verklaard door een hogere koolstofprijs in de niet-ETS-sector waardoor de energievraag wordt omgebogen. Tot slot daalt de energievraag per inwoner voor woon-doelinden (verwarming, verlichting, etc.) met ongeveer 24% over de periode 2005-2030 (vergeleken met een daling van 17% in het Ref_20/20-scenario).

In 2030 zijn de resultaten van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's vrijwel identiek. Wat hen van elkaar onderscheidt, zijn de energievooruitzichten in 2020. Die verschillen worden ook bestudeerd in hoofdstuk 5 van de WP 9-11 (Bossier et al., 2011). De daling van het finaal energieverbruik van de residentiële sector tussen 2005 en 2020 bedraagt 4% in het Ref_30/20_flex-scenario, terwijl ze 8% bedraagt in het Ref_30/20_int-scenario. Het verschil in koolstofwaarden voor de niet-ETS-sector in 2020 is de oorzaak van die uiteenlopende evoluties: 30,2 €/tCO₂ in het Ref_30/20_flex-scenario tegenover 55,4 €/tCO₂ in het Ref_30/20_int-scenario.



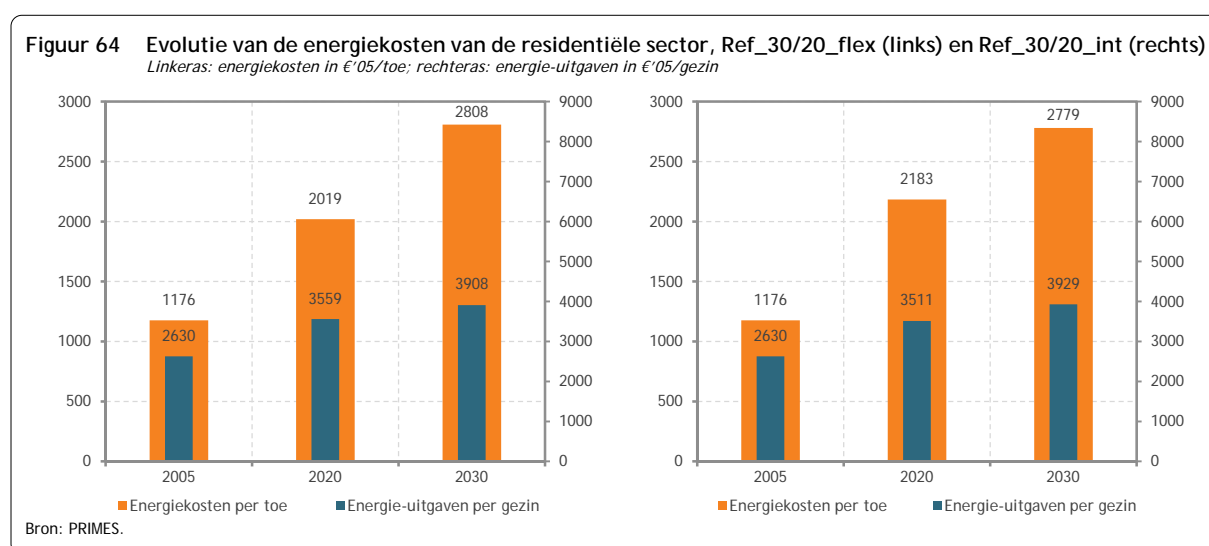
Op het vlak van de energiemix kenmerken de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's zich door een forse daling van het gebruik van fossiele energiebronnen (respectievelijk -32% en -31% tussen 2005 en 2030), een toename van het elektriciteitsverbruik (+31% over dezelfde periode) en een sprong voorwaarts van de hernieuwbare energiebronnen waarvan het gebruik met een factor 2,4 toeneemt tussen 2005 en 2030. Ter vergelijking: in het Ref_20/20-scenario waren de evoluties respectievelijk -26%, +43% en 2,5.

De bijkomende daling (ten opzichte van het Ref_20/20-scenario) van het verbruik van fossiele energie wordt veroorzaakt door de stijging van de koolstofprijs in de niet-ETS-sector, terwijl de hernieuwbare waarde onveranderd is gebleven. De daling heeft zowel betrekking op olieproducten –vooral stookolie– (-39% tussen 2005 en 2030) als op aardgas (-25%) en steenkool (-46%). Deze laatste energievorm vertegenwoordigt slechts een klein deel van de finale energievraag van de gezinnen (ongeveer 1%). In termen van aandeel vertegenwoordigen de olieproducten niet meer dan 26% van de eindvraag van de sector in 2030 (tegenover 36% in 2005) en aardgas 33% (vergeleken met 38% in 2005).

Omgekeerd stijgt het elektriciteitsverbruik (van zowat 26 TWh in 2005 naar 34 TWh in 2030), zij het meer gematigd dan in het Ref_20/20-scenario (37 TWh in 2030). De elektriciteitsvraag van de gezinnen stijgt gemiddeld met 1,1% per jaar over de periode 2005-2030, tegenover 1,4% in het Ref_20/20-scenario. Per gezin loopt de toename op tot 5% tussen 2005 en 2030. In 2030 bedraagt het gemiddelde elektriciteitsverbruik per gezin ongeveer 6 000 kWh (ten opzichte van 5 700 kWh in 2005).

Wat de hernieuwbare energiebronnen betreft, steunt het energieverbruik van de residentiële sector vooral op biomassa en zonne-energie⁵³. De consumptie van biomassa (hout, pellets, etc.) stijgt met ongeveer 10% over de periode 2005-2030, terwijl het gebruik van zonne-energie verhonderdvoudigt. In 2030 overstijgt die laatste energievorm zelfs het verbruik van biomassa: 230 ktoe tegenover 210 ktoe.

Tot slot is het interessant om de evolutie te bestuderen van de energiekosten per verbruikte toe in de residentiële sector en van de energie-uitgaven per gezin.

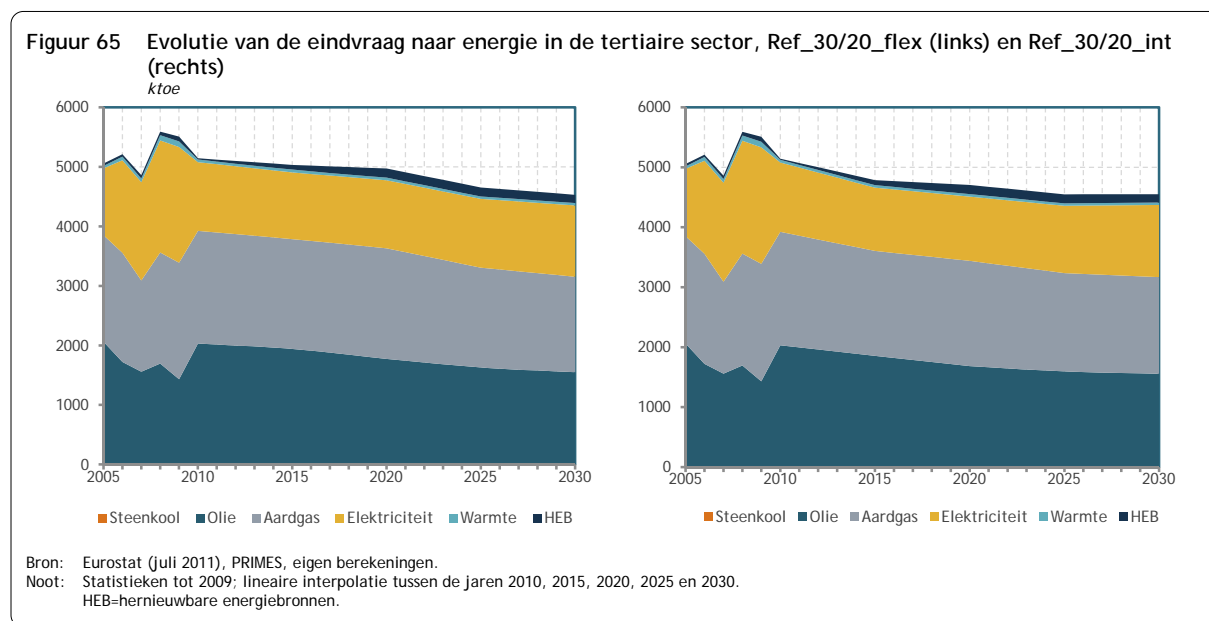


⁵³ Bij conventie (energiebalansen van Eurostat) wordt enkel thermische zonne-energie in aanmerking genomen als 'hernieuwbaar' in de residentiële sector. De elektriciteit die opgewekt wordt via fotovoltaïsche zonnepanelen niet; die valt onder de rubriek 'Saldo omzettingen en statistische overboekingen' in de energiebalansen.

De energiekosten per verbruikte toe stijgen over de periode 2005-2030 met 139% (resp. 136%) in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int), ten opzichte van 110% in het Ref_20/20-scenario. Het opvoeren van de Europese BKG-reductie-inspanning heeft dus als gevolg dat de eenheidskost voor energie voor de gezinnen toeneemt. Door de bijkomende daling van het energieverbruik als gevolg van de opvoering, zijn de energie-uitgaven per gezin echter lager dan in het Ref_20/20-scenario. In de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's worden de energie-uitgaven per gezin geraamd op ongeveer €3 900 in 2030 (vergeleken met €4 100 in het Ref_20/20-scenario), of een toename met 49% over 25 jaar, zonder inflatie⁵⁴.

d. Tertiaire sector

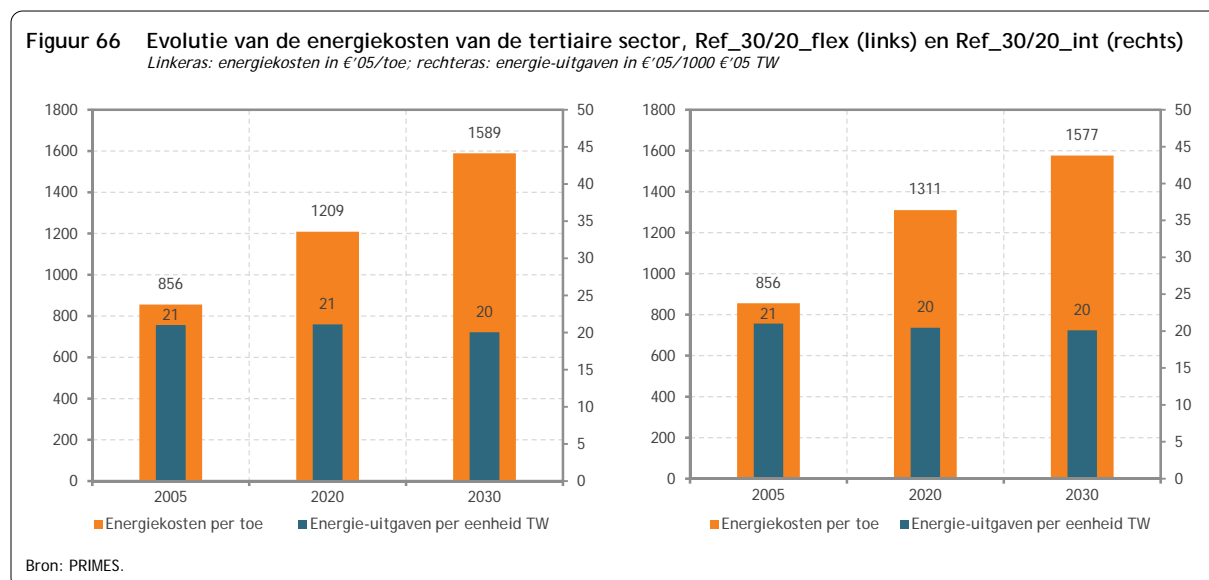
De energievoorzichten van de tertiaire sector in 2030 zijn vergelijkbaar in de twee Ref_30/20-scenario's. Tussen 2005 en 2030 daalt het energieverbruik van de tertiaire sector met 10% in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's. Die vermindering steekt af tegen de –weliswaar bescheiden– toename van het finaal verbruik van de sector in het Ref_20/20-scenario (+1% over dezelfde periode). De energievoorzichten zijn daarentegen zeer verschillend in 2020: in het Ref_30/20_flex-scenario ligt het finaal energieverbruik 2% onder het niveau van 2005, terwijl dat percentage 7% is in het Ref_30/20_int-scenario. De reden hiervoor is de koolstofwaarde in de niet-ETS-sector die in 2020 hoger is in het tweede scenario (55,4 €/tCO₂) dan in het eerste (30,2 €/tCO₂).



De evolutie van de energiemix in de tertiaire sector is zeer vergelijkbaar met die beschreven voor de residentiële sector: een daling van het verbruik van olieproducten (-25% tussen 2005 en 2030) en van aardgas (-10%) en een toename van het elektriciteitsverbruik (+7%) en van hernieuwbare energiebronnen (ongeveer verviervoudigd). In 2030 is de finale energievraag van de tertiaire sector als volgt verdeeld: 35% voor aardgas, 34% voor olieproducten, 26% voor elektriciteit, 3% voor hernieuwbare energiebronnen en 2% voor warmte. Ze is identiek in beide Ref_30/20-scenario's en sluit dicht aan bij de raming uit het Ref_20/20-scenario.

⁵⁴ De energiekosten en -uitgaven worden uitgedrukt in euro van 2005.

Tot slot toont Figuur 66 de evolutie van de energiekosten per verbruikte toe (linkeras) en de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde (rechteras).



De energiekosten per verbruikte toe stijgen opnieuw aanzienlijk tussen 2005 en 2030: +86% in het Ref_30/20_flex-scenario en +84% in het Ref_30/20_int-scenario, terwijl de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde respectievelijk dalen met 5% en 4%. Die laatste indicator houdt rekening met de reactie van de consumenten op de koolstofprijs in de niet-ETS, wat zich vertaalt in een daling van het energieverbruik die de stijging van de energiekosten per verbruikte toe compenseert.

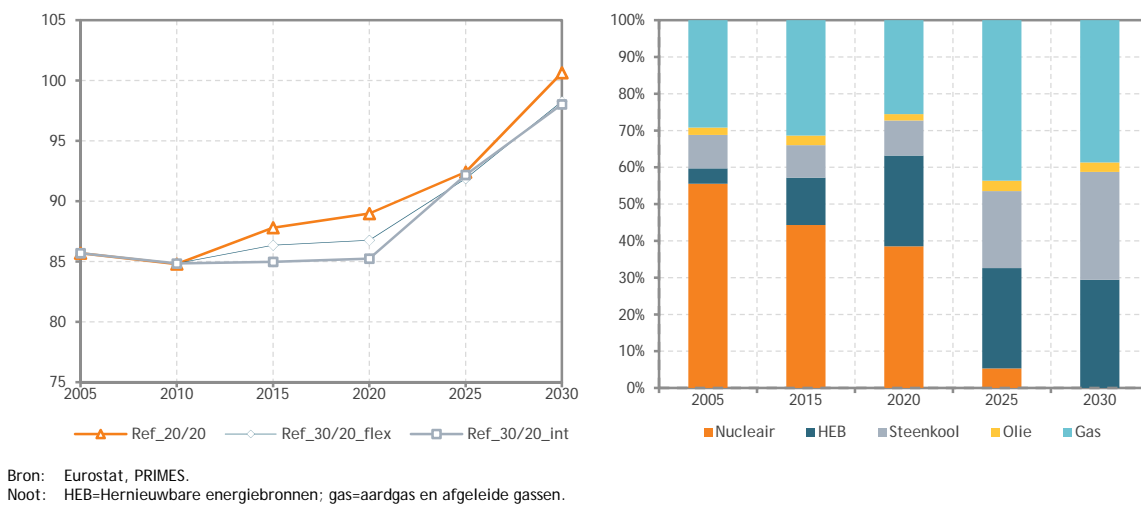
5.2.2. Elektriciteitsproductie

De elektriciteitsproductie volgt de finale elektriciteitsvraag, abstractie gemaakt van de uitwisselingen met het buitenland. Die laatste component wordt immers op exogene manier bepaald en wordt verondersteld niet af te hangen van het bestudeerde scenario. De netto-elektriciteitsinvoer bedraagt 11,6 TWh in 2020 en 13,6 TWh in 2030 (tegenover 6,3 TWh in 2005).

De bruto-elektriciteitsproductie stijgt gemiddeld met 0,5% per jaar tussen 2005 en 2030 in beide scenario's. De bruto-elektriciteitsproductie bedraagt 98 TWh in 2030. Ter vergelijking, het jaarlijks groeiritme bedroeg gemiddeld 0,6% in het Ref_20/20-scenario. Nochtans vertonen de twee Ref_30/20-scenario's in 2020 verschillende elektriciteitsproductieniveaus: 87 TWh voor het Ref_30/20_flex-scenario en 85 TWh voor het Ref_30/20_int-scenario. De bruto-elektriciteitsproductie bedraagt 89 TWh in 2020 en 100 TWh in 2030 in het Ref_20/20-scenario.

Figuur 67 illustreert de evolutie van de elektriciteitsproductie in de verschillende scenario's (links) en de respectievelijke aandelen van de verschillende energievormen in het Ref_30/20_flex-scenario (rechts).

Figuur 67 Evolutie en structuur van de bruto-elektriciteitsproductie, Ref_30/20-scenario's
 Evolutie in TWh (links); verdeling in % in Ref_30/20_flex (rechts)

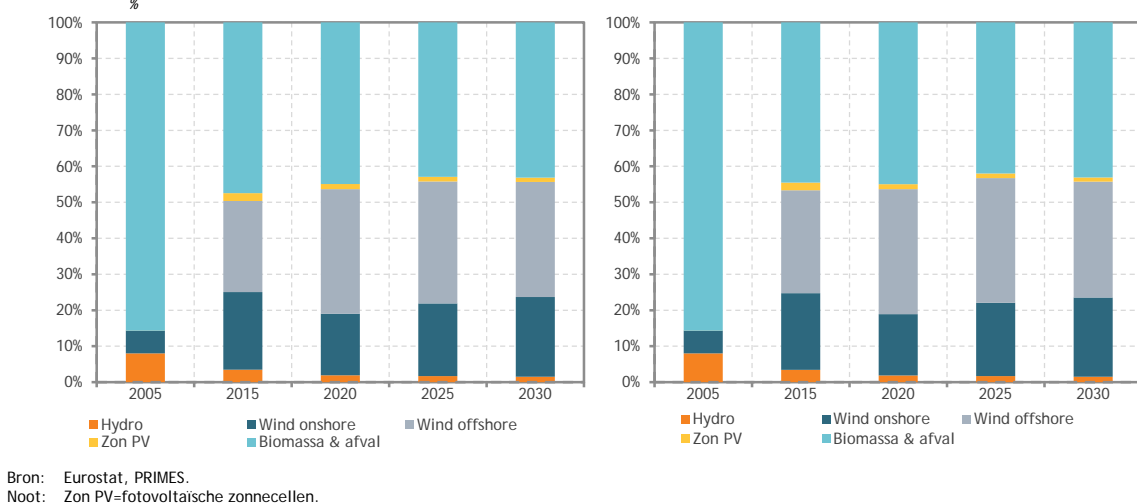


In 2020 is de elektriciteitsproductie in het Ref_30/20_flex-scenario als volgt verdeeld over de verschillende energievormen: 39% nucleaire energie, 25% HEB, 25% gas (vooral aardgas), 9% steenkool en 2% olieproducten. In het Ref_30/20_int-scenario is de verdeling dezelfde, al verliest steenkool één procentpunt (8%) ten voordele van HEB (26%).

In 2030 is de verdeling als volgt in de twee scenario's: 39% gas, 30% HEB, 29% steenkool en 2% olieproducten. Olieproducten worden vooral gebruikt in de piekeenheden. In 2030 zijn de nieuwe steenkoolcentrales uitgerust met systemen voor CO₂-opvang.

De volgende figuur legt de nadruk op de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen.

Figuur 68 Bruto-elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, Ref_30/20_flex (links) en Ref_30/20_int (rechts)

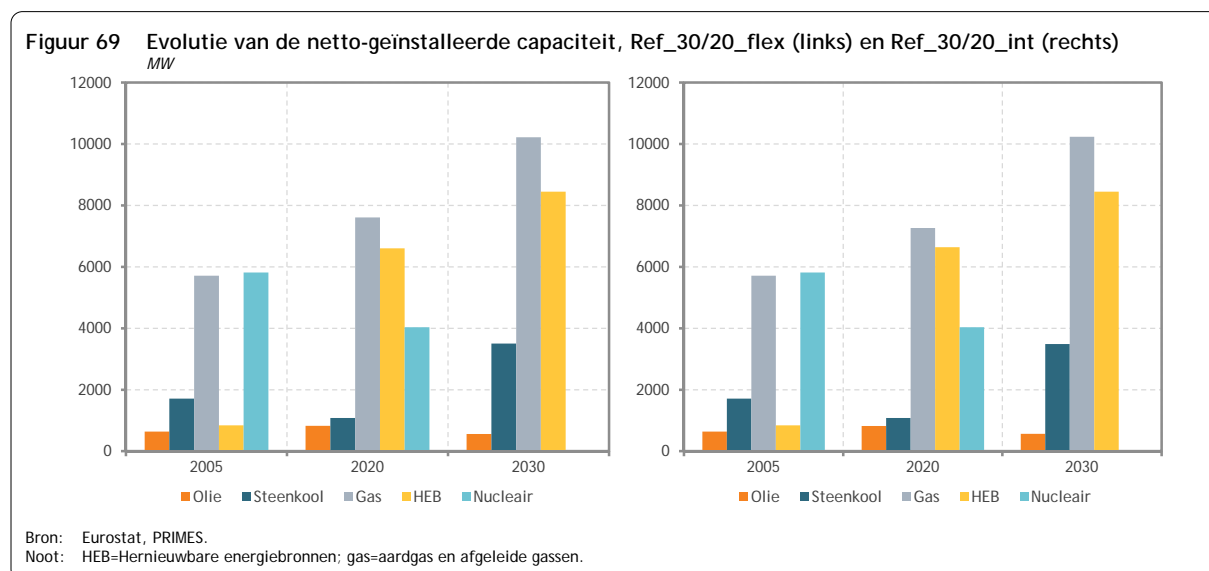


De twee scenario's vertonen heel weinig verschillen. Bovendien zijn de evoluties vrijwel dezelfde als die in het Ref_20/20-scenario. We herinneren eraan dat de drie reductiescenario's voor BKG-emissies

berusten op dezelfde hernieuwbare waarden. De bruto-elektriciteitsproductie op basis van HEB bedraagt ongeveer 22 TWh in 2020 en 29 TWh in 2030. Biomassa en windenergie zijn de meest gebruikte HEB in 2020 en 2030. In 2020 bestaat de bruto-elektriciteitsproductie op basis van HEB voor 52% uit windenergie (twee derde via offshore, het andere derde via onshore) en voor 45% uit biomassa. In 2030 gaat het om respectievelijk 54% en 43% en vertegenwoordigt de offshore dit keer 60% van de wind-elektriciteit en onshore 40%. De elektriciteitsproductie in de waterkrachtcentrales (zonder pompcentrales) evolueert weinig tijdens de projectieperiode (2%). Het gebruik van fotovoltaïsche zonne-energie neemt toe, maar het aandeel in de elektriciteitsproductie op basis van HEB blijft bescheiden (minder dan 2%).

We onderzoeken nu de evolutie van de elektriciteitssector vanuit de invalshoek van de productiecapaciteit en de investeringen die nodig zijn om de boven beschreven productieniveaus te behalen.

De (netto)capaciteit van de elektriciteitsproductie wordt geraamd op 20,2 GW in het Ref_30/20_flex-scenario en op 19,8 GW in het Ref_30/20_int-scenario in 2020 en op 22,7 GW in 2030 in beide scenario's. In 2005 bedroeg zij 14,7 GW. Op te merken valt dat de toename van de productiecapaciteit (+54% tussen 2005 en 2030) aanzienlijk groter is dan de toename van de eigenlijke productie (+15% tussen 2005 en 2030). Dat resultaat moet worden toegeschreven aan de daling van de gemiddelde gebruiksratio⁵⁵ van de elektriciteitsproductiecapaciteit (zie Tabel 26) die zelf het resultaat is van de forse toename van de capaciteit die gebaseerd is op intermitterende HEB (wind- en zonne-energie). Die productie-eenheden hebben namelijk 'back-up'-capaciteit nodig wanneer er geen productie is door gebrek aan wind of zon.



Men ziet dat de nucleaire capaciteit geleidelijk afneemt volgens de timing van de toepassing van de wet van 2003. De sluitingen beginnen in 2015 met de drie oudste kerncentrales (Doel 1&2 en Tihange 1, of ongeveer 1 800 MW) en eindigen eind 2025. Tegelijk stelt men een toename vast van de productiecapaciteit op basis van gas (+1 900 MW tussen 2005 en 2020 in het Ref_30/20_flex-scenario en +1 500

⁵⁵ De gemiddelde gebruiksratio van het elektriciteitsproductiepark wordt berekend als de ratio productie op geïnstalleerde capaciteit x 8760 uren.

MW in het Ref_30/20_int-scenario) die op langere termijn gepaard gaat met een toename van de productiecapaciteit op basis van steenkool (+2 400 MW tussen 2020 en 2030 voor de steenkoolleenheden en respectievelijk +2 600 MW en +2 900 MW voor de gascentrales in de scenario's Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int). De aardgascentrales zijn hoofdzakelijk stoom- en gascentrales (STEG). De nieuwe steenkoolcentrales zijn superkritische centrales of centrales met geïntegreerde steenkoolvergassing. Die laatste technologie krijgt de voorkeur wanneer de centrales uitgerust zijn met CCS, wat het geval is voor zowat 2 800 MW nieuwe productiecapaciteit in 2030. De capaciteit van de centrales die olieproducten verbranden, evolueert weinig tijdens de projectieperiode. Die centrales verzekeren vooral de piekproductie (maar zij zijn niet de enige). De figuur toont ten slotte de spectaculaire toename van de productiecapaciteit op basis van HEB als gevolg van de HEB-doelstelling van 13% in 2020 (in termen van bruto finaal energieverbruik). In 2020 komt er 5 800 MW bij de in 2005 geïnstalleerde capaciteit (van ongeveer 800 MW) en dit ongeacht het scenario. Tussen 2020 en 2030 neemt die capaciteit nog toe met ongeveer 1 800 MW.

Tegen 2030 zal er dus in nieuwe productiecapaciteit geïnvesteerd moeten worden, niet enkel om tegemoet te komen aan de toenemende vraag naar elektriciteit (gemiddeld + 0,6% per jaar tussen 2005 en 2030), maar ook om de verouderde of krachtens de wet van 2003 gesloten centrales te vervangen. Men schat dat tegen 2030 ieder jaar gemiddeld 820 MW aan nieuwe capaciteit zal moeten worden bijgebouwd. In monetaire termen worden de investeringen tegen 2030 geraamd op ongeveer 21,5 miljard euro: iets meer dan 8 miljard euro (euro van 2005) tegen 2020 en ongeveer 13 miljard euro (euro van 2005) tijdens de periode 2020-2030.

Tabel 26 vervolledigt de beschrijving van de evolutie van de elektriciteitsproductie en van de geïnstalleerde capaciteit met enkele indicatoren die een grondigere analyse van de sector toelaten.

Het gemiddeld rendement van de thermische productie neemt toe en bedraagt 44,6% in 2030 tegenover 40,5% in 2005. Die evolutie weerspiegelt het betere omzettingsrendement van de gas- en (superkritische) steenkoolcentrales. De gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit daarentegen daalt aanzienlijk als gevolg van het toenemend aandeel van intermitterende HEB in het elektriciteitsproductiepark (zie supra).

Tabel 26 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_30/20-scenario's

	2005	Ref_30/20_flex		Ref_30/20_int	
		2020	2030	2020	2030
Gemiddeld rendement van de thermische productie (%)	40,5	41,4	44,6	42,4	44,6
Gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (%)	63,6	47,3	44,2	47,2	44,2
Aandeel van de netto-invoer van elektriciteit (%)	6,9	11,8	12,2	12,0	12,2
Elektriciteit op basis van WKK-centrales (%) ^(*)	8,8	18,8	18,3	22,0	18,5
Elektriciteit op basis van HEB (%) ^(*)	4,2	24,6	29,4	25,5	29,7
Elektriciteit opgewekt in CCS-centrales (%) ^(*)	0,0	0,0	32,2	0,0	32,0
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14,7	20,2	22,7	19,8	22,7
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh)	230	174	143	160	144

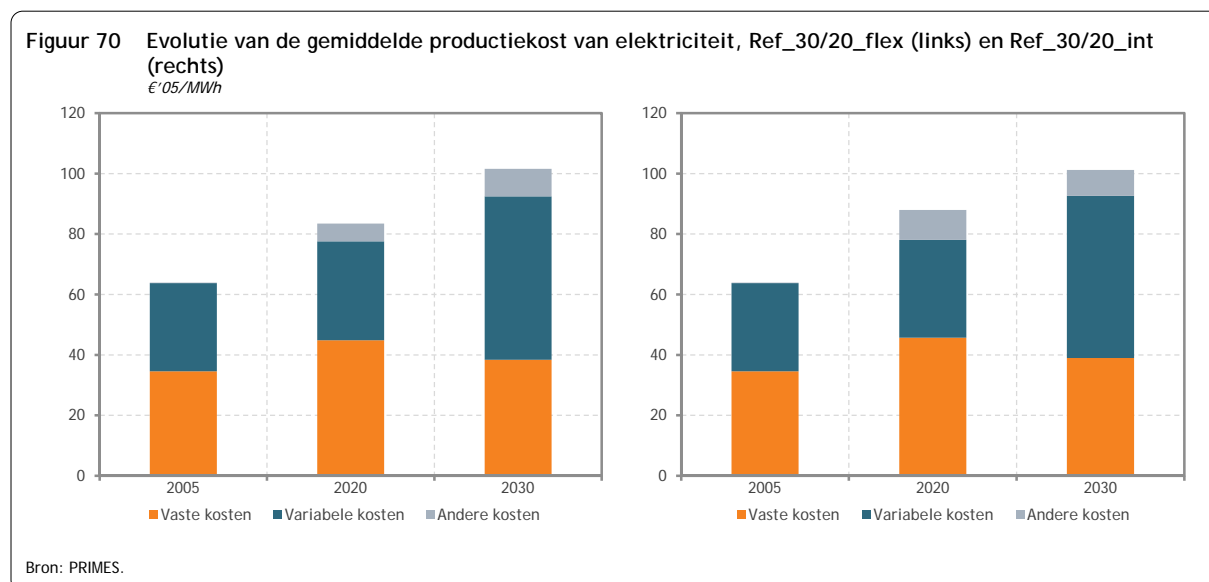
Bron: PRIMES.

(*): in % van de bruto-elektriciteitsproductie.

De gehanteerde hypothese voor de evolutie van de netto-elektriciteitsinvoer is terug te vinden in de indicator die het aandeel van die invoer in het totale elektriciteitsaanbod weergeeft. Tussen 2005 en 2030 verdubbelt dit aandeel bijna en bedraagt op het einde van de periode 12%.

Tabel 26 geeft ook de evolutie van de elektriciteitsproductie in de warmtekrachtkoppelingcentrales, in centrales uitgerust met CCS en op basis van hernieuwbare energiebronnen, aangezien die technologische opties een antwoord bieden op de beperkingen inzake BKG-uitstoot en/of HEB die in de Ref_30/20-scenario's worden onderzocht. Het aandeel van elektriciteitsproductie dat wordt gegenereerd in de warmtekrachtkoppelingcentrales (zowel op basis van aardgas als biomassa) stijgt van ongeveer 9% in 2005 tot iets minder dan 19% in 2030. De productie op basis van HEB neemt op spectaculaire wijze toe: zij vertegenwoordigt een kwart van de bruto-elektriciteitsproductie in 2020 en bijna 30% in 2030. De CCS-technologie doet haar intrede in het productiepark, maar pas na 2020. In 2030 dekt de elektriciteit die wordt geproduceerd in met CCS uitgeruste centrales 32% van de totale productie⁵⁶.

De koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie weerspiegelt de evolutie van de energiemix en van de hierboven beschreven technologieën. In 2020 daalt de koolstofintensiteit ten opzichte van 2005 ondanks de sluiting van drie kernreactoren als gevolg van de forse toename van de HEB. Na 2020 blijft de koolstofintensiteit dalen onder invloed van een aanzienlijke stijging van de koolstofwaarde in de ETS-sector: de toename van HEB en vooral van CCS compenseren de stijging van de fossiele energiebronnen (aardgas en steenkool) die kernenergie vervangen (de vier laatste kernreactoren sluiten tussen 2020 en 2025).



Figuur 70 ten slotte toont de evolutie van de productiekost voor elektriciteit en meer bepaald de gemiddelde productiekost, of het totaal van de opgelopen kosten gedeeld door de elektriciteitsproductie.

⁵⁶ Dit komt overeen met een totale (gecumuleerde) opgevangen hoeveelheid CO₂-emissies in 2030 die zich in de grootte-orde bevindt van 90 Mt CO₂-eq. Jaarlijks valt de opgevangen hoeveelheid emissies binnen de opslagcapaciteitsschattingen voor België zoals geponoerd in (Piessens et al., 2008). We kunnen hier wel de bedenking maken dat de mogelijkheid steeds bestaat om CO₂ eenmaal opgevangen, te transporteren naar buitenlandse (inclusief de Noordzee) opslagplaatsen.

Het is mogelijk deze gemiddelde productiekost op te delen in 3 componenten: vaste, variabele en andere kosten. De vaste kosten behelzen de jaarlijkse kapitaalkost en de vaste kosten voor operatie en onderhoud. De variabele kosten verenigen dan 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 andere kosten zijn de kosten voor de aankoop van emissiequota op de daartoe bestemde veilingen.

De gemiddelde productiekost stijgt met 59% tussen 2005 en 2030 en bedraagt 102 €/MWh. Die evolutie weerspiegelt zich in een gemiddelde jaarlijkse groeivoet van 1,9%.

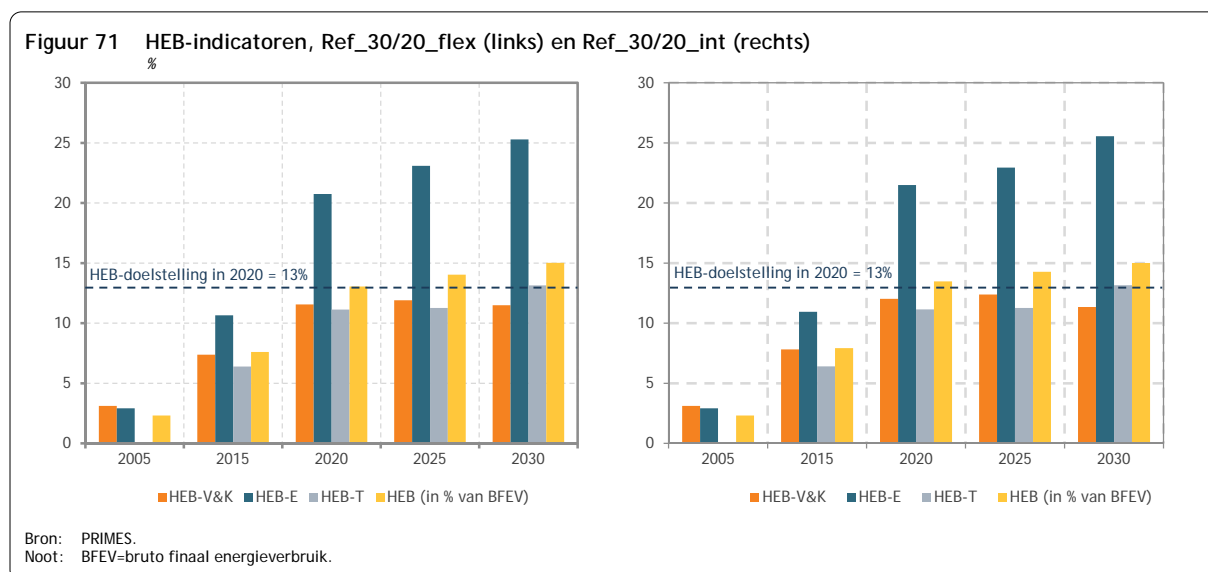
Tussen 2005 en 2020 zijn het vooral de vaste kosten die bijdragen tot de stijging van de gemiddelde productiekost; zij stijgen met 30% (respectievelijk 32%) in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int) terwijl de variabele kosten slechts toenemen met 12% (resp. 11%). Die evolutie is het gevolg van de forse toename van HEB die leiden tot hogere vaste kosten, maar lagere kosten voor de aankoop van brandstoffen aangezien deze enkel biomassa betreffen.

Tussen 2020 en 2030 is de situatie omgekeerd; de vaste kosten per MWh dalen met 14% (resp. 15%) in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int), terwijl de variabele kosten stijgen met 65% (resp. 66%). Die periode wordt gekenmerkt door grote investeringen in productie-eenheden op aardgas en steenkool wat leidt tot een snelle stijging van de kosten voor de aankoop van fossiele brandstoffen waarvan de internationale prijzen fors klimmen tijdens de projectieperiode. Bovendien doen de CO₂-opslagkosten die kostencategorie nog toenemen. De aankoop van emissierechten, ten slotte, doet de gemiddelde productiekost verder stijgen. In 2030 vertegenwoordigt die aankoop 9% (resp. 8%) van de gemiddelde productiekost, tegenover 7% (resp. 11%) in 2020.

5.2.3. Hernieuwbare energiebronnen

Door constructie bezitten de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's dezelfde hernieuwbare waarden (HW) als in het Ref_20/20-scenario. De HW in 2020 hield toen rekening met de toepassing van de HEB-richtlijn (2009/28/EG) en dus met de Belgische doelstellingen van 13% HEB in het bruto finaal energieverbruik (BFEV) en 10% in transport tegen 2020, rekening houdend met de mogelijkheid voor België om een beroep te doen op de samenwerkingsmechanismen (zie hoofdstuk 4).

Nu die hypothese is gemaakt, toont de onderstaande figuur hoe het HEB-aandeel in het BFEV evolueert tot in 2030 in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's en plaatst dit in verhouding tot de 13%-doelstelling in 2020. Zij beschrijft eveneens de ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen volgens de drie toepassingen uit de HEB-richtlijn, namelijk verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteitsproductie (HEB-E) en transport (HEB-T).



Het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto finaal energieverbruik bedraagt 13,1% (resp. 13,5%) in 2020 in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int) en 15% in 2030 in beide scenario's. Dit is 0,4 (resp. 0,8) procentpunt meer dan in het Ref_20/20-scenario in 2020. Dat verschil wordt verklaard door hogere koolstofwaarden die tot gevolg hebben dat het bruto finaal energieverbruik (de noemer) daalt, terwijl de HEB-productie (de teller) vrijwel gelijk blijft aangezien de HW in de drie scenario's dezelfde is. Het HEB-aandeel voor verwarming en koeling⁵⁷ stijgt aanzienlijk tot 2020 (ongeveer 12% in 2020 tegenover 3,1% in 2005) om daarna te stabiliseren tussen 2020 en 2030. Het HEB-aandeel in het bruto finaal elektriciteitsverbruik bedraagt ongeveer 21% in 2020 (tegenover 2,9% in 2005), blijft daarna stijgen tot na 2020 en bedraagt iets minder dan 26% in 2030. Het HEB-aandeel in transport ten slotte bedraagt 11% in 2020 of één procentpunt meer dan de doelstelling voor 2020 en 13% in 2030.

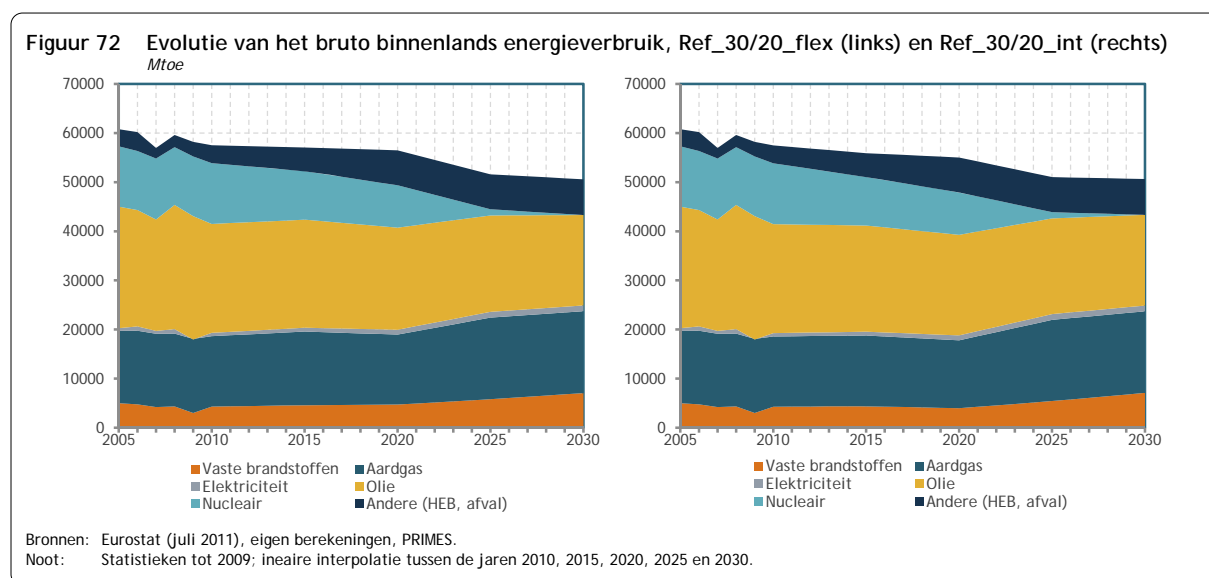
In absolute termen vertegenwoordigen de HEB 5 Mtoe in 2020 en 5,5 Mtoe in 2030 (vergeleken met 0,9 Mtoe in 2005). De vrij gematigde stijging tussen 2020 en 2030 is het gevolg van het feit dat de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's –net als het Ref_20/20-scenario trouwens– geen intensificatie voorzien van het ontwikkelingsbeleid van HEB na 2020 ten opzichte van het beleid dat wordt beschreven in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket.

5.2.4. Energiebevoorrading

De hierboven beschreven evoluties in de sectoren van de eindvraag en de elektriciteitssector beïnvloeden uiteraard de energiebevoorrading van het land die wordt weergegeven door de indicator "bruto binnenlands verbruik" (bbv). Het bruto binnenlands (energie)verbruik omvat de energieproductie op Belgisch grondgebied en de netto-invoer van energie.

⁵⁷ Het aandeel HEB-V&K zoals berekend door het PRIMES-model onderwaardeert eigenlijk het werkelijke aandeel omdat PRIMES de HEB-V&K op basis van warmtepompen niet in rekening brengt.

In het Ref_30/20_flex-scenario kent het bruto binnenlands verbruik eerst een lichte daling tijdens de periode 2010-2020 en daarna een grotere daling tussen 2020 en 2030 tot ongeveer 51 Mtoe op het einde van de projectieperiode, wat 17% lager is dan het niveau van 2005. De evolutie tijdens de periode 2005-2030 weerspiegelt zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van -0,7%. Het Ref_30/20_int-scenario geeft hetzelfde niveau van het bbv in 2030 en dus dezelfde gemiddelde jaarlijkse groei tijdens de periode 2005-2030. Het wordt echter gekenmerkt door een grotere daling van het bbv tussen 2010 en 2020: -4% tegenover -2% in het Ref_30/20_flex-scenario.



De evolutie van de samenstelling van het bbv weerspiegelt de veranderingen die reeds geïdentificeerd werden in de vorige secties, namelijk een terugval in het verbruik van aardolie dat hoofdzakelijk wordt gebruikt in transport (-25 tot -26% tussen 2005 en 2030 naargelang het scenario), de geleidelijke verdwijning van kernenergie krachtens de wet van 2003, de toename van het bruto binnenlands verbruik van hernieuwbare energiebronnen (+116%), aardgas (+13%) en vaste brandstoffen –vooral steenkool– (+41%).

Het bruto binnenlands elektriciteitsverbruik dat in de figuur wordt weergegeven, vertegenwoordigt de netto-invoer van elektriciteit. Zijn evolutie is exogeen en verandert niet naargelang het scenario.

De samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik is in 2030 dezelfde als in het Ref_20/20-scenario: het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen bedraagt 14%, die van de vaste brandstoffen, aardolie en aardgas respectievelijk 14%, 36% en 33%.

Onderstaande tabel vervolledigt de beschrijving van de evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik met die van indicatoren als het primair energieverbruik, de energie-intensiteit van het bbp, het bbv per inwoner en de invoerafhankelijkheid.

Tabel 27 Bruto binnenlands energieverbruik en gerelateerde indicatoren, Ref_30/20_flex en Ref_30/20_int

	2005	Ref_30/20_flex		Ref_30/20_int	
		2020	2030	2020	2030
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	60,8	56,5	50,6	55,1	50,7
Vaste brandstoffen (%)	8,3	8,4	14,0	7,3	14,1
Olie (%)	40,7	36,8	36,3	37,2	36,4
Aardgas (%)	24,2	25,2	33,0	25,1	32,8
Nucleaire energie (%)	20,2	15,3	0,0	15,7	0,0
Elektriciteit (%)	0,9	1,8	2,3	1,8	2,3
Andere (HEB, afval) (%)	5,7	12,6	14,4	12,9	14,4
Primair energieverbruik (Mtoe)	53,3	47,2	41,1	45,7	41,1
Energie-intensiteit van het bbp (toe per M€)	201,3	145,1	110,4	141,4	110,5
bbv/capita (toe per inwoner)	5,8	5,0	4,3	4,9	4,3
Invoerafhankelijkheid (%)	78,2	76,5	88,6	75,9	88,6

Bron: Eurostat (juli 2011), PRIMES, eigen berekeningen.

Noot: Elektriciteitnetto-invoer van elektriciteit; bbv=bruto binnenlands verbruik; bbp=bruto binnenlands product.

Het primair energieverbruik wordt berekend door van het bbv het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Het primair energieverbruik is de indicator die wordt gebruikt in het kader van de Europese doelstelling van 20% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020. Die doelstelling is evenwel indicatief; zij maakt geen deel uit van de onderzochte scenario's. In het Nationaal Hervormingsprogramma voor België (NHP, 2011) dat op 15 april 2011 bij de Europese Commissie werd ingediend, heeft België een doelstelling inzake 'energie-efficiëntie' vooropgesteld van 18% tegen 2020. Die doelstelling stemt overeen met een daling van het primair energieverbruik van 9,8 Mtoe in 2020 ten opzichte van een niveau geraamd in de baseline PRIMES 2007 van 53,3 Mtoe. De resultaten van de Ref_30/20-scenario's tonen aan dat een grotere Europese reductie-inspanning inzake BKG-emissies in 2020 (van -20% naar -30%) België, ceteris paribus, niet in staat zou stellen zijn doelstelling van 'energie-efficiëntie' volledig te realiseren in 2020. Het primair energieverbruik is met 6,1 Mtoe (resp. 7,6 Mtoe) gedaald in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int) ten opzichte van de baseline PRIMES 2007. Met andere woorden, 62% (resp. 77%) van de volgens de Belgische doelstelling vereiste vermindering zou worden gerealiseerd.

De energie-intensiteit van het bbp, gemeten als de verhouding tussen het bbv en het bbp, vermindert met gemiddeld 2,4% per jaar tijdens de periode 2005-2030 en dit in beide scenario's (tegenover 2,3% in het Ref_20/20-scenario).

Het bruto binnenlands verbruik per inwoner daalt eveneens: met gemiddeld 1,2% per jaar tussen 2005 en 2030 (tegenover 1,1% in het Ref_20/20-scenario). In 2030 bedraagt het bbv per inwoner 4,3 toe, wat lager is dan het niveau van 4,9 toe in 1990.

De graad van energieafhankelijkheid van België, namelijk het aandeel van de netto-energie-invoer in het bbv, bedraagt ongeveer 89% in 2030. Het gaat om een aanzienlijke stijging ten aanzien van het reeds hoge niveau van 2005 (78%). Die stijging wordt grotendeels verklaard door de sluiting van de kerncentrales. In de statistieken van Eurostat (en van het Internationaal Energieagentschap) wordt de nucleaire warmte gecompabiliseerd als primaire energieproductie en niet als invoer. De HEB-doelstelling maakt het nochtans mogelijk de afhankelijkheidsgraad van België die in de baseline nog 92% bedraagt in 2030, te verminderen.

5.3. Broeikasgasemissievoorzichten

5.3.1. Broeikasgasemissies

De evolutie van de broeikasgasemissies in de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's wordt weergegeven in de twee onderstaande tabellen.

Tabel 28 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_30/20_flex-scenario

	2020 (Mt CO ₂ -eq.)	2020 vs. 2005 (%)	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	119,9	-11,7	108,5	-20,1
Totale CO ₂ -emissies	104,5	-11,1	93,8	-20,2
BKG - ETS-sector	51,2	-12,3	47,5	-18,7
ETS zonder luchtvaart	46,8	-14,3	43,3	-20,8
Luchtvaart	4,4	16,7	4,2	11,8
BKG- niet-ETS-sector	68,6	-11,3	61,0	-21,1
Energetische CO ₂	54,5	-7,9	47,5	-19,7
Niet-CO ₂	14,2	-22,4	13,6	-25,7

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

Tabel 29 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Ref_30/20_int-scenario

	2020 (Mt CO ₂ -eq.)	2020 vs. 2005 (%)	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	114,5	-15,7	109,1	-19,7
Totale CO ₂ -emissies	99,6	-15,2	94,3	-19,8
BKG - ETS-sector	48,0	-17,9	47,6	-18,4
ETS zonder luchtvaart	43,6	-20,2	43,4	-20,5
Luchtvaart	4,4	15,3	4,2	11,5
BKG- niet-ETS-sector	66,5	-14,1	61,4	-20,6
Energetische CO ₂	52,8	-10,7	47,9	-19,1
Niet-CO ₂	13,7	-25,1	13,6	-25,6

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

In 2020 bedragen de totale BKG-emissies van België 119,9 Mt CO₂-equivalenten (resp. 114,5 Mt) in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int), of een daling van ongeveer 12% (resp. 16%) ten opzichte van 2005. Ter vergelijking: die emissies werden verlaagd met 2,2% in de baseline en met 7,8% in het Ref_20/20-scenario.

De evolutie van de Belgische BKG-emissies in de ETS-sector vloeit voort uit de toepassing van de Europese markt voor emissierechtenhandel. In de niet-ETS-sector, daarentegen, kreeg België een BKG-emissiereductiedoelstelling toegewezen van 15% in 2020 ten opzichte van 2005. De 27 nationale doelstellingen in de niet-ETS-sector gecombineerd met een op Europees niveau bepaald emissieplafond in de ETS-sector zijn verenigbaar met de BKG-emissiereductiedoelstelling van 20% in 2020 voor de EU27. In het geval van een opvoering van de BKG-emissiereductie-inspanning (30% i.p.v. 20%) werden er nog geen modaliteiten bepaald voor de verdeling van de nieuwe doelstelling tussen de ETS- en de niet-ETS-sector of tussen de lidstaten. Bijgevolg en naar het voorbeeld van de EC-studie (EC,

2010b) werd het criterium van economische efficiëntie gehanteerd. Volgens dat criterium is de koolstofwaarde dezelfde in de ETS- en de niet-ETS-sector en in alle lidstaten. Die uniforme waarde bedraagt in 2020 30,2 €/tCO₂ in het Ref_30/20_flex-scenario en 55,4 €/tCO₂ in het Ref_30/20_int-scenario. Anders gezegd, de Ref_30/20-scenario's veronderstellen een onbeperkt gebruik van flexibiliteitsmechanismen binnen de EU.

In de ETS-sector kennen de BKG-emissies bijgevolg een terugval van 12% (resp. 18%) tussen 2005 en 2020 in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int). In de niet-ETS-sector bedraagt de emissiereductie 11% (resp. 14%).

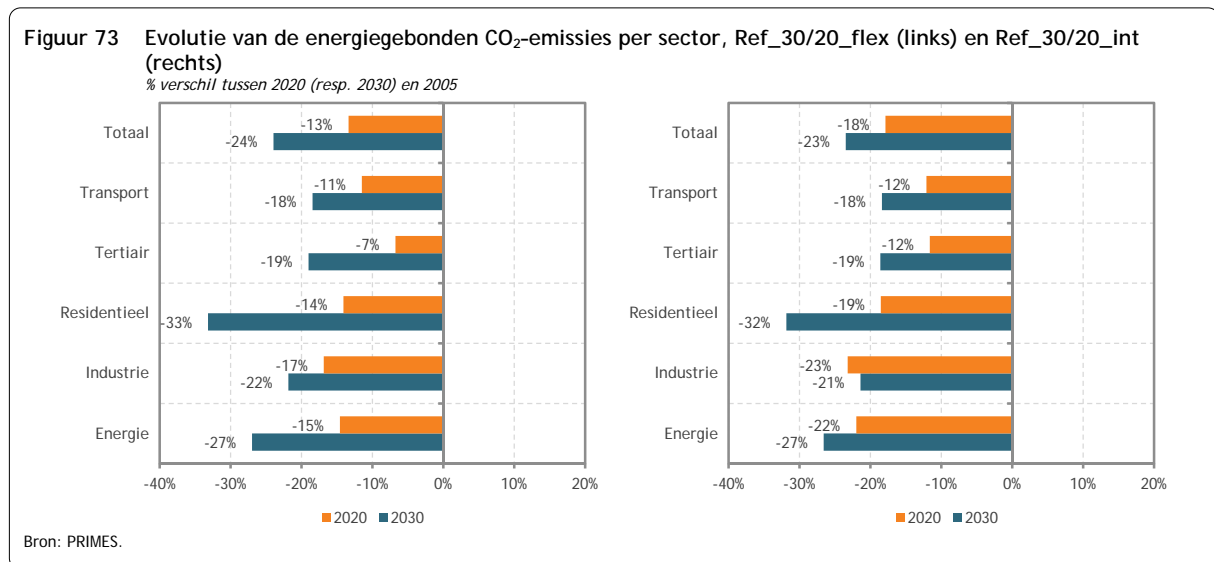
Op langere termijn, namelijk tegen 2030, bedragen de totale BKG-emissies 108,5 Mt CO₂-equivalenten (109,1 Mt), of ongeveer 20% minder dan in 2005 (135,8 Mt). Ter herinnering: tussen 2005 en 2030 stijgen de totale BKG-emissies met 5,8% in de baseline en dalen ze met 9,3% in het Ref_20/20-scenario.

Volgens dezelfde hypothese die werd gesteld voor de horizon 2020 convergeren de koolstofwaarden in de ETS- en de niet-ETS-sector na 2020 naar eenzelfde niveau. Die waarde zou in 2030 66,1 €/tCO₂ (resp. 61,7 €/tCO₂) bedragen en is verenigbaar met een kostenefficiënt reductietraject van de EU voor BKG-emissies met 40% in 2030 en 80% in 2050 ten opzichte van 1990. In de ETS-sector dalen de BKG-emissies met ongeveer 19% (resp. 18%) tussen 2005 en 2030. In de niet-ETS-sector bedraagt die afname ongeveer 21% over dezelfde periode.

Ten opzichte van 1990 dalen de totale broeikasgasemissies (ETS- en niet-ETS-sector) met 14% (resp. 18%) in 2020 in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int) en met 22% in 2030 in beide scenario's.

5.3.2. CO₂-emissies van energetische oorsprong

Het gros van de broeikasgassen wordt uitgemaakt door CO₂, hun aandeel in het totaal van de broeikasgassen bedraagt om en bij de 85% in België. CO₂-emissies kunnen opgedeeld worden in twee categorieën: CO₂-emissies van energetische oorsprong die vrijkomen bij de verbranding van fossiele brandstoffen en CO₂-emissies die voortkomen uit industriële processen. De eerste categorie domineert duidelijk de tweede: de energiegebonden CO₂-emissies vertegenwoordigen ongeveer 90% van de totale CO₂-emissies.



Het model PRIMES laat een meer verfijnde analyse van de energiegebonden CO₂-emissies toe. Figuur 73 toont, per sector, het reductiepercentage (of de procentuele aangroei) van deze emissies tussen 2005 en 2020 enerzijds, tussen 2005 en 2030 anderzijds. De afgebeelde sectoren zijn energie (dat de elektriciteitsproductie en de energietak groepeerst), industrie, huishoudens, de tertiaire sector en transport.

Tussen 2005 en 2020 worden de energiegebonden CO₂-emissies in alle sectoren teruggeschroefd. De reductie ligt tussen 7 en 17% in het Ref_30/20_flex-scenario en tussen 12 en 23% in het Ref_30/20_int-scenario. De minima stemmen overeen met de tertiaire sector en de maxima met de industrie. De emissiereducties in de industrie zijn voornamelijk afkomstig van de ijzer- en staalindustrie (zie 5.2.1.a).

Tussen 2005 en 2030 worden de reducties opgevoerd: tussen 18 en 33% in de twee scenario's. In de sectoren van de eindvraag worden de reducties veroorzaakt door de combinatie van een verlaging van de eindvraag en substituties tussen energievormen (zie 5.2.1). In de energiesector doen er zich ook verlagingen voor, ondanks de kernuitstap. Die zijn toe te schrijven aan de groei van HEB, de ontwikkeling van CCS en de relatief kleine toename van de elektriciteitsproductie (zie 5.2.2).

In 2020 liggen de totale energiegebonden CO₂-emissies 13% (resp. 18%) onder het niveau van 2005 in het Ref_30/20_flex-scenario (resp. Ref_30/20_int). Tussen 2005 en 2030 bedraagt het reductiepercentage 24% (resp. 23%).

5.4. Impact van een verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales

De Ref_30/20-scenario's schrijven zich, net zoals de baseline en Ref_20/20 trouwens, in in de context van de wet van 2003 betreffende de kernuitstap. Volgens de sluitingskalender gestipuleerd in deze wet moeten de drie oudste kerncentrales, zijnde Doel 1 & 2 en Tihange 1, hun elektriciteitsproductie stopzetten in 2015, terwijl de vier andere, zijnde Doel 3 & 4 en Tihange 2 & 3, hun deuren dienen te sluiten tussen 2020 en 2025, meer bepaald op het ogenblik dat ze de leeftijd van 40 jaar hebben bereikt. Hoewel in oktober 2009, in navolging van de publicatie van het GEMIX-rapport dat het risico op een ontoereikende elektriciteitsproductiecapaciteit op middellange termijn in de verf zette, de federale regering aankondigde om de wet van 2003 aangaande de geleidelijke uitstap uit kernenergie te herbekijken en om het pensioen van de drie oudste nucleaire centrales uit te stellen tot 2025 (in plaats van 2015), werd door de val van de regering een aanpassing van de wet nooit legaal bekrachtigd door het federaal parlement. Bovendien heeft het pijnlijke incident in het Japanse Fukushima in maart 2011 ervoor gezorgd dat toekomstige discussies rond kernenergie in België een extra dimensie krijgen.

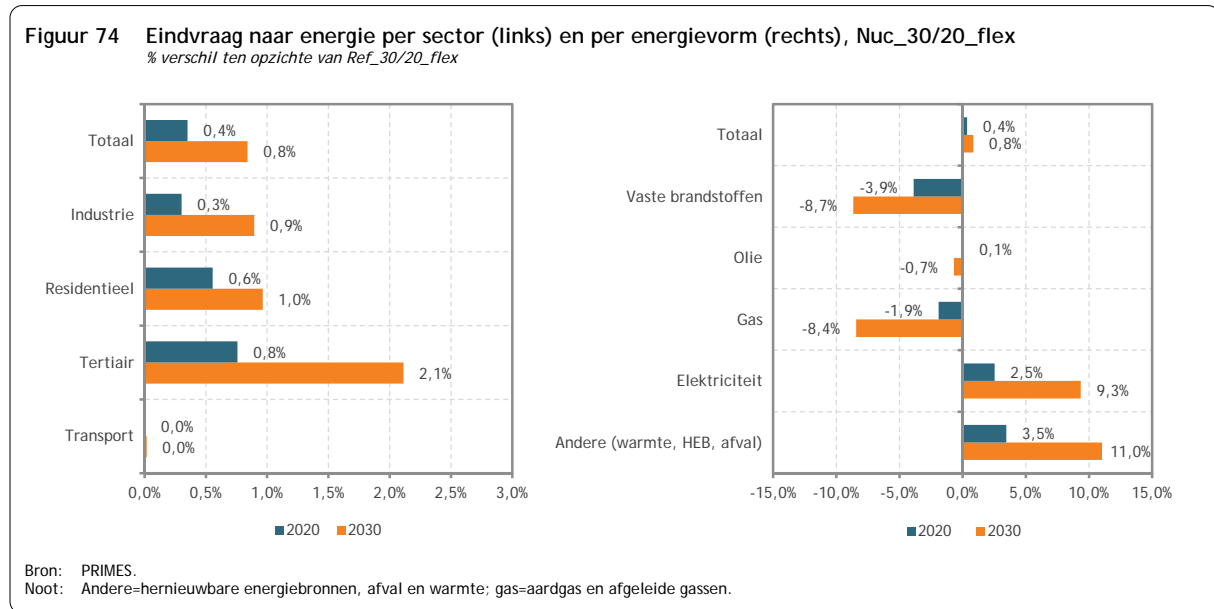
Het is dus moeilijk te voorzien of de volgende regering het spoor zal volgen dat door de federale regering in 2009 werd uitgestippeld of dat ze zich aan de sluitingskalender van de wet van 2003 zal houden. In een dergelijke onzekere context leek het ons interessant enkele alternatieve scenario's te bestuderen die ook de verstrenging van de broeikasgasemissiereductiedoelstelling naar -30% op Europees niveau simuleren, maar waarin de totale nucleaire capaciteit verondersteld wordt actief te zijn in 2030. Anders gezegd, de hypothese wordt gesteld dat de operationele werkingsduur van de zeven Belgische kernreactoren verlengd wordt van 40 jaar (overeenkomstig de wet van 2003) naar 60 jaar. Deze alternatieve scenario's, kortweg de Nuc_30/20-scenario's, volgen daarin de aanbevelingen uit het GEMIX-rapport dat in oktober 2009 aan de federale regering werd overhandigd. Alle overige hypothesen van de Ref_30/20-scenario's blijven behouden, evenals de koolstofwaarden (KW) in de ETS- en niet-ETS-sector en de hernieuwbare waarden (HW). De studie (Gusbin et al., 2007) heeft immers aangetoond dat de hypothese inzake kernenergie in België geen noemenswaardige invloed heeft op de koolstofprijs in de ETS (waarvan de elektriciteitssector deel uitmaakt) die op Europees niveau bepaald wordt. In de niet-ETS wordt de KW eveneens op Europees niveau bepaald, het is dus aanvaardbaar te veronderstellen dat de Belgische beslissing inzake nucleair deze niet echt zou mogen beïnvloeden. Voor de HW werden dezelfde waarden gebruikt als in de Ref_30/20-scenario's. Deze hypothese impliceert dat het HEB-aandeel in het bruto finaal energieverbruik in 2020 verschillend kan zijn in de Nuc_30/20-scenario's dan in de Ref_30/20-scenario's (zie infra deel 5.4.3).

De analyse van de Nuc_30/20-scenario's volgt de structuur van analyse van de Ref-scenario's (eindvraag naar energie, elektriciteitsproductie, energiebevoorrading, etc.). De resultaten van de Nuc_30/20-scenario's worden echter in verhouding tot de Ref_30/20-scenario's besproken, niet in absolute termen.

Om de tekst niet onnodig te verzwaren en omdat de verschillen miniem zijn, werd ervoor geopteerd in dit deel enkel de analyse te voeren van het Nuc_30/20_flex-scenario (relatief ten opzichte van het Ref_30/20_flex-scenario). Voor het Nuc_30/20_int-scenario (relatief ten opzichte van het Ref_30/20_int-scenario) kan de analyse integraal overgenomen worden, de tendensen zullen daarbij licht intensifiëren. In Bijlagen D en E worden enkele sleutelcijfers van deze scenario's weergegeven.

5.4.1. Eindvraag naar energie

In 2020 heeft de operationele werkingsduurverlenging van de kerncentrales met 20 jaar slechts een beperkte impact op de totale en sectorale finale energievraag (de wijziging in hypothese heeft dan ook enkel betrekking op 3 van de 7 reactoren, welke een capaciteit van om en bij de 1 800 MW⁵⁸ vertegenwoordigen).



De totale finale energievraag in het Nuc_30/20_flex-scenario is slechts 0,4% hoger dan haar niet-nucleaire-verlengingsevenknie (Ref_30/20_flex). Op sectoraal niveau bevindt ze zich tussen 0% (transport) en +0,8% (tertiaire sector), terwijl op niveau van de energiemix meer uitgesproken wijzigingen opgemerkt kunnen worden: in 2020 daalt het eindverbruik van de vaste brandstoffen (steenkool en cokes) en aardgas met respectievelijk 3,9% en 1,9% ten gunste van elektriciteit en andere brandstoffen die aangroeien met respectievelijk 2,5% en 3,5%.

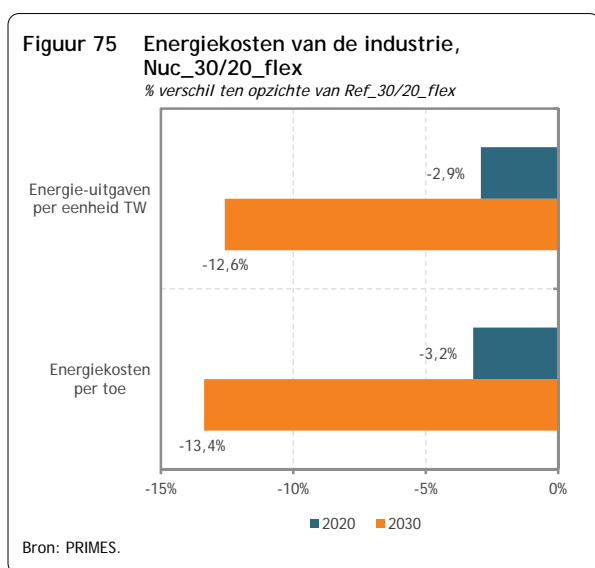
De stijging van de finale elektriciteitsvraag wordt verklaard door de daling van de prijzen voor elektriciteit die in het PRIMES-model bepaald worden op basis van de gemiddelde kostprijs voor elektriciteitsproductie. Die gemiddelde kostprijs is lager in het Nuc_30/20_flex-scenario dan in Ref_30/20_flex (zie infra). De toename van de finale vraag naar HEB vindt in de eerste plaats haar oorsprong in de stijging van het verbruik van HEB (voornamelijk biomassa) in de industrie. Daarnaast wordt deze evolutie eveneens verklaard door veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie: de elektriciteitsproductie op basis van HEB (HEB-E), waaronder biomassa, is in het Nuc_30/20_flex-scenario immers minder hoog dan in het Ref_30/20_flex-scenario, wat een aanbod aan biomassa “vrijmaakt” voor de sectoren van de eindvraag naar energie.

In 2030 heeft de verlenging van de operationele werkingsduur van de kerncentrales betrekking op de totale nucleaire capaciteit (ongeveer 6 000 MW) en vertaalt zich dus in een grotere impact dan in 2020. De totale finale energievraag ligt 0,8% boven het niveau dat in het Ref_30/20_flex-scenario werd berekend. Voor de sectoren bevindt de stijging zich tussen 0% (transport) en +2,1% (tertiair). De substituties

⁵⁸ 1 788 MW om precies te zijn, of 31% van de totale nucleaire capaciteit, zie (AD Energie en FPB, 2009, deel 4.2.3).

tussen energievormen zijn identiek als in 2020 en hebben ook dezelfde verklaring, alleen zijn ze intenser. De finale vraag naar vaste brandstoffen en aardgas daalt met respectievelijk 8,7% en 8,4% ten opzichte van het Ref_30/20_flex-scenario, terwijl het eindverbruik van elektriciteit en HEB groeit met respectievelijk 9,3% en 11,0%.

De energiekosten in de sectoren van de eindvraag zijn systematisch lager dan in het Ref_30/20_flex-scenario⁵⁹. Dat is voornamelijk te wijten aan de verschillen in elektriciteitsprijzen in beide scenario's. In 2020 is dat verschil eerder gematigd. Zowel de energiekosten per toe als de energie-uitgaven per eenheid toegevoegde waarde (industrie en tertiaire sector) of per gezin (residentiële sector) dalen met hoogstens 3,2%.



In 2030 is de impact op de energiekosten en -uitgaven echter aanzienlijk. Algemeen gesteld is deze groter voor de kosten per toe dan voor de energie-uitgaven gegeven dat de finale elektriciteitsvraag toeneemt in het Nuc_30/20_flex-scenario (de energie-uitgaven zijn het product van de kosten per toe en het energieverbruik).

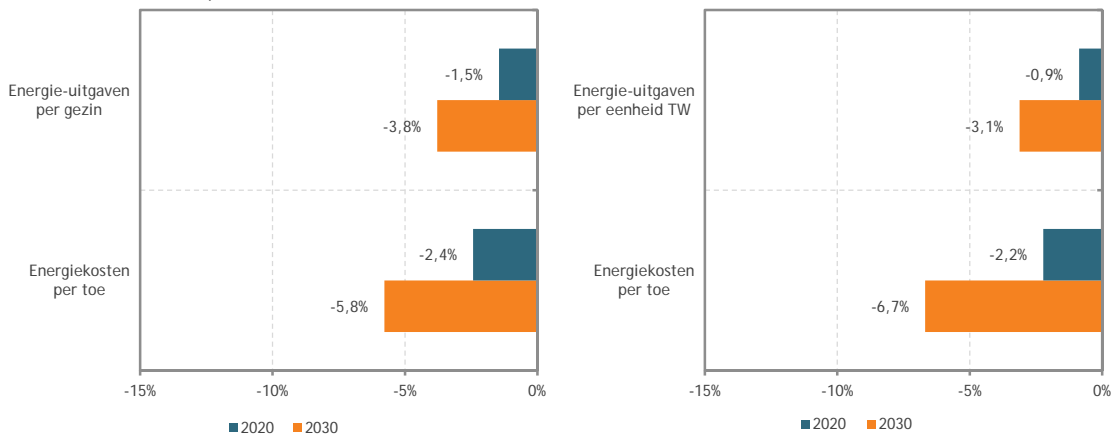
In de industrie bevinden de energiekosten per toe en de energie-uitgaven zich ongeveer 13% onder de kosten die berekend werden in het Ref_30/20_flex-scenario.

In de residentiële sector zijn de energiekosten per toe (resp. de energie-uitgaven) 6% lager (resp. 4%) dan de kosten berekend in het Ref_30/20_flex-scenario.

In de tertiaire sector, ten slotte, bedraagt de daling van de energiekosten per toe ten opzichte van het Ref_30/20_flex-scenario iets minder dan 7%, terwijl de daling van de energie-uitgaven uitkomt op slechts 3%. Het verschil tussen die twee percentages is groter dan voor de industrie en de gezinnen, aangezien het elektriciteitsverbruik verhoudingsgewijs sterker stijgt in de tertiaire sector.

⁵⁹ Met uitzondering van de transportsector waarvan het elektriciteitsverbruik marginaal is ten opzichte van het oliegebruik. Anders gezegd, de hypothese rond nucleaire energie heeft nauwelijks een impact op de brandstofuitgaven in de transportsector.

Figuur 76 Energiekosten van de residentiële sector (links) en van de tertiaire sector (rechts), Nuc_30/20_flex % verschil ten opzichte van Ref_30/20_flex

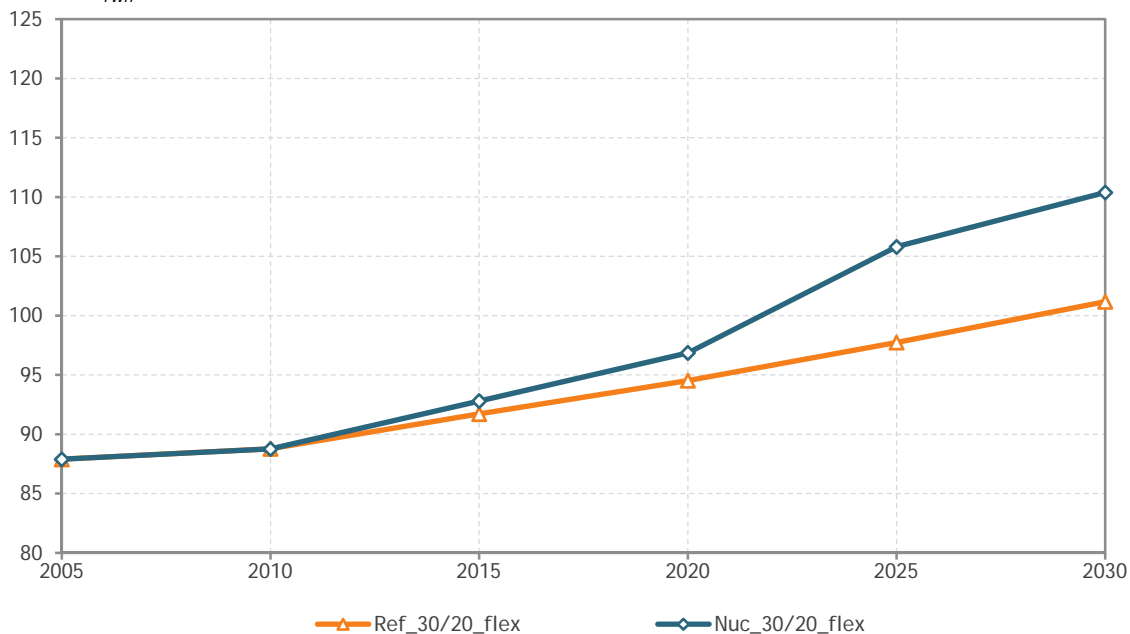


Bron: PRIMES.
 Noot: TW=toegevoegde waarde.

5.4.2. Elektriciteitsproductie

De impact van het uitstellen van de pensioengerechtigde leeftijd van het Belgische nucleair arsenaal op de finale elektriciteitsvraag zoals beschreven in het vorige deel, wordt eveneens geïllustreerd in Figuur 77. Deze figuur geeft de evolutie weer van de opgevraagde elektrische energie tussen 2005 en 2030 voor beide scenario's. De opgevraagde elektrische energie is de som van de finale elektriciteitsvraag, het elektriciteitsverbruik van de energietak en de verliezen op het transport- en distributienetwerk. In 2020 bedraagt het verschil tussen de Ref_30/20_flex- en Nuc_30/20_flex-scenario's 2,5%, in 2030 loopt dit op tot 9,1%. In het Nuc_30/20_flex-scenario tikt de opgevraagde elektrische energie jaarlijks aan met gemiddeld 0,9% over de periode 2005-2030, in het Ref_30/20_flex-scenario is dit 0,6%.

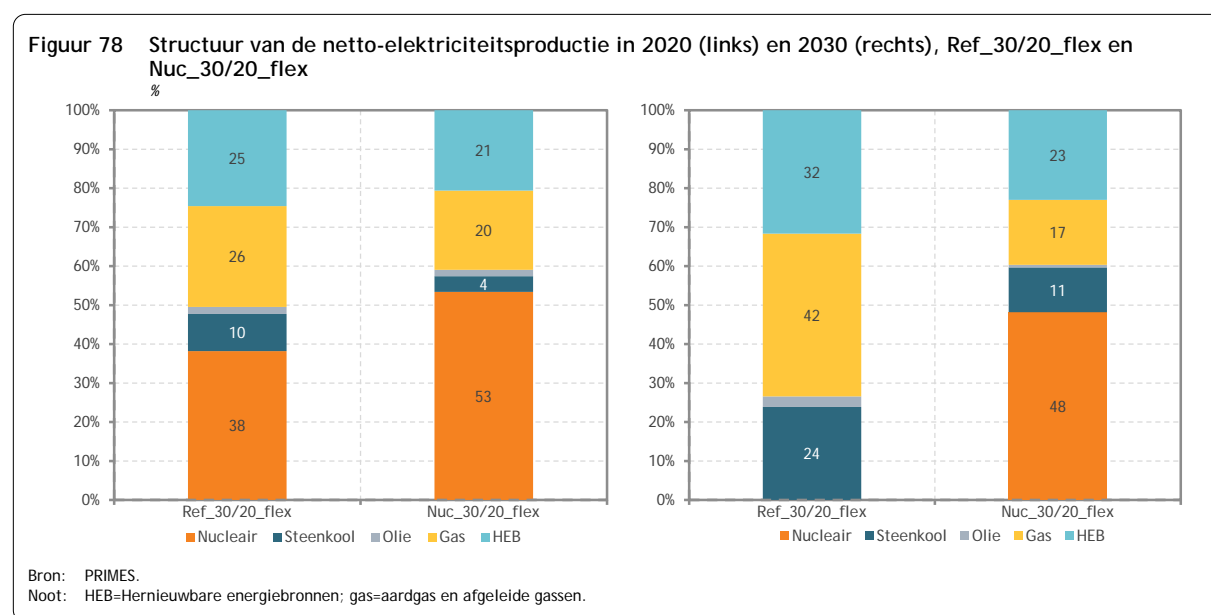
Figuur 77 Evolutie van de opgevraagde elektrische energie, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex TWh



Bron: Eurostat, PRIMES.

De opgevraagde elektrische energie is de som van de nationale elektriciteitsproductie en de netto-invoer van elektriciteit. Aangezien die laatste component exogeen wordt bepaald en dezelfde is voor elk van de besproken scenario's, vertaalt de impact op het niveau van de opgevraagde elektrische energie zich in een impact op de elektriciteitsproductie. Zo bedraagt de netto-elektriciteitsproductie in het Nuc_30/20_flex-scenario 86 TWh in 2020 en 97 TWh in 2030, of respectievelijk 3% en 11% boven de in het Ref_30/20_flex-scenario berekende niveaus. Het verschil tussen de twee scenario's komt uit op iets meer dan 2 TWh in 2020 en 9 TWh in 2030.

Scenario Nuc_30/20_flex wordt, bovenop de impact op het niveau van de elektriciteitsproductie, ook en vooral gekenmerkt door een impact op de structuur van het elektriciteitsproductiepark. Figuur 78 illustreert die bevinding.



Door het langer openhouden van de drie oudste kerncentrales (in het Nuc_30/20_flex-scenario) daalt het aandeel van de overige energievormen (HEB, steenkool en gas) met ongeveer 5 procentpunten in 2020. In het Nuc_30/20_flex-scenario neemt kernenergie 53% van de totale nettoproductie voor haar rekening (tegenover 38% in het Ref_30/20_flex-scenario), HEB ongeveer 1/5 (tegenover 1/4 in het Ref_30/20_flex-scenario), gas 20% (tegenover 26% in het Ref_30/20_flex-scenario) en staan steenkool en olieproducten in voor het saldo. In absolute termen daalt de productie op basis van HEB met ongeveer 3 TWh (die terugval is voor iets meer dan de helft afkomstig van windenergie en voor iets minder dan de helft van biomassa), terwijl de productie op basis van fossiele brandstoffen afneemt met ongeveer 9 TWh. De nucleaire elektriciteitsproductie daarentegen is 14 TWh hoger dan in het Ref_30/20_flex-scenario.

In 2030 zijn de proporties nog meer gewijzigd. Het behoud van de totale nucleaire capaciteit die een productie verzekert van ongeveer 47 TWh, heeft een erg belangrijke impact op de elektriciteitsproductie op basis van aardgas: haar aandeel duikt van 42% in het Ref_30/20_flex-scenario naar 17% in het Nuc_30/20_flex-scenario. Ook de productie op basis van HEB en steenkool tuimelen naar beneden: de eerste verliest 9 procentpunten, de tweede 13 procentpunten. In absolute termen zakt de

HEB-E-productie met iets minder dan 6 TWh, de aardgasgegenereerde elektriciteitsproductie met 20 TWh en deze op basis van steenkoolcentrales met 10 TWh.

Tabel 30 vervolledigt de bovenstaande analyse met een vergelijking van enkele indicatoren inzake de productie van elektriciteit.

Tabel 30 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex

	2020		2030	
	Ref_30/20_flex	Nuc_30/20_flex	Ref_30/20_flex	Nuc_30/20_flex
Gemiddeld rendement van de thermische productie (%)	41,4	40,9	44,6	38,6
Gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit (%)	47,3	47,8	44,2	47,0
Aandeel van de netto-invoer van elektriciteit	11,8	11,5	12,2	11,3
Elektriciteit obv warmtekrachtkoppelingeninstallaties (%) ⁽¹⁾	18,8	18,5	18,3	16,4
Elektriciteit obv HEB (%) ⁽¹⁾	24,6	20,6	29,4	21,7
Elektriciteit geproduceerd in CCS-centrales (%) ⁽¹⁾	0,0	0,0	32,2	24,6
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	20,2	20,5	22,7	23,7
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh)	174	114	143	45

Bron: PRIMES.

Noot: ⁽¹⁾=in % van de bruto-elektriciteitsproductie.

Het gemiddeld rendement van de thermische productie (d.w.z. op basis van fossiele brandstoffen, biomassa of afval) in het Nuc_30/20_flex-scenario ligt systematisch lager dan in het Ref_30/20_flex-scenario. De verklaring dient gezocht te worden in de lagere investeringen in nieuwe steenkool- en aardgasgestookte centrales in dit scenario (vergeleken met de niet-nucleaire-verlengingsoptie), waarvan men veronderstelt dat het omzettingsrendement continu toeneemt in de tijd. Anders gezegd: het park van thermische centrales is gemiddeld minder 'performant' dan in de Ref_30/20_flex-tegenhanger.

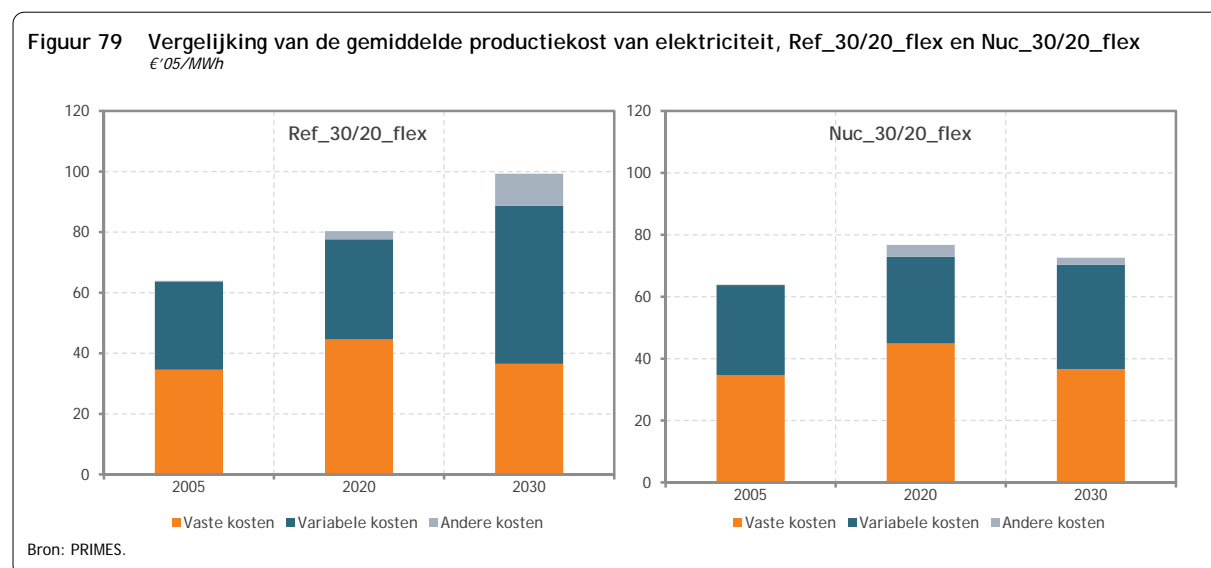
De gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit is echter iets hoger in het Nuc_30/20_flex-scenario, vooral door het minder inzetten van windenergie waarvoor back-upcapaciteit noodzakelijk is gezien het intermitterend karakter van die energiebron.

De veranderingen met betrekking tot het aandeel van de netto-elektriciteitsinvoer zijn verwaarloosbaar en kunnen integraal toegeschreven worden aan verschillende elektriciteitsvragen.

Wat betreft de indicatoren voor het aandeel elektriciteit geproduceerd in WKK-centrales, CCS-centrales of de geïnstalleerde capaciteit zijn de verschillen niet astronomisch. Voor de laatste indicator is het quasi status-quo te wijten aan het feit dat de verhoging van de gemiddelde gebruiksratio van de elektriciteitscapaciteit in het Nuc_30/20_flex-scenario de stijging van de elektriciteitsvraag compenseert. De uiteenlopende evoluties van het aandeel HEB in de elektriciteitsproductie werden reeds geanalyseerd (zie supra).

De verschillende hypothesen rond nucleaire energie hebben wel een noemenswaardige impact op de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie. Zoals verwacht kan worden, is die in het nucleaire-verlengingsscenario significant lager dan in het uitdovingsscenario: met een derde in 2020, met een factor 3 in 2030.

De werkingsduurverlenging van de kerncentrales met 20 jaar leidt tot een daling in de benodigde investeringen in nieuwe productiecapaciteit. In plaats van het geraamde gemiddelde van 820 MW per jaar in het Ref_30/20_flex-scenario bedragen de investeringen in het Nuc_30/20_flex-scenario jaarlijks gemiddeld 550 MW. In monetaire termen vertaalt dit zich in een krimp: de investeringen van nu tot 2030 noodzakelijk om het Nuc_30/20_flex-scenario te voorzien van de benodigde capaciteit liggen ongeveer 2 miljard euro (euro's van 2005) lager dan het geraamde bedrag in het Ref_30/20_flex-scenario. Dit verschil houdt rekening met de kosten nodig om het bestaande nucleaire park te onderhouden⁶⁰.



De daling van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit en de veranderingen in de energiemix van de elektriciteitssector hebben een invloed op de gemiddelde kosten voor elektriciteitsproductie, dit wordt getoond in Figuur 79. Deze figuur toont in essentie twee fenomenen: enerzijds een daling van de gemiddelde productiekost (ter waarde van 8% in 2020 en van 29% in 2030 vergeleken met het Ref_30/20_flex-scenario), anderzijds de impact op de structuur van de gemiddelde productiekosten.

De vaste kosten worden niet sterk beïnvloed: de daling van de vaste kapitaalkosten wordt gecompenseerd door een verhoging van de vaste werkings- en onderhoudskosten. Door het geringere gebruik van fossiele energiebronnen en biomassa dalen de variabele kosten en meer bepaald de component 'aankoop van brandstoffen'. Ten slotte wordt de aankoop van emissierechten ('Andere kosten' in de grafiek) beperkt door het behoud van de huidige nucleaire capaciteit over de volledige projectieperiode. Die component vertegenwoordigt niet meer dan 3% van de gemiddelde productiekosten in 2030, tegenover 9% in het Ref_30/20_flex-scenario.

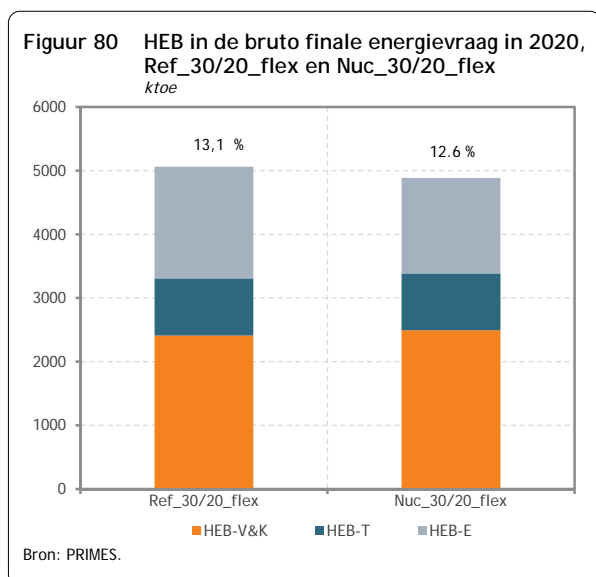
⁶⁰ Er dient opgemerkt te worden dat er kosten verbonden zijn aan de verlenging van de werkingsduur van het bestaande nucleaire park. Voor deze kosten wordt 800 €/kW als hypothese geponeerd.

5.4.3. Hernieuwbare energiebronnen

Het Ref_30/20_flex-scenario gebruikt dezelfde hernieuwbare waarden als het Ref_20/20-scenario. In 2020 leidt deze hypothese tot een HEB-aandeel van 13,1% in het bruto finaal energieverbruik.

De alternatieve scenario's waaronder het Nuc_30/20_flex-scenario hanteren eveneens deze HW. Het PRIMES-model berekent daarna het overeenkomstige HEB-percentages in het bruto finaal energieverbruik, rekening houdend met de specificiteiten van de alternatieve scenario's.

Zo stelt men in het Nuc_30/20_flex-scenario vast dat eenzelfde HW resulteert in een iets lager percentage HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020 dan in het Ref_30/20_flex-scenario: 12,6% tegenover 13,1%. Het verschil bedraagt ongeveer 200 ktoe (of 2000 GWh). Volgens deze hypothese zou België dus minimaal gebruik moeten maken van samenwerkingsmechanismen om de 13%-HEB-doelstelling te bereiken.



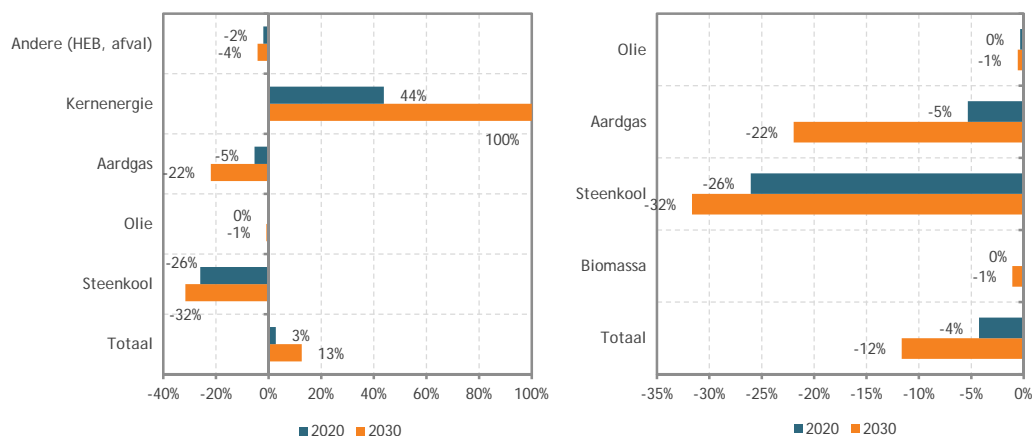
Figuur 80 illustreert dat resultaat, evenals de onderverdeling naar toepassingen (HEB-Elektriciteit (HEB-E), HEB-Verwarming&Koeling (HEB-V&K) en HEB-Transport (HEB-T)) voor het Nuc_30/20_flex-scenario en vergelijkt deze met de resultaten van het Ref_30/20_flex-scenario. Deze figuur toont eveneens, zij het op een wat andere manier, de impact van het behoud van de volledige nucleaire capaciteit op de ontwikkeling van HEB. Wanneer we de resultaten van de twee scenario's vergelijken, merken we dat het aandeel van HEB in het elektriciteitsverbruik (HEB-E) kleiner is in het Nuc_30/20_flex-scenario dan in het Ref_30/20_flex-scenario: 31% van de totale

HEB tegenover 34%. Ten tweede stijgt het verbruik van warmte en stoom op basis van HEB: het bereikt 51% in het Nuc_30/20_flex-scenario tegenover 48% in het Ref_30/20_flex-scenario. Wat de HEB-T betreft, is het aandeel hetzelfde in beide scenario's (18%).

5.4.4. Energiebevoorrading

Figuur 81 toont de impact op de Belgische energiebevoorrading van het optrekken van de pensioenleeftijd van de zeven kernreactoren tot 60 jaar. Het linkerdeel is toegespitst op het bruto binnenlands verbruik, het rechterdeel op de netto-invoer van energie. Aangezien er in België geen binnenlandse productie is van fossiele energie, zijn de twee delen van de figuur gelijk voor de olieproducten, de vaste brandstoffen en aardgas.

Figuur 81 Bruto binnenlands verbruik (links) en netto-invoer van energie (rechts), Nuc_30/20_flex
% verschil ten opzichte van Ref_30/20_flex



Bron: PRIMES.

Voor kernenergie en HEB zijn beide figuren wel verschillend. Voor kernenergie is dat te wijten aan het feit dat deze energievorm, omwille van een conventie gehanteerd in de energiebalansen, geboekstaafd wordt als een binnenlandse productie van energie, voor HEB kan enkel, ook omwille van een conventie, de component biomassa geïmporteerd worden.

De wijzigingen in het bruto binnenlands verbruik en de netto-invoer weerspiegelen de gevolgen van de hypothese inzake nucleaire energie voor de finale energievraag, de elektriciteitsproductie en de ontwikkeling van HEB. Die gevolgen werden beschreven in de vorige delen. De daling van het gebruik van fossiele energiebronnen die typerend is voor het Nuc_30/20-flex-scenario, vertaalt zich in een daling van het bruto binnenlands verbruik en van de invoer van fossiele brandstoffen (-32% voor de vaste brandstoffen, -22% voor aardgas en -1% voor olie in 2030 ten opzichte van het Ref_30/20-flex-scenario). Voor de HEB, waarvan het verbruik ook daalt ten opzichte van het nucleair-uitdovingsscenario, maar in veel mindere mate, neemt het bruto binnenlands verbruik in 2030 af met 4% en de invoer van biomassa met 1%.

In totaal ligt de netto-invoer van energie in het Nuc_30/20-flex-scenario 4% (resp. 12%) onder het niveau van het Ref_30/20-flex-scenario in 2020 (resp. 2030). Het bruto binnenlands energieverbruik (bbv) stijgt daarentegen met 3% in 2020 en met 13% in 2030 in vergelijking met de cijfers voor het Ref_30/20-flex-scenario. Die ogenschijnlijk tegenstrijdige evolutie is het gevolg van de boekhoudkundige conventie voor nucleaire energie aangenomen in de energiebalansen. Volgens die conventie wordt 1 TWh geproduceerd in een kerncentrale in het bruto binnenlands verbruik opgenomen als 3 TWh (d.w.z. een impliciet omzettingsrendement van 33%), terwijl die verhouding lager is voor alle andere energievormen.

Ten slotte worden ook de indicatoren voor de energiebevoorrading uit deel 5.2.4 gewijzigd in het Nuc_30/20-flex-scenario. Voor de indicatoren primair energieverbruik, energie-intensiteit van het bbp en het bbv per capita zijn die wijzigingen voornamelijk afkomstig van de boekhoudkundige conventie voor kernenergie op het niveau van de primaire energiebalans (zie supra). In 2030 zouden die drie indicatoren respectievelijk 15%, 13% en 13% meer bedragen dan in het Ref_30/20-flex-scenario. Aan-

gezien het primair energieverbruik als indicator gebruikt wordt in het kader van de Belgische doelstelling van 18% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020, heeft de hypothese inzake kernenergie een impact, ceteris paribus, op de mate van daling van het energieverbruik die dankzij de -30%-doelstelling op Europees niveau verwezenlijkt kan worden. Terwijl in het Ref_30/20_flex-scenario 62% van de vereiste vermindering wordt gerealiseerd, gaat het in het Nuc_30/20_flex-scenario om 47%. De invoerafhankelijkheidsgraad van België verbetert dan weer in het Nuc_30/20_flex-scenario en wordt geraamd op 71% in 2030 tegenover 89% in het Ref_30/20_flex-scenario, terwijl deze in 2005 nog 78% beliep.

5.4.5. Broeikasgasemissies

Het Nuc_30/20_flex-scenario verschilt wezenlijk van het Ref_30/20_flex-scenario wat betreft de evolutie van de BKG-emissies, met name in de ETS-sector. In Tabel 31 worden deze verschillen getoond. De nadruk in deze tabel ligt op 2030, het jaar waarin de discrepanties het duidelijkst zijn. De laatste kolom geeft evenwel de BKG-emissiereductiepercentages tussen 2005 en 2020 om de vergelijking mogelijk te maken tussen de evolutie in de niet-ETS-sector en de Belgische -15%-doelstelling tegen 2020 die deze sector opgelegd kreeg.

Tabel 31 Evolutie van broeikasgasemissies (scope '08-'12), Nuc_30/20_flex

	2030 (Mt CO ₂ -eq.)	2030 vs. Ref_30/20_flex (%)	2030 vs. 2005 (%)	2020 vs. 2005 (%)
Totale BKG-emissies	94,4	-13,0	-30,5	-16,9
Totale CO ₂ -emissies	79,7	-15,1	-32,2	
BKG – ETS-sector	34,3	-27,8	-41,3	-23,9
ETS zonder luchtvaart	30,0	-30,5	-45,0	
Luchtvaart	4,2	0,0	11,8	
BKG - niet-ETS-sector	60,1	-1,5	-22,3	-11,6
Energetische CO ₂	45,4	-1,9	-23,3	
Niet-CO ₂	14,8	0,0	-19,2	

Bron: PRIMES, NTUA.

Noot: De emissies van 2005 berekend door het model PRIMES wijken af van deze officieel gerapporteerd door België. Ze werden niettemin gebruikt in deze publicatie om de coherentie met de resultaten van het model voor 2020 en 2030 te garanderen.

In het -30%-scenario met verlenging van de werkingsduur van de kerncentrales (Nuc_30/20_flex) bedragen de totale BKG-emissies 94,4 Mt CO₂-equivalenten in 2030, wat 13% onder het niveau is dat berekend werd in het -30%-scenario zonder verlenging. De daling is voornamelijk afkomstig van de ETS-sector (-27,8%) waarvan de elektriciteitssector deel uitmaakt, terwijl de BKG-emissies in de niet-ETS-sector met slechts 1,5% krimpen.

Ten opzichte van het emissieniveau van 2005 liggen de totale BKG-emissies 30,5% lager in 2030 (41,3% in de ETS-sector en 22,3% in de niet-ETS-sector).

5.5. Impact van een grootschalige ontwikkeling van elektrische wagens

De transportsector is verantwoordelijk voor bijna een kwart van de energetische CO₂-uitstoot in België. Hoewel op de voet gevolgd door de industrie, de elektriciteitssector en de gezinnen, voert deze sector zonder twijfel de rangschikking aan. Meer dan 80% van de uitstoot van de transportsector komt van het wegverkeer dat hoofdzakelijk gebruik maakt van olieproducten (benzine, diesel en LPG). Zoals blijkt uit de voorgaande analyses zou de toepassing van de maatregelen vervat in het Klimaat- en Energiepakket en de verstrenging naar een Europese -30% broeikasgasemissiereductiedoelstelling de transportsector moeten toelaten haar CO₂-uitstoot te verminderen, niet enkel ten opzichte van de baseline, maar ook ten opzichte van de huidige situatie.

Om de transportsector tegen 2020, maar vooral op langere termijn, te 'verproperen' is een vaak naar voren geschoven oplossing de grootschalige ontwikkeling van elektrische voertuigen (EV's), waarmee zowel de volledig elektrische wagen als de herlaadbare hybride versie⁶¹ (de zogenaamde plug-in) wordt bedoeld. Nochtans zal die technologische vooruitgang enkel een positieve en merkbare impact op de CO₂-uitstoot hebben indien de aandrijvingsenergie van EV's afkomstig is van elektriciteit die gegenereerd wordt door koolstofarme energiebronnen.

De in dit hoofdstuk voorgestelde analyse kadert binnen die context en levert becijferde gegevens om de impact te evalueren van een grootschalige ontwikkeling van de elektrische wagen op het Belgisch energiesysteem en de uitstoot van broeikasgassen. Het uitgangspunt van de analyse wordt aangereikt door de scenario's Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex, zodat ook de invloed van de hypothese inzake kernenergie op de resultaten kan worden bestudeerd.

Twee nieuwe scenario's worden opgesteld, namelijk Ref_30/20_flex_EV en Nuc_30/20_flex_EV, die verschillen van Ref_30/20_flex en Nuc_30/20_flex wat betreft de opmars van de EV in België. Ter herinnering: de ontwikkeling van de elektrische bolide werd als quasi onbestaand beschouwd in die twee laatste scenario's (net zoals in de baseline trouwens).

Om de tekst niet onnodig te verzwaren en omdat de verschillen miniem zijn, werd ervoor geopteerd in dit deel enkel de analyse te voeren van het Ref_30/20_flex_EV-scenario (relatief ten opzichte van het Ref_30/20_flex-scenario) en het Nuc_30/20_flex_EV-scenario (relatief ten opzichte van het Nuc_30/20_flex-scenario). Voor het Ref_30/20_int_EV- en het Nuc_30/20_int_EV-scenario (relatief ten opzichte van respectievelijk het Ref_30/20_int- en Nuc_30/20_int-scenario) kan deze analyse quasi integraal overgenomen worden, de tendensen zullen daarbij licht intensifiëren. In Bijlagen D en E worden enkele sleutelcijfers gegeven.

Tabel 32 geeft dan de hypothesen die in de scenario's Ref_30/20_flex_EV en Nuc_30/20_flex_EV werden weerhouden. Zij zijn verschillend om rekening te houden met het verband tussen de netto-impact van de opmars van de EV op de totale CO₂-uitstoot en de structuur van de elektriciteitsproductie. Ze

⁶¹ De niet-herlaadbare hybride wagen wordt soms ook gecatalogiseerd onder de elektrische voertuigen. Dit type voertuig verschilt nochtans van de twee andere in de mate dat ze niet op basis van een batterij functioneert die via het net kan worden opgeladen. De volledig elektrische wagen functioneert enkel en alleen op basis van een oplaadbare batterij, terwijl de herlaadbare hybride over twee manieren van aandrijving beschikt: enerzijds een via het net oplaadbare batterij, anderzijds een interne verbrandingsmotor.

zijn wel dezelfde als deze gebruikt om de Ref_20/20_EV- en Nuc_20/20_EV-scenario's op te bouwen (zie 4.5).

In het Ref_30/20_flex_EV-scenario waarbij de kerncentrales worden uitgefaseerd volgens de sluitingskalender gestipuleerd in de wet van 2003, is de penetratiegraad van de elektrische voertuigen eerder gematigd gezien de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie na 2020 toeneemt als gevolg van de vervanging van de 7 kernreactoren door, voor het overgrote deel, centrales die fossiele brandstoffen verbranden (aardgas en steenkool). Het aandeel van EV's in het wagenpark bedraagt dan 5% in 2020⁶² en stijgt daarna regelmatig om in 2030 15% te bereiken. Bijkomende hypothese is dat de ontwikkeling van EV's vooral afkomstig is van de herlaadbare hybride voertuigen die 90% van het EV-park uitmaken in 2030. Om te komen tot de hierboven aangehaalde penetratiepercentages, zouden de EV's tussen 2015 en 2020 ongeveer 10% moeten uitmaken van de jaarlijkse verkoop van voertuigen, oplopend tot 20% in 2025 en 25% in 2030. Anders gezegd, in 2030 zou één aangekocht voertuig op vier elektrisch aangedreven moeten zijn.

Tabel 32 Hypothesen voor de ontwikkeling van het elektrisch wagenpark (EV)
% van het totaal wagenpark

	Ref_30/20_flex_EV			Nuc_30/20_flex_EV		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
EV, waarvan	5,0	8,0	15,0	10,0	13,0	20,0
Herlaadbare hybride	5,0	7,2	13,5	9,0	11,0	16,0
Volledig elektrische wagen	0,0	0,8	1,5	1,0	2,0	4,0

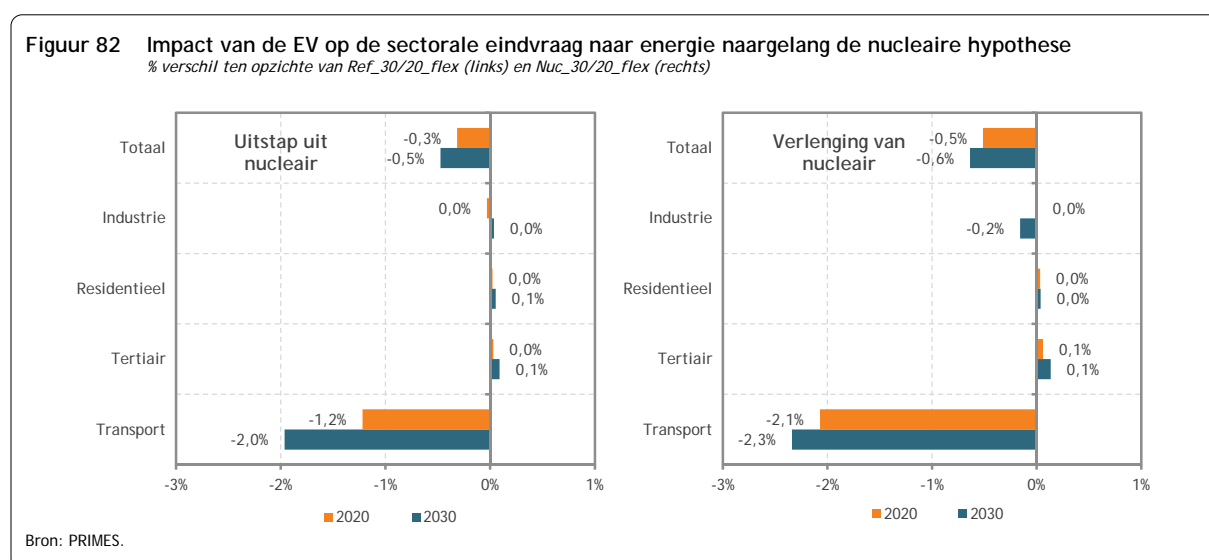
In het Nuc_30/20_flex_EV-scenario dat de verlenging met 20 jaar van de operationele werkingduur van (alle) kerncentrales simuleert, werd de hypothese aangenomen van een in het begin van de periode hogere penetratiegraad van elektrische voertuigen: 10% in 2020 ten opzichte van 5% in de niet-nucleaire-verlengingstegenhanger Ref_30/20_flex_EV. Het argument dat aan de grondslag van die hypothese ligt, is de beschikbaarheid in dit scenario van weinig koolstofhoudende elektrische energie, waardoor de ontwikkeling van EV's a priori voordeliger wordt wat betreft de netto-impact op de CO₂-uitstoot. De penetratiegraad van EV's stijgt daarna regelmatig en bereikt 20% in 2030. Opnieuw wordt verondersteld dat de toename van de EV's vooral afkomstig is van de herlaadbare hybride voertuigen die 80% van het elektrische voertuigenpark uitmaken in 2030. Vertaald in percentages van de jaarlijkse verkoop van voertuigen geven de bovenstaande hypothesen ongeveer 18% van de verkoop tussen 2015 en 2020, iets meer dan 20% in 2025 en 25% in 2030. Op middellange termijn (2020) zal een dergelijke toename van EV's slechts mogelijk zijn via zeer voluntaristische beleidsmaatregelen.

De analyse van de Ref_30/20_flex_EV- en Nuc_30/20_flex_EV-scenario's volgt dezelfde indeling als de vorige analyses: impact op de eindvraag naar energie, de elektriciteitsproductie en HEB, energiebevoorrading en tenslotte de BKG-uitstoot. De resultaten van de twee scenario's worden naast elkaar voorgesteld, en dit relatief ten opzichte van het Ref_30/20_flex-scenario voor het eerste en ten opzichte van het Nuc_30/20_flex-scenario voor het tweede.

⁶² Dit percentage is compatibel met het ontwikkelingstraject voor HEB in transport zoals beschreven in het Belgisch Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie (NREAP, 2010).

5.5.1. Eindvraag naar energie

Figuur 82 toont dat in beide gevallen de ontwikkeling van EV's de eindvraag naar energie tijdens de projectieperiode doet dalen, dit weliswaar in beperkte mate: van 0,3% tot 0,5% in het Ref_30/20_flex_EV-scenario en van 0,5% tot 0,6% in het Nuc_30/20_flex_EV-scenario. Zoals kon worden verwacht, is de impact vooral merkbaar op de eindvraag naar energie van de transportsector; voor de andere sectoren van de eindvraag is het effect marginaal.

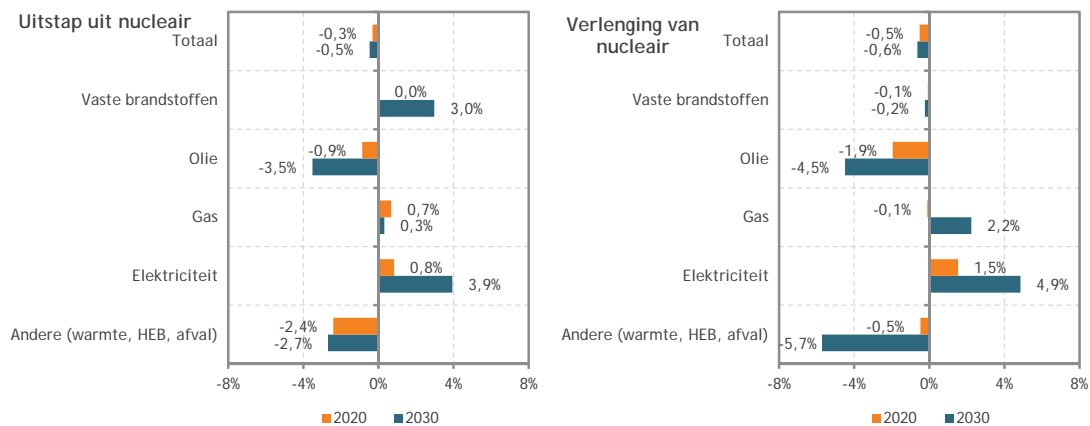


De eindvraag naar energie in de transportsector daalt aangezien de energie-efficiëntie van EV's groter is dan deze van de conventionele interne-verbrandingsmotorvoertuigen, en dit ondanks het feit dat deze verondersteld wordt regelmatig toe te nemen tijdens de projectieperiode: het energieverbruik van de conventionele voertuigen (op basis van een interne-verbrandingsmotor) per afgelegde kilometer daalt met gemiddeld 1,3% per jaar tot 2030. We preciseren dat het aantal passagierskilometer afgelegd per wagen in de 4 scenario's vrijwel identiek is. De impact op het energieverbruik van de transportsector, aangegeven in Figuur 82, moet dus uitsluitend worden toegeschreven aan de ontwikkeling van EV's. Voor het Ref_30/20_flex_EV-scenario wordt de daling van de eindvraag naar energie geraamd op 1,2% in 2020 en op 2% in 2030. Voor het Nuc_30/20_flex_EV-scenario gaat het respectievelijk om 2,1% in 2020 en 2,3% in 2030.

Wat de wijzigingen in de verdeling van de passagierskilometers (pkm) afgelegd per wagen als gevolg van de verschillende hypothesen inzake de ontwikkeling van EV's betreft, deze zijn exact dezelfde als geïllustreerd in Figuur 51 en Figuur 52 in 4.5.1. De lezer wordt dus verwezen naar deze figuren en bijgevoegde bespreking.

Figuur 83 ten slotte illustreert de impact van EV's op de structuur van de eindvraag naar energie naargelang de nucleaire hypothese. De veranderingen zijn hoofdzakelijk van dezelfde aard en variëren enkel in omvang, wat wordt verklaard door de verschillende penetratiepercentages van de EV's. Zoals kon worden verwacht, heeft de ontwikkeling van EV's een verwaarloosbare impact op de eindvraag naar vaste brandstoffen en aardgas of afgeleide gassen.

Figuur 83 Impact van de EV op de eindvraag naar energie per energievorm naargelang de nucleaire hypothese
 % verschil ten opzichte van Ref_30/20_flex (links) en Nuc_30/20_flex (rechts)



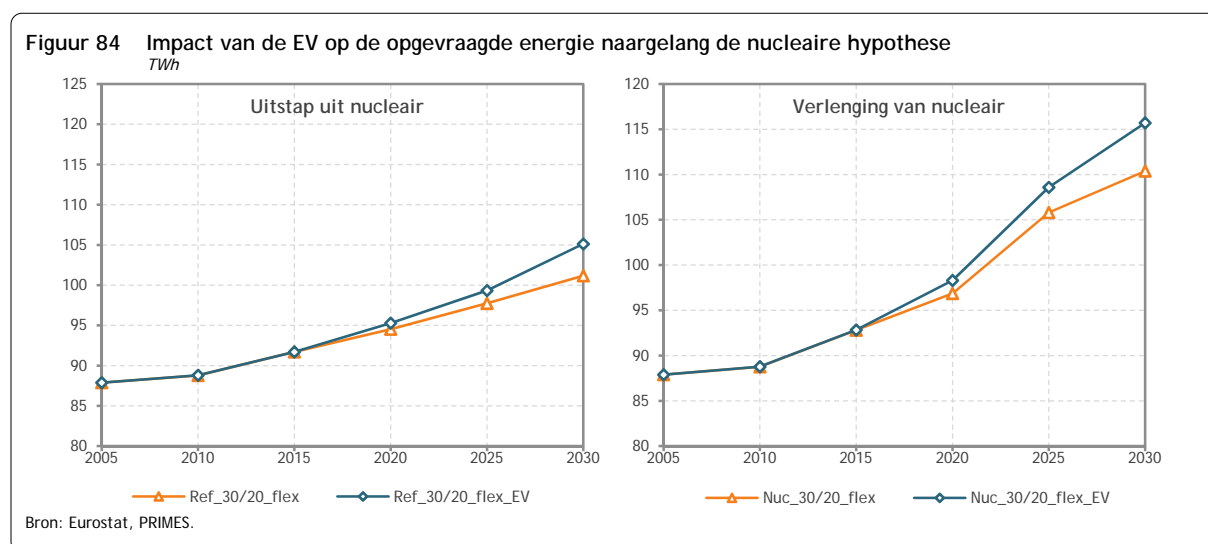
Bron: PRIMES.

Olie, elektriciteit en HEB, daarentegen, ondervinden belangrijker gevolgen. Het verbruik van olie in een scenario met doorgedreven EV-aanwezigheid en uitfasering van kernenergie (respectievelijk wanneer kernenergie beschikbaar blijft) daalt met 0,9% in 2020 en met 3,5% in 2030 (respectievelijk met 1,9% en 4,5%). Het verbruik van elektriciteit neemt toe met 0,8% in 2020 en 3,9% in 2030 (respectievelijk met 1,5% en 4,9%). Het effect op het verbruik van HEB is te verklaren door de daling van het verbruik van biobrandstoffen als gevolg van de krimp in vervoersactiviteit door de conventionele voertuigen.

Wat de energiekosten in de sectoren van de eindvraag betreft, zorgt de ontwikkeling van de EV's enkel in de transportsector voor een invloed, en meer zelfs, enkel op het niveau van het personenvervoer. De relevante kostenindicator betreft de brandstofuitgaven (in ruime zin, d.w.z. inclusief elektriciteit) per passagierskilometer. In vergelijking met de scenario's zonder EV-ontwikkeling dalen de brandstofuitgaven met 2% in 2020 en met 3% in 2030 in het Ref_30/20_flex_EV-scenario en met 4% in 2020 en 4% in 2030 in het Nuc_30/20_flex_EV-scenario.

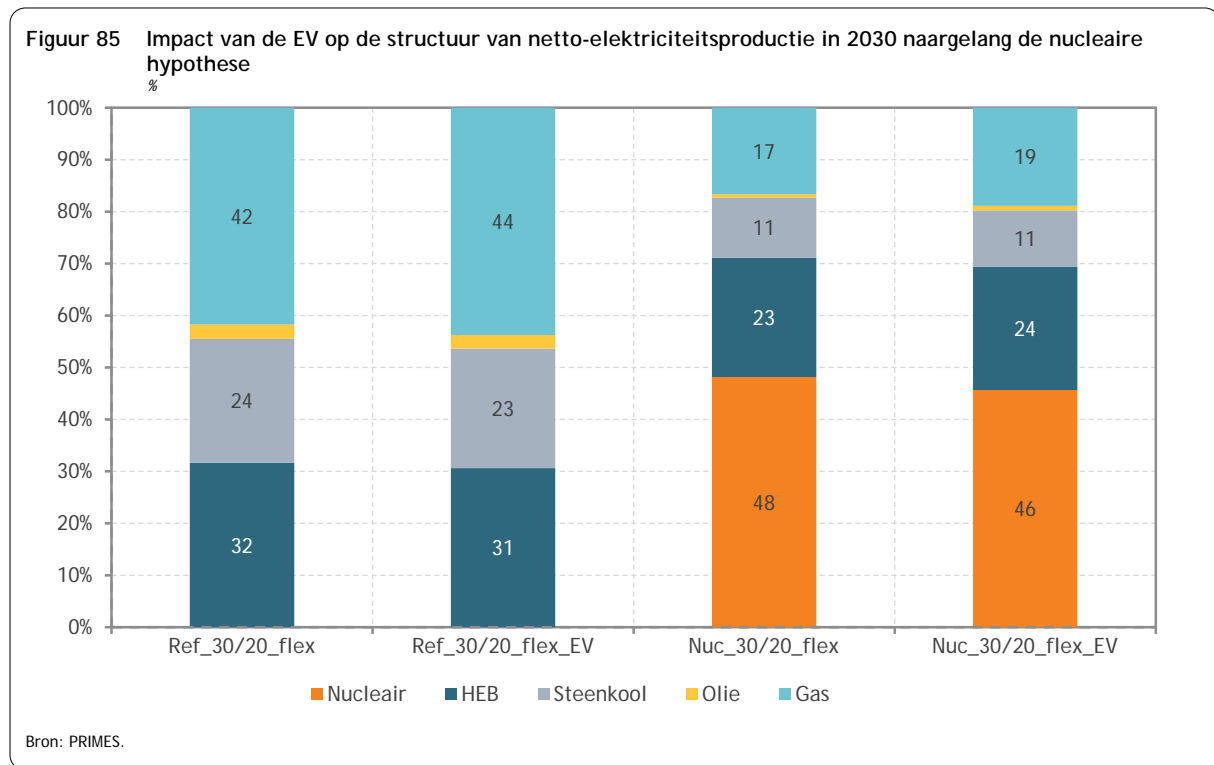
5.5.2. Elektriciteitsproductie

Uit wat hoger beschreven staat, kon men reeds opmaken dat de elektriciteitsvraag in de EV-scenario's toeneemt. Dit heeft op haar beurt, omwille van de identiek veronderstelde netto-elektriciteitsinvoer in alle scenario's, een impact op de productie van elektriciteit. Figuur 84 toont de invloed die de EV-ontwikkeling heeft op de evolutie van de opgevraagde energie tussen 2005 en 2030, terwijl Figuur 85 de veranderingen in de structuur van de netto-elektriciteitsproductie weergeeft.



Tijdens de periode 2005-2030 tikt de opgevraagde energie in het Ref_30/20_flex_EV-scenario jaarlijks aan met gemiddeld 0,7% (tegenover 0,6% in het Ref_30/20_flex-scenario). Bijgevolg bedraagt de opgevraagde energie in 2030 3,9% meer (of 3,9 TWh) dan het niveau dat in het Ref_30/20_flex-scenario wordt geraamd; de bijkomende elektriciteitsproductie is afkomstig van thermische centrales op basis van aardgas (96%) en steenkool (4%). Deze evolutie heeft als gevolg dat het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie toeneemt (zie Figuur 85).

In Nuc_30/20_flex_EV stijgt de opgevraagde energie jaarlijks met gemiddeld 1,1% tijdens de periode 2005-2030 (tegenover 0,9% in Nuc_30/20_flex). Bijgevolg ligt de opgevraagde energie in 2030 4,8% (of 5,3 TWh) hoger dan het niveau van het Nuc_30/20_flex-scenario; de bijkomende elektriciteitsproductie gebeurt door centrales op basis van aardgas (60%) en HEB (40%). Hierdoor zien deze beide energievormen hun aandeel in de elektriciteitsproductie toenemen en dit ten koste van het aandeel van kernenergie (zie Figuur 85).



5.5.3. Hernieuwbare energiebronnen

In 2020, het jaar waarvoor een doelstelling werd vastgelegd (voor België bedraagt deze 13%), heeft de ontwikkeling van EV's een marginale invloed op het aandeel van HEB in het bruto finaal energieverbruik: dit aandeel wordt 13,0% in het scenario met kernuitstap (Ref_30/20_flex_EV) en 12,5% in het scenario met behoud van de volledige nucleaire capaciteit (Nuc_30/20_flex_EV) (in plaats van respectievelijk 13,1% en 12,6% in de niet-EV-tegenhangers).

5.5.4. Energiebevoorrading

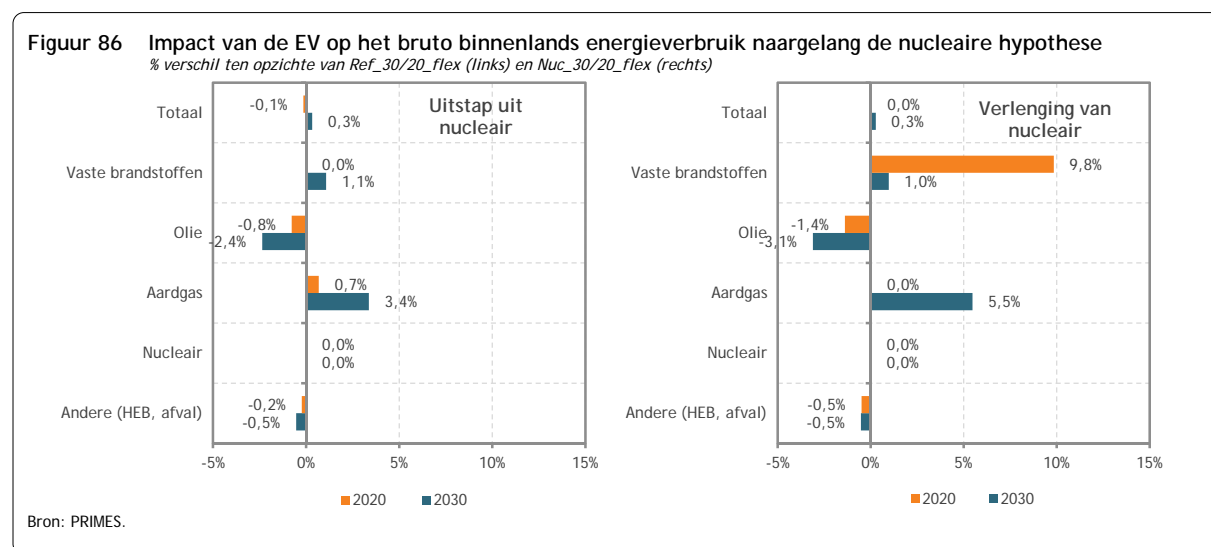
Figuur 86 toont de impact die de grootschalige penetratie van EV's in het wagenpark heeft op de energiebevoorrading. Deze figuur combineert in feite de gevolgen voor de eindvraag naar energie en de elektriciteitsproductie en toont de wijzigingen in het totaal bruto binnenlands verbruik (bbv) en per energievorm. Aangezien er in België geen binnenlandse productie is van fossiele energie, is de impact op het bbv en op de netto-invoer van olieproducten, vaste brandstoffen en aardgas dezelfde.

Het totaal bruto binnenlands verbruik wordt slechts in geringe mate beïnvloed door de opgang van de elektrische motor in het nationaal wagenpark: een stijging van 0,3% in 2030 in beide 30/20_flex_EV-scenario's. De resultaten contrasteren daarentegen meer als het over de verschillende energievormen gaat.

Ongeacht de hypothese rond kernenergie daalt het bruto binnenlands verbruik van aardolie als gevolg van het slinkende marktaandeel van de conventionele voertuigen die benzine, diesel of LPG verbruiken. De daling gaat van 0,8% (Ref_30/20_flex_EV in 2020) tot 3,1% (Nuc_30/20_flex_EV in 2030). Het

bruto binnenlands verbruik van HEB (en afval) daalt ook, maar in mindere mate. De impact belooft minder dan één procent⁶³.

Omgekeerd stijgt het bruto binnenlands verbruik van steenkool en aardgas in vergelijking met de situatie zonder EV's. In het Ref_30/20_flex_EV-scenario is de toename voor steenkool verwaarloosbaar in 2020, voor aardgas belooft die +0,7%, terwijl dit in 2030 +1,1% bedraagt voor steenkool en +3,4% voor aardgas. In de nucleaire tegenhanger Nuc_30/20_flex_EV wordt dit +9,8% voor steenkool in 2020 en +1,0% voor steenkool, +5,5% voor aardgas in 2030. Deze resultaten weerspiegelen de structuur van de bijkomende elektriciteitsproductie die nodig is voor de ontwikkeling van de EV's.



⁶³ In het Nuc_30/20_flex_EV-scenario was er sprake van een bijkomende elektriciteitsproductie op basis van HEB. Die is echter in verhouding redelijk beperkt en wordt wat betreft de energievoorziening meer dan gecompenseerd door de daling in het verbruik van biobrandstoffen.

5.5.5. Broeikasgasemissies

Een belangrijke sleutel in het debat rond de elektrische voertuigen is de impact die dit type motorisatie kan hebben op de emissies van broeikasgassen. Zoals ook al in de inleiding aangegeven, is de transportsector verantwoordelijk voor de grootste sectorale uitstoot van energetische CO₂-emissies en is een element om daar verandering in te brengen, de komst van de elektrisch aangedreven wagen (zie ook Gusbin et al., 2011). Tabel 33 vat dan de invloed van de verschillende penetratiepercentages van de EV's samen met hun respectievelijke nucleaire aan/afwezigheid op de totale broeikasgas- en CO₂-emissies. De tabel spitst zich toe op het jaar 2030, gezien in dat jaar de EV-penetratiepercentages het hoogst zijn.

Tabel 33 Impact van de EV op de BKG-emissies in 2030 (scope '08-'12)

	Ref_30/20_flex_EV (Mt CO ₂ -eq.)	verschil in % ten opzichte van Ref_30/20_flex	Nuc_30/20_flex_EV (Mt CO ₂ -eq.)	verschil in % ten opzichte van Nuc_30/20_flex
Totale BKG-emissies	108,8	0,2	93,3	-1,2
Totale CO ₂ -emissies	94,0	0,3	78,5	-1,4
BKG - ETS-sector	49,0	3,2	34,7	1,1
ETS zonder luchtvaart	44,8	3,5	30,4	1,2
Luchtvaart	4,2	0,0	4,2	0,0
BKG - niet-ETS-sector	59,8	-2,0	58,6	-2,5
Energetische CO ₂	45,1	-2,6	43,9	-3,3
Niet-CO ₂	14,8	0,0	14,8	0,0

Bron: PRIMES, NTUA.

Binnen een context van zowel opvoering van de BKG-emissiereductie-inspanning tegen 2050 als uitstap uit kernenergie tonen de resultaten dat een gedeeltelijke elektrificatie van het wegvervoer quasi geen effect heeft op de Belgische BKG-emissies tegen 2030. Wat we zien, is dat de daling van de BKG-emissies die genoteerd kan worden in de niet-ETS-sector (met 2,0%) (over)gecompenseerd wordt door een stijging van de BKG-emissies in de ETS-sector (met 3,2%). Het eerste effect resulteert uit een lager gebruik van benzine, diesel en LPG in transport (als onderdeel van de niet-ETS) wat zich vertaalt in een daling van de CO₂-uitstoot in de transportsector met 6% in 2030. Het tweede effect vloeit voort uit de bijkomende elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen die een stijging veroorzaakt van de CO₂-uitstoot in de elektriciteitssector (+9%) die voor een stukje wordt gecompenseerd door een daling van de CO₂-uitstoot van de raffinaderijen die ook deel uitmaken van de ETS-sector (-2%). Samengevat laat de ontwikkeling van de elektrische bolide toe om de CO₂-uitstoot van de transportsector aan banden te leggen, maar de bijkomende elektriciteitsproductie die nodig is om de EV's aan te drijven, dient noodgedwongen te komen van koolstofhoudende fossiele bronnen en is aldus van die aard dat die ontwikkeling geen merkbaar positieve impact heeft op de totale CO₂- en BKG-emissies in 2030.

Nochtans, en dit in dezelfde context van opvoering van BKG-emissiereductie-inspanning maar ditmaal met verlenging van de werkingsduur van het totale nucleaire park, merken we dat een gedeeltelijk geëlektrificeerd wagenpark een bescheiden positieve impact heeft op de Belgische BKG-emissies in 2030. De daling van de BKG-emissies in de niet-ETS-sector (met 2,5%) wordt niet volledig gecompenseerd door de stijging van de BKG-emissies in de ETS-sector (met 1,1%). De daling in de niet-ETS resulteert uit het minderverbruik van olieproducten in de transportsector (niet-ETS) wat zich in 2030

vertaalt in een daling van de CO₂-uitstoot in transport met 8%. De stijging in de ETS vloeit voort uit de bijkomende elektriciteitsproductie die ditmaal niet volledig op conto van de fossiele brandstoffen is te schrijven (zie 5.5.2). Deze toename veroorzaakt een stijging in de CO₂-uitstoot in de elektriciteitssector (+4%) die echter voor een groot deel wordt uitgevlakt door een daling van de CO₂-uitstoot van de raffinaderijen (-4%). Samengevat laat de ontwikkeling van de elektrische wagen in een elektriciteitsland- schap waarvan een niet onaanzienlijk deel van de bijkomende elektriciteitsproductie nodig om de EV's aan te drijven, afkomstig is van HEB, toe om onder strenge broeikasgasemissiereductievoorwaarden de Belgische CO₂- en dus BKG-emissies tegen de horizon 2030 verder te beperken.

De resultaten in dit hoofdstuk moeten echter met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden: naast de scenario's en de onderliggende hypothesen in het PRIMES-model die verband houden met het energieverbruik van EV's konden heel wat aspecten niet worden uitgewerkt als gevolg van de complexe interacties tussen de ontwikkeling van EV's en het energiesysteem of de beperkingen van het gebruikte model. Onder die aspecten vermelden we de indirecte CO₂-emissies die verband houden met het transport van aardolie van de productiezones naar de consumptiezones (België), de milieubalans voor de lokale pollutanten, de impact van de ontwikkeling van elektrische voertuigen op de elektrici- teitsnetten of op de werkgelegenheid. De analyse richt zich op het jaar 2030 wat vrij dichtbij is wanneer men spreekt van elektrificatie van transport. De effecten op langere termijn (2050) zouden anders kunnen zijn. Zij zouden absoluut gunstiger zijn voor de BKG-emissies indien HEB in belangrijke mate zou bijdragen tot de elektriciteitsproductie (zoals de resultaten van het Nuc_30/20_flex_EV-scenario aantonen).

Wat betreft de hypothesen inzake het energieverbruik van de EV's (brandstof en/of elektriciteit), de indirecte emissies van CO₂ en andere pollutanten, werd recentelijk een bijkomende analyse (Gusbin et al., 2011) uitgevoerd met het PLANET-model dat werd ontwikkeld door het Federaal Planbureau. Het PLANET-model is een model dat specifiek uitgerust is voor de analyse van de transportsector.

6. Bijlage

Bijlage A: Gedetailleerde resultaten van de baseline en het Ref_20/20-scenario

		Baseline		Ref_20/20	
	2005	2020	2030	2020	2030
Bruto binnenlands verbruik (ktoe)	61147	58356	53311	57896	52254
Vaste brandstoffen	5450	4979	8169	5083	7338
Olie	24747	21931	19823	21243	18862
Aardgas	14740	17158	18942	14823	17559
Kernenergie	12277	8626	0	8626	0
Elektriciteit	542	997	1173	997	1173
HEB	3391	4665	5203	7125	7323
Eindvraag naar energie (ktoe)	38443	39225	37916	38940	36480
per sector					
Industrie	13563	13646	13392	13645	12978
Residentieel	9938	10237	10048	10149	9253
Tertiair	5017	5486	5477	5343	5083
Transport	9926	9856	8998	9803	9166
per energievorm					
Vaste brandstoffen	2080	1755	1659	1829	1571
Olieproducten	16529	15246	13659	14578	12692
Aardgas	9513	10695	10682	9454	9112
Afgeleide gassen	496	383	301	389	299
Elektriciteit	6894	7765	8303	7628	8428
Andere (HEB, afval, warmte)	2930	3382	3311	5062	4377
Netto-elektriciteitsproductie (GWh)	82043	87138	91595	85496	93252
Kernenergie	45109	31851	0	31852	0
HEB	3363	16798	23134	21060	28233
Steenkool	7561	8546	28731	8545	23434
Olieproducten	1687	2199	2601	2249	2677
Aardgas	21761	25277	34625	19231	36259
Afgeleide gassen	2563	2467	2504	2558	2650
Netto-geïnstalleerde capaciteit (MW)	14716	20394	23036	20609	23782
Kernenergie	5817	4037	0	4037	0
HEB	841	5453	7188	6692	8527
Steenkool	1709	1152	4539	1153	3828
Olieproducten	639	1169	919	996	656
Gas	5710	8583	10390	7731	10771
CO ₂ -emissies van energetische oorsprong (Mt)	107,7	104,6	114,6	97,5	96,5
Energie	24,7	24,5	40,2	22,0	29,1
Industrie	22,7	21,4	20,7	19,7	18,9
Residentieel	20,4	20,1	18,7	18,8	14,9
Tertiair	10,5	11,0	10,5	10,5	9,5
Transport	29,5	27,5	24,6	26,4	24,2
waarvan luchtvaart	3,8	4,5	4,3	4,6	4,3
Koolstofwaarde (€08/tCO ₂)					
ETS	0,0	25,0	39,0	13,2	45,4
niet-ETS	0,0	0,0	0,0	4,2	45,4
Hernieuwbare waarde (€08/MWh)	0,0	0,0	0,0	82,0	38,0

Bron: PRIMES.

Bijlage B: Gedetailleerde resultaten van de Ref_30/20_flex- en Ref_30/20_int-scenario's

	2005	Ref_30/20_flex		Ref_30/20_int	
		2020	2030	2020	2030
Bruto binnenlands verbruik (ktoe)	61147	56510	50617	55057	50679
Vaste brandstoffen	5450	4745	7073	3998	7125
Olie	24747	20786	18389	20479	18470
Aardgas	14740	14245	16693	13835	16613
Kernenergie	12277	8626	0	8626	0
Elektriciteit	542	997	1173	997	1173
HEB	3391	7111	7290	7121	7298
Eindvraag naar energie (ktoe)	38443	37743	34925	36726	35039
per sector					
Industrie	13563	13533	12807	13278	12802
Residentieel	9938	9553	8476	9122	8571
Tertiair	5017	4974	4532	4708	4552
Transport	9926	9684	9109	9617	9115
per energievorm					
Vaste brandstoffen	2080	1662	1372	1407	1418
Olieproducten	16529	14102	12275	13837	12343
Aardgas	9513	9032	8543	8598	8559
Afgeleide gassen	496	380	278	345	278
Elektriciteit	6894	7471	8026	7364	8013
Andere (HEB, afval, warmte)	2930	5096	4431	5175	4428
Netto-elektriciteitsproductie (GWh)	82043	83428	88067	81962	87925
Kernenergie	45109	31852	0	31852	0
HEB	3363	20520	27893	20895	28129
Steenkool	7561	7964	21014	6407	20886
Olieproducten	1687	1508	2407	1639	2399
Aardgas	21761	19165	34293	18948	34074
Afgeleide gassen	2563	2419	2460	2222	2438
Netto-geïnstalleerde capaciteit (MW)	14716	20155	22726	19843	22733
Kernenergie	5817	4037	0	4037	0
HEB	841	6604	8446	6642	8448
Steenkool	1709	1079	3503	1079	3486
Olieproducten	639	828	560	821	565
Gas	5710	7607	10217	7265	10234
CO ₂ -emissies van energetische oorsprong (Mt)	107,7	93,4	81,9	88,5	82,5
Energie	24,7	21,1	18,0	19,3	18,1
Industrie	22,7	18,9	17,7	17,4	17,8
Residentieel	20,4	17,5	13,6	16,6	13,9
Tertiair	10,5	9,8	8,5	9,3	8,5
Transport	29,5	26,1	24,1	25,9	24,1
waarvan luchtvaart	3,8	4,4	4,2	4,4	4,2
Koolstofwaarde (€08/tCO ₂)					
ETS	0,0	30,2	66,1	55,4	61,7
niet-ETS	0,0	30,2	66,1	55,4	61,7
Hernieuwbare waarde (€08/MWh)	0,0	82,0	38,0	82,0	38,0

Bron: PRIMES.

Bijlage C: Gedetailleerde resultaten van Ref_20/20 en aanvullende gelinkte scenario's

	2005	2030	2030	2030	2030
		Ref_20/20	Ref_20/20_EV	Nuc_20/20	Nuc_20/20_EV
Bruto binnenlands verbruik (ktoe)	61147	52254	52385	58568	58666
Vaste brandstoffen	5450	7338	7722	5118	5115
Olie	24747	18862	18434	18673	18116
Aardgas	14740	17559	17769	13825	14547
Kernenergie	12277	0	0	12728	12728
Elektriciteit	542	1173	1173	1173	1173
HEB	3391	7323	7287	7050	6988
Eindvraag naar energie (ktoe)	38443	36480	36331	36745	36534
per sector					
Industrie	13563	12978	12996	13049	13042
Residentieel	9938	9253	9260	9341	9346
Tertiair	5017	5083	5088	5187	5192
Transport	9926	9166	8987	9167	8954
per energievorm					
Vaste brandstoffen	2080	1571	1573	1424	1422
Olieproducten	16529	12692	12268	12613	12071
Aardgas	9513	9112	9092	8631	8595
Afgeleide gassen	496	299	299	253	253
Elektriciteit	6894	8428	8744	9184	9599
Andere (HEB, afval, warmte)	2930	4377	4355	4640	4595
Netto-elektriciteitsproductie (GWh)	82043	93252	97223	102579	107794
Kernenergie	45109	0	0	46873	46873
HEB	3363	28233	28232	24462	24685
Steenkool	7561	23434	25935	12048	11853
Olieproducten	1687	2677	2621	739	1272
Aardgas	21761	36259	37786	15995	20651
Afgeleide gassen	2563	2650	2650	2462	2460
Netto-geïnstalleerde capaciteit (MW)	14716	23782	23834	24821	24885
Kernenergie	5817	0	0	5941	5941
HEB	841	8527	8527	7479	7517
Steenkool	1709	3828	4164	2300	2274
Olieproducten	639	656	638	588	655
Gas	5710	10771	10504	8513	8499
CO ₂ -emissies van energetische oorsprong (Mt)	107,7	96,5	96,6	76,2	76,2
Energie	24,7	29,1	30,5	10,9	12,7
Industrie	22,7	18,9	18,8	17,1	17,0
Residentieel	20,4	14,9	14,8	14,6	14,6
Tertiair	10,5	9,5	9,5	9,4	9,4
Transport	29,5	24,2	22,9	24,2	22,6
waarvan luchtvaart	3,8	4,3	4,3	4,3	4,3
Koolstofwaarde (€08/tCO ₂)					
ETS	0,0	45,4	45,4	45,4	45,4
niet-ETS	0,0	45,4	45,4	45,4	45,4
Hernieuwbare waarde (€08/MWh)	0,0	38,0	38,0	38,0	38,0

Bron: PRIMES.

Bijlage D: Gedetailleerde resultaten van Ref_30/20_flex en aanvullende gelinkte scenario's

	2005	2030	2030	2030	2030
		Ref_30/20_flex	Ref_30/20_flex_EV	Nuc_30/20_flex	Nuc_30/20_flex_EV
Bruto binnenlands verbruik (ktoe)	61147	50617	50784	56986	57141
Vaste brandstoffen	5450	7073	7149	4834	4881
Olie	24747	18389	17956	18238	17670
Aardgas	14740	16693	17256	13029	13742
Kernenergie	12277	0	0	12728	12728
Elektriciteit	542	1173	1173	1173	1173
HEB	3391	7290	7251	6984	6947
Eindvraag naar energie (ktoe)	38443	34925	34759	35218	34994
per sector					
Industrie	13563	12807	12812	12922	12902
Residentieel	9938	8476	8481	8558	8561
Tertiair	5017	4532	4537	4628	4634
Transport	9926	9109	8930	9110	8897
per energie-vorm					
Vaste brandstoffen	2080	1372	1413	1253	1250
Olieproducten	16529	12275	11844	12190	11643
Aardgas	9513	8543	8570	7842	8024
Afgeleide gasen	496	278	279	236	235
Elektriciteit	6894	8026	8342	8776	9202
Andere (HEB, afval, warmte)	2930	4431	4312	4920	4639
Netto-elektriciteitsproductie (GWh)	82043	88067	92033	97326	102667
Kernenergie	45109	0	0	46873	46873
HEB	3363	27893	28188	22381	24325
Steenkool	7561	21014	21168	11188	11161
Olieproducten	1687	2407	2415	670	943
Aardgas	21761	34293	37803	13939	17093
Afgeleide gasen	2563	2460	2457	2275	2272
Netto-geïnstalleerde capaciteit (MW)	14716	22726	22771	23652	23815
Kernenergie	5817	0	0	5941	5941
HEB	841	8446	8508	7140	7380
Steenkool	1709	3503	3524	2184	2181
Olieproducten	639	560	568	645	658
Gas	5710	10217	10171	7741	7655
CO ₂ -emissies van energetische oorsprong (Mt)	107,7	81,9	82,2	69,2	68,0
Energie	24,7	18,0	19,4	7,8	7,9
Industrie	22,7	17,7	18,0	15,6	16,0
Residentieel	20,4	13,6	13,6	13,3	13,3
Tertiair	10,5	8,5	8,5	8,4	8,4
Transport	29,5	24,1	22,8	24,1	22,4
waarvan luchtvaart	3,8	4,2	4,2	4,2	4,2
Koolstofwaarde (€08/tCO ₂)					
ETS	0,0	66,1	66,1	66,1	66,1
niet-ETS	0,0	66,1	66,1	66,1	66,1
Hernieuwbare waarde (€08/MWh)	0,0	38,0	38,0	38,0	38,0

Bron: PRIMES.

Bijlage E: Gedetailleerde resultaten van Ref_30/20_int en aanvullende gelinkte scenario's

	2005	2030	2030	2030	2030
		Ref_30/20_int	Ref_30/20_int_EV	Nuc_30/20_int	Nuc_30/20_int_EV
Bruto binnenlands verbruik (ktoe)	61147	50679	50827	57084	57225
Vaste brandstoffen	5450	7125	7129	4891	4886
Olie	24747	18470	18033	18329	17756
Aardgas	14740	16613	17245	12976	13686
Kernenergie	12277	0	0	12728	12728
Elektriciteit	542	1173	1173	1173	1173
HEB	3391	7298	7246	6988	6996
Eindvraag naar energie (ktoe)	38443	35039	34872	35360	35127
per sector					
Industrie	13563	12802	12801	12912	12886
Residentieel	9938	8571	8579	8683	8687
Tertiair	5017	4552	4558	4649	4654
Transport	9926	9115	8933	9116	8900
per energie- vorm					
Vaste brandstoffen	2080	1418	1420	1252	1250
Olieproducten	16529	12343	11910	12279	11727
Aardgas	9513	8559	8554	7815	8104
Afgeleide gassen	496	278	279	235	234
Elektriciteit	6894	8013	8328	8758	9190
Andere (HEB, afval, warmte)	2930	4428	4381	5020	4623
Netto-elektriciteitsproductie (GWh)	82043	87925	91883	97116	102530
Kernenergie	45109	0	0	46873	46873
HEB	3363	28129	28129	22256	24917
Steenkool	7561	20886	20817	11411	11240
Olieproducten	1687	2399	2399	541	677
Aardgas	21761	34074	38092	13778	16518
Afgeleide gassen	2563	2438	2447	2257	2305
Netto-geïnstalleerde capaciteit (MW)	14716	22733	22767	23623	23930
Kernenergie	5817	0	0	5941	5941
HEB	841	8448	8447	7133	7567
Steenkool	1709	3486	3477	2214	2191
Olieproducten	639	565	565	567	599
Gas	5710	10234	10278	7768	7631
CO ₂ -emissies van energetische oorsprong (Mt)	107,7	82,5	82,7	69,8	68,3
Energie	24,7	18,1	19,6	8,2	7,8
Industrie	22,7	17,8	17,8	15,3	16,0
Residentieel	20,4	13,9	13,9	13,7	13,6
Tertiair	10,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Transport	29,5	24,1	22,8	24,1	22,4
waarvan luchtvaart	3,8	4,2	4,2	4,2	4,2
Koolstofwaarde (€'08/tCO ₂)					
ETS	0,0	61,7	61,7	61,7	61,7
niet-ETS	0,0	61,7	61,7	61,7	61,7
Hernieuwbare waarde (€'08/MWh)	0,0	38,0	38,0	38,0	38,0

Bron: PRIMES.

7. Lijst met afkortingen

FPB	Federaal Planbureau
CCS	Carbon Capture and Storage=opvang en opslag van koolstof
bbv	Bruto binnenlands verbruik
SCvV	Studiecommissie voor de Vergrijzing
BFEV	Bruto finaal energieverbruik
CH ₄	Methaan
CO ₂	Koolstofdioxide
CEP	Comité voor de Economische Politiek
HRF	Hoge Raad voor Financiën
KW	Carbon Value=koolstofwaarde
DG ECFIN	Directoraat-generaal Economische en Financiële zaken van de Europese Commissie
DG ENER	Directoraat-generaal Energie van de Europese Commissie
AD SEI	Algemene Directie Statistieke en Economische Informatie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie
EC	Europese Commissie
ETS	Emission Trading System=systeem van broeikasgasemissierechtenhandel
GEMIX	Groep van experts die zich bogen over de ideale energiemix voor België op middellange en lange termijn
BKG	Broeikasgas
LPG	Liquefied petroleum gas
TNB	Transportnetbeheerder (elektriciteit of aardgas)
IEA	International Energy Agency
N ₂ O	Stikstofperoxide
NTUA	National Technical University of Athens
bbp	Bruto binnenlands product
NHP	Nationaal Hervormingsprogramma
HW	Renewable Value=hernieuwbare waarde
HEB	Hernieuwbare energiebronnen
HEB-E	Hernieuwbare energiebronnen voor de elektriciteitsproductie
HEB-V&K	Hernieuwbare energiebronnen voor verwarming en koeling
HEB-T	Hernieuwbare energiebronnen voor transport
FOD	Federale overheidsdienst
EU of EU27	Europese Unie
EV	Elektrische voertuigen
WEO	World Energy Outlook

Meeteenheden

boe vat olie-equivalent

toe ton olie-equivalent

W Watt

Wh Wattuur

k (kilo) 10^3

M (mega) 10^6

G (giga) 10^9

T (tera) 10^{12}

8. Bibliografie

- Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Verschueren (2008), *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, Working Paper 21-08, Federal Planning Bureau, November 2008.
- Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Thiéry (2011), *Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy – Update 2010*, Working Paper 9-11, Federal Planning Bureau, July 2011.
- Capros et al. (2008), *Model based analysis of the 2008 EU policy package on climate change and renewables*, report for the European Commission, Directorate General for Environment.
- Devogelaer D. and D. Gusbin (2010), *Electric cars: Back to the future?*, Working Paper 13-10, Federal Planning Bureau, May 2010.
- European Commission, Directorate General for Energy and Transport (2008), *European energy and transport, Trends to 2030 – update 2007*.
- European Commission (DG ECFIN) and the Economic Policy Committee (AWG) (2009a), *2009 Ageing Report: Economic and budgetary projections for the EU-27 Member States (2008-2060)*, European Economy 2/2009, April 2009.
- European Commission (2009b), *Economic forecast Spring 2009*, European Economy 3/2009, May 2009.
- European Commission, Directorate General for Energy (2010a), *EU energy trends to 2030 – update 2009*.
- European Commission (2010b), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage*, COM(2010) 265 final, May 2010.
- European Commission (2010c), *Commission staff working document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage*, SEC(2010) 650, May 2010.
- European Commission (2011a), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 111 final, March 2011.
- European Commission (2011b), *Commission staff working document – Impact Assessment – accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, SEC(2011) 288 final, March 2011.

- Eurostat (2010), EUROPOP2008,
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-SF-10-001
- Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>
- Federaal Planbureau en FOD Economie (AD SEI) (2008), Bevolkingsvooruitzichten 2007-2060, Planning Paper 105, mei 2008.
- Federaal Planbureau (2009), Economische vooruitzichten 2009-2014, mei 2009.
- FOD Economie (AD Energie) en Federaal Planbureau (2009), Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017, december 2009.
- Groep Gemix (2009), Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030?, Eindverslag, september 2009.
- Gusbin D. en A. Henry (2007), Toelichting bij enkele uitdagingen voor het Belgische energiebeleid geconfronteerd met de klimaatproblematiek, Working Paper 1-07, Federaal Planbureau, januari 2007.
- Gusbin D. (2010), Développement à grande échelle de la voiture électrique, objectifs en matière d'énergies renouvelables dans les transports: quel impact sur le transport, l'environnement et le bien-être social? Rapport van het Federaal Planbureau voor de FOD Mobiliteit en Vervoer, november 2010.
- Gusbin D., D. Devogelaer and M. Vandresse (2011), The environmental impact of electric cars in Belgium: a transport system approach vs. an energy system approach, In: Proceedings of the European Electric Vehicle Congress, Brussels, October 26-28, 2011.
- Hoge Raad van Financiën (2011), Jaarlijks verslag van de Studiecommissie voor de vergrijzing, juni 2011.
- Höglund-Isaksson L., W. Winiwarter, F. Wagner, Z. Klimont and M. Amann (2010), Potentials and costs for mitigation of non-CO₂ greenhouse gas emissions in the European Union until 2030, IIASA, report to DG Climate Action, May 2010.
- International Energy Agency (2010), World Energy Outlook 2010 (WEO 2010), November 2010.
- National Renewable Energy Action Plan of Belgium pursuant to Directive 2009/28/EC (2010), November 2010, http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm
- Piessens K. et al (2008), Policy support system for carbon capture and storage «PSS-CCS», Belgian Science Policy, Project SD/CP/04A, Final Report Phase 1, September 2008.
- RES Forecast document of Belgium (2009),
http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm
- Synergrid, <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

Het Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaaleconomisch vlak en op het vlak van leefmilieu. Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen. Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van zijn onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen 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 3 reeksen: de Vooruitzichten, de Working Papers en de Planning Papers. Het FPB publiceert eveneens rapporten, een Engelstalig kwartaalverslag 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

Reeksen

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.

Onder de verantwoordelijkheid van het INR maakt het FPB aldus twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvoorzichten voor de Belgische economie - de *Economische begroting* - met het oog op, zoals de naam aangeeft, de opmaak en de controle van de Rijksbegroting. Op verzoek van de sociale partners publiceert het FPB in mei de *Economische middellangetermijnvoorzichten* in een internationale context. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen, de

Regionale economische vooruitzichten opgesteld. De *Nime Outlook* beschrijft één keer per jaar middellangetermijnvooruitzichten voor de wereldeconomie. Het FPB publiceert om de drie jaar *Langetermijn-energievooruitzichten voor België*. Ook om de drie jaar stelt het, in samenwerking met de FOD Mobiliteit en Vervoer, *Langetermijnvooruitzichten voor transport in België* op. Tot slot maakt het FPB jaarlijks in samenwerking met de ADSEI *Bevolkingsvooruitzichten op lange termijn*.

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.

Short Term Update

De Short Term Update (STU) is een Engelstalig kwartaalverslag dat een actueel overzicht biedt van de Belgische economie. Op basis van tientallen indicatoren levert de STU ofwel een follow-up van de conjunctuur, of een analyse van de structurele evolutie van de economie. Bovendien gaat elke STU dieper in op een bepaalde studie van het FPB die verband houdt met de economische actualiteit. Ten slotte geeft dit verslag een overzicht van het lopend onderzoek binnen het FPB en van de belangrijkste beslissingen van de Belgische regeringen die de economische situatie kunnen beïnvloeden.

Federaal Planbureau
instelling van openbaar nut

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