

# Energievooruitzichten van België bij aangekondigd beleid

Mei 2024

# Inhoudstafel

<b>Synthese .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Inleiding .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Gebruikt model.....</b>	<b>7</b>
2.1. Algemene beschrijving	7
2.2. Specifieke overwegingen	7
<b>3. Hypothesen en beleidskader .....</b>	<b>9</b>
3.1. Het NEKP in het Europese kader	10
3.1.1. Beleid en maatregelen ('PAMs')	11
3.2. Demografische hypothesen	16
3.3. Macro-economische hypothesen	18
3.4. Internationale brandstofprijzen en de prijs van koolstofemissierechten	20
3.5. Park van elektriciteitscentrales	21
3.5.1. Kernenergie	21
3.5.2. Offshore windenergie	22
<b>4. Resultaten.....</b>	<b>23</b>
4.1. Sectorale weergave: vraagzijde	23
4.1.1. Residentieel	23
4.1.2. Tertiair	30
4.1.3. Transport	36
4.1.4. Industrie	43
4.2. Sectorale weergave: aanbodzijde	48
4.2.1. Vraag naar elektriciteit	48
4.2.2. Aanbod aan elektriciteit	50
4.3. Transversaal profiel	60
4.3.1. Energie-afhankelijkheid	60
4.3.2. Europese energie- en klimaatdoelstellingen	62
4.3.3. Sociaal-economische indicatoren	65
<b>5. Besluit.....</b>	<b>68</b>
<b>Bibliografie .....</b>	<b>70</b>

## Lijst van tabellen

Tabel 1	Indicatoren met betrekking tot Europese doelstellingen (horizon 2030) .....	1
Tabel 2	Europese maatregelen opgenomen in het referentie - scenario .....	13
Tabel 3	Federale maatregelen opgenomen in het referentie - scenario .....	14
Tabel 4	Regionale maatregelen opgenomen in het referentie - scenario .....	15
Tabel 5	Standaarden voor energie-efficiëntie van gebouwen - residentieel .....	16
Tabel 6	Standaarden voor energie-efficiëntie van gebouwen - niet residentieel .....	16
Tabel 7	Projecties van het aantal huishoudens en gemiddeld groeipercentage .....	17
Tabel 8	Samenvatting van de sectorale toegevoegde waarde en gemiddeld groeipercentage .....	19
Tabel 9	International brandstofprijzen [euro2022/boe] en CO <sub>2</sub> -rechten [euro2022/ton] .....	20
Tabel 10	Nieuwe capaciteitsbehoeften voor wind- en zonne-energie en gascentrales (GW) .....	57
Tabel 11	Financiële investeringen voor wind- en zonne-energie en gascentrales .....	58
Tabel 12	Indicatoren betreffende de elektriciteitsproductie .....	58
Tabel 13	Gemiddelde gebruiksfactor per technologie .....	59
Tabel 15	Indicatoren voortvloeiend uit de Richtlijn Hernieuwbare Energie .....	64
Tabel 15	Indicatoren voortvloeiend uit de Energie-efficiëntie Richtlijn .....	64
Tabel 16	Energie-uitgaven van de huishoudens .....	66

## Lijst van figuren

Figuur 1	Evolutie broeikasgassen voor de belangrijkste ESR - sectoren .....	2
Figuur 2	Evolutie broeikasgasemissies voor de economie in haar geheel .....	3
Figuur 3	Aandeel energiekosten in de economie .....	3
Figuur 4	Evolutie van het aantal inwoners en huishoudens in België .....	17
Figuur 5	Vraag naar nuttige energie in de residentiële sector .....	24
Figuur 6	Energiebehoeften voor verwarming per oppervlakte-eenheid .....	25
Figuur 7	Finale energieconsumptie in de residentiële sector en omzettingsverliezen .....	26
Figuur 8	Verspreiding van de technologieën in residentiële warmte .....	27
Figuur 9	Consumptie van finale energie voor residentiële verwarming per type brandstof .....	27
Figuur 10	Investeringen in renovaties en toestellen voor verwarming en verkoeling .....	29
Figuur 11	Jaarlijkse uitgaven voor residentiële energie per huishouden .....	29
Figuur 12	Evolutie van de vraag naar nuttige energie in de tertiaire sector .....	30
Figuur 13	Behoeften aan nuttige energie in de tertiaire sector per oppervlakte-eenheid .....	31
Figuur 14	Finale energieconsumptie in de tertiaire sector en omzettingsverliezen .....	32
Figuur 15	Penetratie van verwarmingstechnologie in de tertiaire sector .....	33
Figuur 16	Verbruik van finale energie in de tertiaire sector per type brandstof .....	34
Figuur 17	Energiegerelateerde investeringen in de tertiaire sector .....	35
Figuur 18	Evolutie van de eenheidskost van productie in de tertiaire sector .....	36
Figuur 19	Evolutie van de transportvraag .....	37
Figuur 20	Evolutie van de transportvraag naar vervoersmodus .....	38
Figuur 21	Energie-intensiteit in de transportsector .....	38
Figuur 22	Finaal verbruik van energie, naar energiedrager .....	39
Figuur 23	Structuur en evolutie van het wagenpark naar energiedrager (links) en type brandstof (rechts) .....	40
Figuur 24	Structuur en evolutie van het vracht- en bestelwagenpark naar energiedrager (links) en type brandstof (rechts) .....	41
Figuur 25	Transportkosten per passagier-kilometer en ton-kilometer .....	42
Figuur 26	Kostencomponenten in de transportsector .....	42
Figuur 27	Evolutie van de nuttige vraag naar energie in de industrie .....	44
Figuur 28	Verbruik van finale energie in de industrie en omzettingsverliezen .....	44
Figuur 29	Finaal verbruik van energie in de industrie, per energiebron .....	45

## VOORUITZICHTEN

Figuur 30	Energie-gerelateerde investeringen door de industrie, per bedrijfstak .....	46
Figuur 31	Eenheidskosten van productie in de industrie: energie-gerelateerde component .....	47
Figuur 32	Aandeel van energiekosten in de totale productie van de industrie, per categorie .....	47
Figuur 33	Aandeel van elektriciteit in de finale vraag .....	49
Figuur 34	Opgevraagde elektriciteit .....	49
Figuur 35	Import van elektriciteit .....	51
Figuur 36	Evolutie van de mix van de bruto productie van elektriciteit .....	52
Figuur 37	Productie van elektriciteit op basis van hernieuwbare bronnen .....	54
Figuur 38	Netto-productiecapaciteit .....	55
Figuur 39	Mix van de productiecapaciteit .....	56
Figuur 40	Investeringen in de productiemiddelen voor elektriciteit .....	57
Figuur 41	Evolutie van de kostenstructuur in de elektriciteitssector .....	58
Figuur 42	Duur van de benutting van gascentrales .....	60
Figuur 43	Evolutie van de bruto binnenlandse consumptie en de intensiteit van het energieverbruik .....	61
Figuur 44	Bruto - binnenlandse consumptie per energievorm .....	61
Figuur 45	Energie-afhankelijkheid .....	62
Figuur 46	Emissies per sector en Effort - Sharing doelstelling .....	63
Figuur 47	Aandeel van de energiekosten in de totale economie .....	65
Figuur 48	Energie-gerelateerde uitgaven - aanbodzijde .....	66
Figuur 49	Energie-gerelateerde investeringen - vraagzijde .....	67

## Bijdragen

Deze publicatie werd verwezenlijkt onder leiding van Alex Van Steenberghe (avs@plan.be).

Hebben bijgedragen: Christophe Labar (cl@plan.be) en Philippine de Radiguès (pdr@plan.be).



## Synthese

In deze publicatie presenteren we de nieuwste versie van de Energievooruitzichten op lange termijn. Net als in eerdere publicaties (Devogelaer en Gusbin, 2014 en 2017) geven we de evolutie van de vraag naar en het aanbod aan energie, voor verschillende sectoren en uitgesplitst naar verschillende componenten. De horizon is 2050, het jaar waarin de EU ernaar streeft net-zero emissies te bereiken. We zullen daarom ook veel aandacht besteden aan de evolutie en de determinanten van broeikasgasemissies. De analyse gebeurt zoals in het verleden met PRIMES, een state-of-the-art energiesysteemmodel ontwikkeld en onderhouden door E3M.

In vergelijking met eerdere jaargangen, vinden deze vooruitzichten plaats tegenover een substantieel andere beleidscontext. Klimaatbeleid, zowel op Europees als nationaal niveau, is plots heel concreet geworden. Tijdens het tot stand komen van deze publicatie is de Fit-for-55 strategie van de EU in de nodige wetgeving gegoten, en werden ook de ontwerpen van het Nationale Energie- en Klimaatplan opgesteld. Deze dynamische, snel veranderende beleidscontext geeft de analyse van klimaatbeleid het karakter van ‘schieten op een bewegend doel’.

We hebben daarom gekozen in deze versie het “Constant Beleid” karakter van de eerdere vooruitzichten te verlaten, en geopteerd voor wat we “Vooruitzichten bij Aangekondigd Beleid” willen noemen. Meer bepaald hebben we de krachtlijnen van de internationale context, het Europese kader en het Nationale Plan Energie- en Klimaat (NPEK) in het basisscenario opgenomen, tenminste voor zover die in juni 2023 met voldoende detail gekend waren. Daarbij werd erover gewaakt dat alleen gekende, duidelijk gedefinieerde en modeleerbare maatregelen werden opgenomen. Daarbij benadrukken we dat we telkens eerder conservatieve keuzes hebben gemaakt.

Die aanpak laat ons toe te oordelen of België de op Europees niveau overeengekomen doelstellingen op vlak van emissiereductie, energie-efficiëntie en hernieuwbare energie voor 2030 zal halen. Ook krijgen we ze inzicht in wat er nodig is de weg naar net zero in 2050 af te leggen.

De onderstaande tabel geeft voor de belangrijkste indicatoren de uitkomsten van onze projectie, en vergelijkt die met de afgesproken doelstellingen voor 2030.

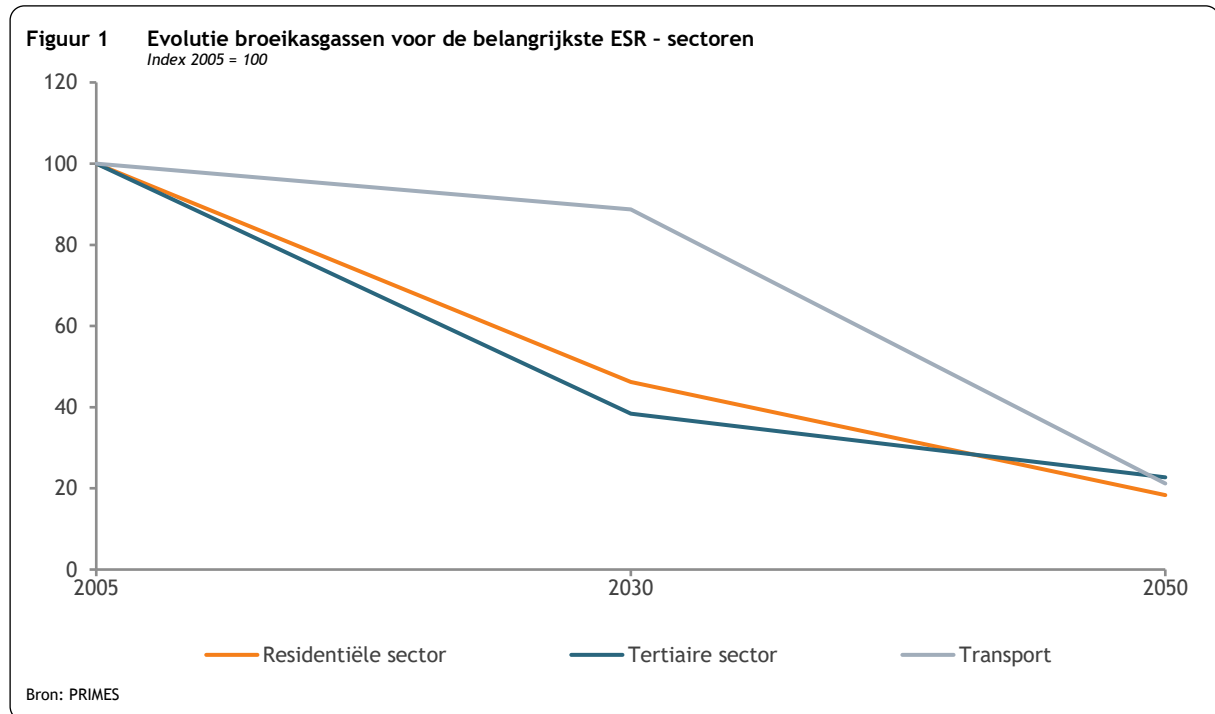
**Tabel 1** Indicatoren met betrekking tot Europese doelstellingen (horizon 2030)

	Geraamd	Doelstelling
Emissiereductie ESR-sectoren (t.o.v. 2005)	-32%	-47%
Aandeel hernieuwbare energie	24,1%	34%
Eindgebruik van energie (t.o.v. REF 2020)	-7,9%	-11,7%

Globaal genomen zal België dus, gegeven onze hypothesen, onder de Europese lat blijven. Een sectorale blik reveleert echter substantiële heterogeniteit.

Voor wat betreft de emissiereductie doelstellingen, geven we in onderstaande grafiek de evolutie tegenover 2005 voor de verschillende relevante sectoren. Zowel de residentiële als tertiaire sector laten al in 2030 substantiële reducties (resp. -53% als -62%) optekenen. Dat reflecteert zowel het aangekondigde beleid in het NPEK als de reactie van de markt daarop. Met name de markt voor

warmtepompen zou openbreken. Voor de transportsector verloopt de decarbonisatie trager. Voor de vrachtsector blijft het moeilijk af te stappen van fossiele brandstoffen, terwijl in het personenvervoer de Europese verboden op de verkoop van wagens met verbrandingsmotor slechts in 2035 van kracht wordt.



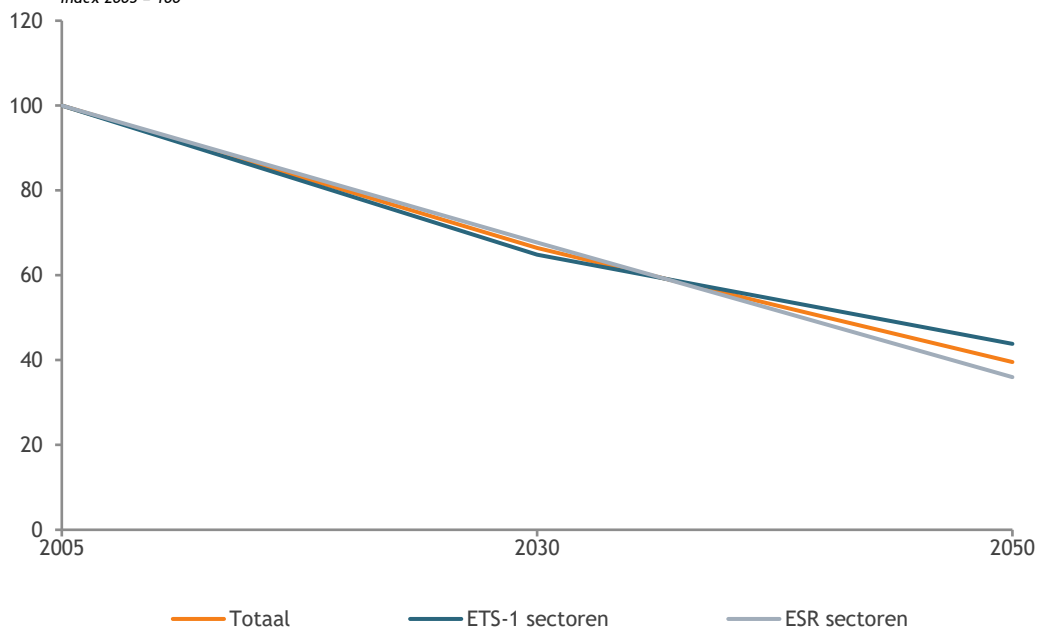
Ook op vlak van hernieuwbare energie verbergen de nationale cijfers belangrijke sectorale heterogeniteit. Terwijl op nationaal niveau het streefcijfer op een 24% blijft steken, zou in de elektriciteitssector in 2030 het aandeel hernieuwbare energie stijgen naar bijna 44%.

Op lange termijn, tegen 2050 en gegeven een eerder conservatief pad van de prijzen in de Europese emissiehandelsystemen, zou de decarbonisatie van de economie in haar geheel blijven steken (grafiek 2). Dat is in niet onbelangrijke mate het gevolg van een vertraagde decarbonisatie in de traditionele ETS-1 sectoren (industrie en elektriciteitsopwekking). In deze twee sectoren zouden ook in 2050 nog in significante mate gebruiken maken van fossiele brandstoffen (resp. 35% en 46% van de gebruikte energie).

Dat wijst op de nood aan ofwel een doorgedreven, stringent prijspad in het emissiehandelssysteem, of anderzijds aan alternatief beleid gericht op de aanwending van zero-emissie technologieën. Gestuurde innovatie – het goedkoper worden van propere technologie – als reactie op stringent beleid, kan niet door PRIMES worden gesimuleerd. In die zin bekeken geldt onze conclusie als een eerder conservatieve aanname.



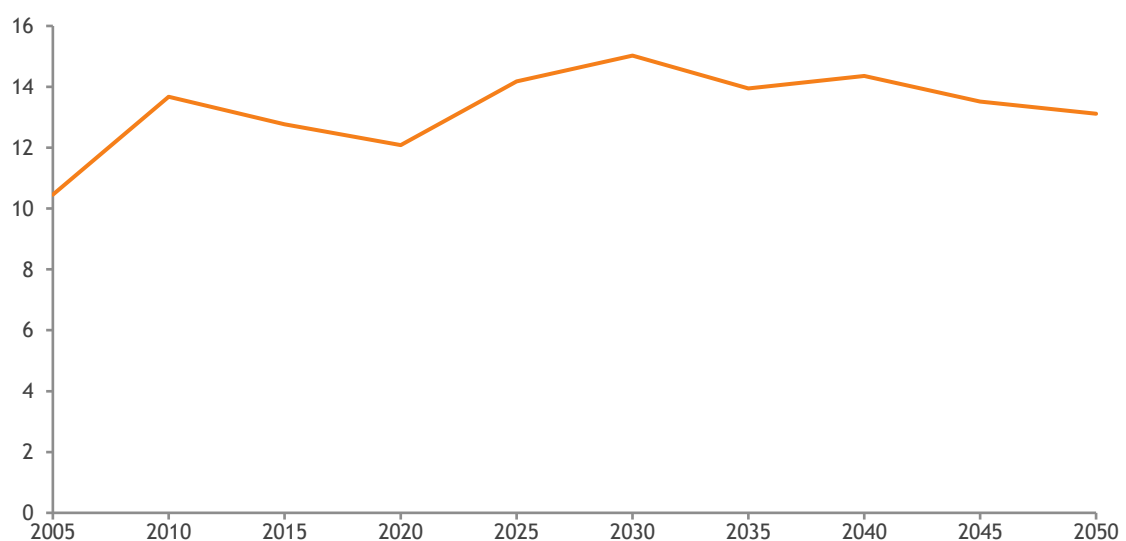
**Figuur 2 Evolutie broeikasgasemissies voor de economie in haar geheel**  
Index 2005 = 100



Bron: PRIMES

De klimaattransitie zal haar impact hebben op de energiekosten van de gezinnen en bedrijven. Met name de investeringen in alternatieve technologieën en in energiebesparing zullen in de eerste fase van de transitie substantieel toenemen. Zoals onderstaande grafiek aantoont, zal het aandeel van energiekosten (brandstoffen, elektriciteit en energiebesparende investeringsgoederen) in hun geheel genomen rond 2030 substantieel toenemen. Daarna werpen investeringen hun vrucht af, en dalen de energiekosten terug.

**Figuur 3 Aandeel energiekosten in de economie**  
% van het bbp



Bron: PRIMES

Deze fundamentele dynamiek, namelijk hogere kosten in de eerste periode van de transitie gevolgd door een mildering achteraf, manifesteert zich anders in de verschillende sectoren. Voor de huishoudens, waar kosten vooral gedreven worden door ontwikkelingen in transport en de residentiële sector, zou het aandeel energiekosten in de totale consumptie tegen 2030 substantieel stijgen tot 7,7%, om in 2050 met 4,7% ver onder het niveau van 2020 te eindigen.

Ook in de tertiaire sector, die de economisch belangrijke dienstensector omvat, zullen de kosten per eenheid product (energie-component) in 2030 tegenover 2020 met 14% stijgen. In 2050 liggen de energiekosten per eenheid product een 10% onder het niveau van 2020. In de industriële sector echter blijven energiekosten, gemeten volgens dezelfde metriek, over heel de projectieperiode hoog. Tegen 2030 verdubbelen ze ruimschoots om in 2050 nog steeds 89% boven het niveau van 2020 te liggen. Vooral in de verwerking van ijzer en staal, en van niet-metalige mineralen is de uitdaging groot. Dat wijst op het belang van flankerend beleid, en met name het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

Uit onze resultaten blijkt, kort samengevat, dat tegen 2030 de transportsector, en dan vooral de elektrificatie van het wagenpark, bijzondere aandacht verdient als België de afgesproken reductiedoelstellingen wil halen. Tegen 2050 reveleert onze studie dat decarbonisatie, gegeven een constante stand van de technologie en als ander beleid wordt uitgesloten, slechts mogelijk is mits met een stringente beprijzing in de industrie en de elektriciteitsopwekking.

# 1. Inleiding

Dit rapport presenteert de laatste jaargang van de energievoorzichten voor België. Het volgt op eerdere versies, uitgevoerd in 2014 en 2017. Net als deze studies is ze gebaseerd op het PRIMES-model, een “state-of-the-art” bottom-up engineeringmodel dat in staat is lange termijnvoorzichten voor de energiesector op te stellen.

In tegenstelling tot de vorige vooruitzichten, vindt deze publicatie plaats in een ongekend fluïde beleidsomgeving. Het klimaatbeleid wordt concreet en gaat ondertussen verder dan de theoretische modellen van universitaire onderzoekers en toezeggingen op internationale fora. Zowel op EU- als op nationaal niveau werd het beleid dat de energiesector de komende decennia zal vormgeven geformuleerd toen deze publicatie werd gemaakt. Op EU-niveau werd onderhandeld over de Fit-for-55-strategie en werd deze in wetgeving omgezet. Op nationaal niveau stelden de vier regeringen van de Belgische federatie hun respectieve bijdragen aan het geactualiseerd Nationaal Energie- en Klimaatplan op. Een eerste ontwerp van het Plan werd gepubliceerd in juni 2023 en diende - naast de contouren van de EU-wetgeving op dat moment - als de belangrijkste beleidsinput voor het basisscenario in deze Vooruitzichten.

Deze bijzondere beleidssetting geeft het basisscenario een speciaal tintje. Enerzijds is het zeker niet te vergelijken met de traditionele "Business-As-Usual" (of, in het jargon van de klimaatanalyse, "Met bestaande maatregelen") opstellingsscenario's van de vorige vooruitzichten. Onze belangrijkste vraag vandaag is niet wat er zal gebeuren als er geen actie wordt ondernomen tegen klimaatverandering. Aan de andere kant onderscheidt dit basisscenario zich echter ook van veel beleidsscenario's (de zogenaamde "Met Aanvullende Maatregelen"). Deze onderzoeken vaak het gebruik van een beperkt aantal beleidshefbomen, zoals een brede koolstofbelasting, om een bepaalde reductiedoelstelling te bereiken. Dat is niet wat deze studie zal presenteren.

In plaats daarvan hebben we ons basisscenario een scenario “bij aangekondigd beleid” genoemd. Deze terminologie geeft weer dat, op het moment dat de lijst van beleidslijnen werd opgesteld die in onze baseline zijn opgenomen, deze in feite niet meer waren dan dat: aangekondigde intenties. Het laat ook in het midden of deze maatregelen in staat zijn om de reductiedoelstellingen te halen die op Europees niveau zijn overeengekomen.

"Zal België net-zero in 2050, en -47% reductie in 2030 bereiken in de ESR-sectoren?" is een belangrijke, cruciale vraag. Het antwoord op die vraag heeft mogelijk verstrekkende gevolgen voor het beleid. Enige nuancering is dus op zijn plaats. Bij het opstellen van ons basisscenario hebben we de maatregelen bewust gefilterd met een fijnmazige zeef. Maatregelen moesten heel concreet zijn. Streefdoelen of vage intenties werden weggelaten, evenals maatregelen die niet implementeerbaar waren in het PRIMES-model. Hoewel we denken dat de belangrijkste hefbomen in aanmerking zijn genomen, behoudt ons basisscenario een eerder conservatief karakter. Het laat de omvang van de uitdaging zien en toont zowel het potentieel van de huidige beleidspakketten als de waarschijnlijke aandachtspunten. Samen met de alternatieve scenario's, die later worden gepubliceerd, moeten onze resultaten helpen om

## VOORUITZICHTEN

beleidsmakers en het grote publiek te informeren over de uitdaging die voor ons ligt. Klimaatbeleid wordt inderdaad concreet.

De publicatie is als volgt ingedeeld. In de eerste paragraaf wordt het gebruikte model, PRIMES, gepresenteerd. Een tweede deel schetst de verschillende macro-economische, demografische en beleidshypothesen die het basisscenario sturen. In een derde deel worden de resultaten gepresenteerd, waarbij zowel een sectorale als een transversale, economie - brede kijk wordt gehanteerd. De evolutie van de componenten van energieverbruik, productie en de resulterende broeikasgasemissies wordt getoond samen met indicatoren die de economische aspecten van de energie-klimaattransitie belichten.

## 2. Gebruikt model

### 2.1. Algemene beschrijving

Om de energie- en emissievooruitzichten voor België tot 2050 op te stellen wordt het PRIMES-model gebruikt. Dit model is ontwikkeld in het kader van onderzoeksprojecten gefinancierd door het Joule-programma van de Europese Commissie (E3Modelling, 2018). PRIMES is een energetisch model van partiële evenwicht: 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 consumenten.

Het PRIMES-model geeft niet enkel het gedrag van verschillende agenten (elektriciteitsproducenten, huishoudens, industrie, enz.) weer, maar ook de energieproductie- en verbruikstechnologieën evenals de technologieën om bepaalde vervuilende stoffen te kunnen verminderen. 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 coherente macro-sectorale vooruitzichten die gedefinieerd zijn vanuit algemene evenwichts- of econometrische modellen.

Sinds enkele jaren gebruikt de Europese Commissie het PRIMES-model om de energievooruitzichten van de Europese Unie en elke lidstaat afzonderlijk op te stellen, en om de gevolgen te bestuderen van scenario's en beleidsmaatregelen op (multi-)nationaal niveau, zoals de studie van scenario's voor de implementatie van de Green Deal, of de Europese referentiescenario's. De ontwikkeling en het beheer van het model PRIMES zijn in handen van het E3M-laboratorium van NTUA (National Technical University of Athens), dat onlangs is overgenomen door het onderzoeksbureau Ricardo. Voor bepaalde hypothesen gebruikt het model gegevens uit andere modellen die ook door E3M zijn ontwikkeld, zoals de macro-economische en multisectorale context (van het GEM-E3-model).

In het kader van deze oefening heeft het PRIMES-model voor België energie- en emissievooruitzichten op lange termijn in stappen van vijf jaar ontwikkeld. De door het PRIMES-model berekende emissies omvatten CO<sub>2</sub>-emissies van energiebronnen en emissies die verband houden met industriële processen.

### 2.2. Specifieke overwegingen

We vinden het belangrijk om te wijzen op enkele kenmerken van het PRIMES-model die een significante invloed hebben op de modellering. Deze houden verband met de internationale context, de vorming van elektriciteitsprijzen en niet-marktgerelateerde barrières. Wat de internationale context betreft, wordt in deze oefening de netto elektriciteitsinvoer endogeen berekend voor alle Europese landen. Deze landen krijgen te maken met dezelfde internationale prijzen voor brandstof en prijzen voor koolstofemissies als België.

Het specifieke beleid voor elk Europees land is gebaseerd op een Fit-for-55-scenario van E3M. Voor België weerspiegelen het beleid en andere aannamen de maatregelen die we hebben geselecteerd in de

Belgische Energie- en Klimaatplannen. De oefening bestaat met andere woorden uit een scenario 'little Belgium decarbonising, in a decarbonising Europe'. De oefening laat de vraag open of België zijn eigen doelstelling zal halen.

De resultaten van de elektriciteitsmodule van het model, met name de geïnstalleerde capaciteit, opwekking en resulterende prijzen, zijn het resultaat van een optimalisatieproces. De totale kosten van het intertemporele systeem worden geminimaliseerd met inachtneming van een groot aantal beperkingen, die onder andere een evenwicht tussen vraag en productie, capaciteitsreserves van de centrale en technische limieten opleggen. De prijzen worden berekend om de vaste kosten terug te verdienen, op basis van de gemiddelde kostprijs (Ramsey-Boiteux-regel). De resultaten kunnen worden gezien als een optimale toewijzing die perfecte concurrentie op de lange termijn weerspiegelt (of die evengoed de toewijzing weerspiegelt opgelegd door een regulator die capaciteit beloont via de elektriciteitsprijs). Dit prijsmechanisme verschilt dus van het huidige prijsvormingsmechanisme op de elektriciteitsmarkten.

Ten slotte zijn in het kader van de doelstellingen om de broeikasgasemissies te verminderen, de evolutie van de kosten en de invoering van nieuwe technologieën van cruciaal belang. Deze laatste hangen niet alleen af van het directe effect van het beleid op de relatieve prijzen, maar ook van hoe de voorkeuren van economische agenten zelf veranderen als gevolg van een veranderende beleidsomgeving. Een typisch voorbeeld is het sneeuwbaaleffect van subsidies voor hernieuwbare energie op het gebruik van zonnepanelen in een dichtbevolkte wijk. Terwijl de subsidie een kritische massa consumenten aanmoedigt om panelen te installeren, verlaagt ze ook niet-commerciële obstakels voor andere consumenten. Met andere woorden worden technische onzekerheid, gebrek aan informatie, geen toegang tot financiering en andere institutionele problemen die niet-marktgerelateerde obstakels vormen in een rijke politieke context aangepakt. In termen van modellering, en in PRIMES in het bijzonder, worden deze niet-commerciële barrières weerspiegeld in het discontopercentage om beslissingen over investeringen in energie-efficiëntie te evalueren (bv. investeringen vergemakkelijken zonder de kosten te verlagen), of in verborgen kosten die de vorm aannemen van ongemak (bv. elders wonen terwijl renovatiewerkzaamheden plaatsvinden). Deze niet-commerciële barrières, of beter gezegd de opheffing ervan, die hierboven zijn genoemd, vallen onder de zogenaamde 'enabling conditions'.

Voor deze projectieoefening zijn deze 'enablers' van groot belang. PRIMES zal in eerste instantie rekeninghouden met de expliciete effecten van belangrijke beleidsbeslissingen zoals regelgevende maatregelen en belastingen op basis van historische elasticiteiten. Daarbovenop zal PRIMES via de 'enabling conditions' ook rekeninghouden met de impact van beleid langs minder conventionele kanalen. Deze 'enablers' bleken vooral van belang in de residentiële sector. Het artikel van Fotiou et al. (2022) geeft een overzicht van de theoretische grondslagen en een toepassing van dit concept.

### 3. Hypothesen en beleidskader

Dit hoofdstuk schetst de belangrijkste exogene hypothesen die de kern van het basis-scenario uitmaken. Alvorens de internationale context (prijzen van de belangrijkste energie-vectoren), demografie en de macro-economische context te behandelen, gaan we dieper in op de voor ons verhaal cruciale beleidshypothesen.

Het is gepast om hier te benadrukken dat onze hypothesen, al hebben we ze zo gekozen dat ze een consistent verhaal opleveren, uiteindelijk hypothesen blijven. Met name scenario's op lange termijn houden er best rekening mee dat de toekomst omgeven is van wat bekend staat als "Knightiaanse onzekerheid", oftewel risico waarvan we op dit moment de grootte – de kansverdeling – niet kennen. De impact op het energiesysteem van de Russische aanval op Oekraïne kan als schoolvoorbeeld dienen. Andere klassieke bronnen van onzekerheid zijn de impact van technologische vooruitgang op relatieve prijzen van hernieuwbare energiebronnen, demografische schokken, etc.

In onze context voegen we aan deze klassiekers een andere bron van onzekerheid toe: risico van politiek-economische aard. De lezer zal merken dat, naarmate de tijd vordert, de beleidshypothesen minder precies worden. Dat is vooral van belang in de immer belangrijke Europese systemen voor emissiehandel. Voor die in de industrie en de elektriciteitssector maakten we voor de korte termijn gebruik van 'futures', die waarden opleverden die in de lijn lagen met andere bronnen. Voor de langere termijn, na 2030-2050, gaf de literatuur meer divergerende paden<sup>1</sup>.

Uiteindelijk is de hypothese over de hoogte van de CO<sub>2</sub> prijs, gegeven de doelstelling van CO<sub>2</sub> neutraliteit, er één van het relatieve gewicht van het ETS-beprijzingsmechanisme tegenover *andere* beleidsinstrumenten. De overheid beschikt, in principe, over meer dan één instrument om verschillende doelstellingen te bereiken, en nota bene meer dan modelleerbaar zijn in een model als PRIMES. In de context van decarbonisering van de industrie denken we aan aftrekken in de vennootschapsbelasting of directe subsidies. In de context van elektriciteitsopwekking denken we aan direct overheidsingrijpen of 'feebates'<sup>2</sup>. De keuze voor verschillende instrumenten wordt niet alleen geleid door enge economische efficiëntie maar vaak ook door andere motieven, eigen aan het democratische proces. Welke motieven uiteindelijk de doorslag geven, is een bron van onzekerheid als alle anderen.

Zo bekeken omvat ons scenario twee kwalitatief onderscheiden perioden.

Tot het jaar 2030 is er relatief veel zekerheid over zowel de energieprijzen als de beleidsmaatregelen, die vaak voldoende precies zijn omschreven. Die periode kan gezien worden als een relatief stabiele projectie, die een voorspelling toelaat rond onze centrale vraag: *zal België, gegeven de grote lijnen van het aangekondigd beleid, haar reductiedoelstellingen halen?*

Nà die periode, van 2030-2050 neemt de onzekerheid toe. In termen van politiek 'risico', aangegeven bovenaan, denken we aan het onzekere gewicht van koolstofbeprijzing op Europees niveau. We hebben

<sup>1</sup> Zie bijvoorbeeld grafiek 7 in: Umweltbundesamt (2023) "Rahmendaten fuer den Projektionsbericht 2023 fuer Deutschland"

<sup>2</sup> 'Feebates', een slimme combinatie van heffingen en subsidies, werden voorgesteld door het IMF (2023), om de decarbonisatie in de elektriciteitssector te versnellen.

ervoor gekozen een relatief conservatief pad voor de beide emissiehandelsystemen voorop te stellen. Dat zal een idee geven *in welke mate andere instrumenten nodig zijn, als niet voluit gekozen wordt voor het klassieke prijssignaal*. Twee decarbonisatie-scenario's met een verschillende relatieve mix van strictere prijspaden en ander beleid zijn voor een opvolgingspublicatie.

### 3.1. Het NEKP in het Europese kader

Het huidige onderzoek vindt plaats in een snel veranderende beleidscontext. Analyse van het klimaatbeleid kan worden gezien als "schieten op een bewegend doel", aangezien veel van de beslissingen die het veld de komende decennia vorm zullen geven, op dit moment worden genomen. Toen deze versie van de Energievooruitzichten werd opgesteld, heeft de Europese Unie haar Fit-for-55 strategie grotendeels in wetgeving vastgelegd, terwijl op nationaal niveau het Nationale Energie- en Klimaatplan werd opgesteld. Deze plannen zijn op hun beurt het resultaat van internationaal bindende toezeggingen in VN-verband.

Gezien het belang van dit dynamische proces voor deze oefening en de zeer complexe verdeling van verantwoordelijkheden op klimaatgebied, is het nuttig om de beleidsomgeving in algemene termen te beschrijven voordat we overgaan tot een gedetailleerde lijst van beleidsmaatregelen die zijn opgenomen in het referentiescenario.

Op Europees niveau is de belangrijkste wetgeving de Klimaatwet van 2021, die de expliciete doelstelling bevat om in 2050 klimaatneutraliteit te bereiken en, op kortere termijn, de uitstoot op continentale schaal met 55% te verminderen in 2030. Dit kader wordt in de loop van de volgende jaren geconcretiseerd in beleid voor heel de EU. Dit beleid is vooral te vinden in de energiesector en de zware industrie, door middel van de emissierechtenhandelssystemen (ETS-1 en -2). De Europese Unie is ook actief op het gebied van transport, gebouwen en energiebelasting in haar bevoegdheidsdomeinen: regulering van industrie en handel in de hele gemeenschap en het vaststellen van minimumbelastingtarieven.

Waar de EU niet bevoegd is om zelfstandig op te treden, worden verschillende doelstellingen opgelegd. Van bijzonder belang zijn de Richtlijn Hernieuwbare Energie, die voorschrijft dat tegen 2030 40% van de energiemix hernieuwbaar moet zijn, en de energierichtlijn die voorschrijft dat tegen diezelfde datum 11,7% van de eindvraag naar energie moet zijn teruggebracht.

Voor de lidstaten is de Verordening inzake de verdeling van de inspanningen relevant. Deze wet legt nationale emissiereductiedoelstellingen vast voor sectoren waarvoor geen ETS-1 bestaat. In maart 2023 werd nieuwe wetgeving goedgekeurd die strikte reductiedoelstellingen oplegt. De doelstelling van België is verhoogd van 35% naar 47% tegen 2030 in vergelijking met de emissies van 2005.

Dit dynamische Europese kader wordt weerspiegeld in het Nationale Energie- en Klimaatplan (NEKP). Deze documenten zijn bedoeld om nationale strategieën uit te stippelen voor het bereiken van de doelstellingen die op supranationaal niveau zijn vastgelegd en worden in een vierjaarlijkse cyclus opgesteld. Een eerste versie werd afgerond in 2019 en is sindsdien beoordeeld door de Europese Commissie. Parallel met de wetgeving inzake de Fit-for-55-strategie moesten tegen juni 2023 nieuwe bijgewerkte ontwerpen van het NEKP worden ingediend, met het oog op een definitief plan in juni 2024. Deze ontwerpen, aangeleverd door de vier Belgische overheidsentiteiten, vormden de basis voor de



maatregelen die in deze referentie worden opgenomen. We benadrukken daarom dat beleid dat mogelijk in de definitieve versies opduiken, niet zullen worden opgenomen.

### 3.1.1. Beleid en maatregelen ('PAMs')

De ontwikkeling van een scenario bij aangekondigd beleid impliceert een oordeelkundige en coherente selectie van de te overwegen maatregelen. Deze maatregelen vinden op verschillende politieke niveaus plaats: Europees, federaal en regionaal.

#### a. Keuze van de maatregelen

Het opstellen van een baseline voor Energievooruitzichten in een dynamische en complexe omgeving vereist, onder andere, het maken van zorgvuldige keuzes over het beleid dat wordt opgenomen. Dit betekent dat we moeten accepteren dat sommige beleidslijnen die nog op tafel lagen, niet konden worden opgenomen of in het beste geval alleen werden gevat in voorlopige waarden, als de duidelijke intentie van de relevante overheid met betrekking tot deze specifieke beleidshefbomen goed werd vermeld.

We herhalen hier dat we echter vermeden hebben loutere doelstellingen op te nemen in onze baseline. In het bijzonder de internationaal bindende toezeggingen zoals de emissiereductiedoelstellingen voor lidstaten in de Effort Sharing Regulation, doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen of doelstellingen voor de modal split in vervoer die in sommige energie- en klimaatplannen moeten worden bereikt, zijn bewust weggelaten omdat ze niet duidelijk zijn over het beleid dat nodig is om deze doelstellingen te halen. Ons doel is namelijk om beleidsmakers te informeren over de vraag of de specifieke hefbomen die worden gebruikt deze doelen kunnen halen en of er extra inspanningen nodig zijn. Dit is vooral relevant voor de periode na 2030, wanneer het beleid minder gedetailleerd wordt.

Gegeven de keuze voor "beleid boven doelen", is de volgende beslissing welk beleid op te nemen. Deze oefening is om twee redenen complex. Ten eerste moet het beleid worden beschreven in termen die vertaling naar modeltermen mogelijk maken. Dit vereist dat ze kwantificeerbaar zijn met minimale interpretatie van onze kant. Met name in het Nationale Energie- en Klimaatplan was dit niet altijd mogelijk.

Ten tweede moet het model in kwestie dit beleid kunnen vastleggen. Hoewel PRIMES een rijk bottom-up model is dat in principe een zeer gedetailleerde weergave van relevant beleid mogelijk maakt, was het vastleggen van de volledige complexiteit van het Nationale Energie- en Klimaatplan niet mogelijk om verschillende redenen die hieronder worden genoemd. Het feit dat deze versie van PRIMES België als geheel vertegenwoordigt en regionale beleidslijnen in geaggregeerde termen moesten worden vertaald, maakte deze oefening nog complexer. We zijn er echter van overtuigd dat de belangrijkste keuzes in de plannen zijn opgenomen. Voor het geval dat we mogelijk impactvolle maatregelen hebben weggelaten, geven we hieronder onze motivatie voor deze keuzes.

## b. Maatregelen vanuit de EU

De belangrijkste beleidshefbomen van de Europese Unie bestaan uit prijsmaatregelen, regelgeving en minimale belastingtarieven, samengevat in tabel 2.

Het vlaggenschip van het EU-beleid is de hervorming van het bekende ETS-1 (kader) voor elektriciteitsopwekking, industrie en commerciële luchtvaart, zowel wat betreft de scherpste als de toegevoegde sectorale reikwijdte. Zoals bekend legt dat een grens op aan de uitstoot in de vorm van verhandelbare emissierechten door de betrokken bedrijfstakken. Het aanbod van emissierechten wordt versneld afgebouwd, terwijl gratis emissierechten voor bepaalde energie-intensieve industrieën gradueel worden uitgefaseerd. Een "grensoverschrijdend aanpassingsmechanisme" (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) moet deze sectoren voor internationale concurrentie beschermen en zo koolstoflekkage voorkomen. Tot slot wordt vanaf 2024 de maritieme sector in het systeem opgenomen.

Ter aanvulling op ETS-1 zal na 2027 een parallel handelssysteem van start gaan voor fossiele brandstoffen in transport, verwarming en kleine & middel grote bedrijven die niet onder ETS-1 vallen. Dit systeem wordt gewoonlijk ETS-2 genoemd. Lidstaten kunnen zich in principe verbinden tot een eigen, strenger systeem. België heeft er echter voor gekozen zich aan te sluiten bij het Europese ETS-2.

Het CBAM is slechts impliciet aanwezig, in de zin dat de productie van de industrie gedurende de projectie-periode constant blijft. Er is dus geen koolstoflekkage door delocalisatie aanwezig.

### Kader ETS-systeem

Sinds 2005 is in heel Europa een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten (Emissions Trading System of ETS) van kracht. Tot nu toe gold dit vooral voor energie-intensieve bedrijven, de elektriciteits- en warmteproductiesector en de commerciële luchtvaart. Het plan is echter om het vanaf 2024 uit te breiden naar de maritieme sector. Het principe is als volgt. Europa stelt een limiet (of cap) vast voor de totale hoeveelheid broeikasgassen die de hele betrokken sector mag produceren. Deze limiet neemt de vorm aan van emissierechten: één daarvan geeft het recht om één ton CO<sub>2</sub>-equivalent uit te stoten (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O en PFK's zijn de enige drie gassen die in alle sectoren onder het mechanisme vallen. In de maritieme sector is ook methaan inbegrepen). Sommige van deze vergunningen zijn gratis voor bedrijven. De rest wordt geveild op de primaire markt. Deze rechten kunnen ook worden doorverkocht van het ene bedrijf aan het andere (onderhandse verkoop of op de secundaire markt). Hun prijs schommelt dus volgens de vraag en het aanbod (cap), waarbij de laatste geleidelijk daalt in de loop der jaren (4,3%/jaar tussen 2024 en 2028 en 4,4%/jaar daarna). Elk bedrijf dat niet genoeg rechten heeft om zijn emissies te dekken, krijgt een financiële boete. Door de extra kosten die het genereert voor vervuilende bedrijven, beïnvloedt dit systeem ook de keuzes die bedrijven maken, of het nu gaat om de gekozen brandstof of de gebruikte processen (bv. elektrificatie).

In 2023 is als aanvulling op het eerste een tweede emissiehandelssysteem (ETS-2) opgezet. Dit zal betrekking hebben op emissies van verbranding voor verwarmingsdoeleinden in gebouwen, emissies die verband houden met wegvervoer en emissies die worden gegenereerd door kleine bedrijven die niet onder het huidige systeem vallen. Het systeem moet in 2027 in werking treden. Het doel is om de emissies die onder ETS-2 vallen tegen 2030 met 42% te doen dalen in vergelijking met 2005.

De prijs voor emissierechten in zowel ETS-1 als -2 wordt gegeven in paragraaf 3.4. in tabel 9, tezamen met de internationale prijzen voor energieproducten.

Een relatief minder belangrijke Europese maatregel, maar niettemin met enige relevantie in België, betreft de herziene richtlijn inzake energiebelastingen. Deze maatregel legt nieuwe minimumtarieven voor brandstofaccijnzen op. Hoewel deze voor België niet al te beperkend zijn voor bv. transportbrandstoffen, hebben ze wel een impact op de, in Europees perspectief, relatief lage Belgische tarieven voor huisbrandolie.

Naast belastingen en prijszetting heeft de EU een grote rol te spelen in sectorale regulering. De belangrijkste beleidslijnen die we hier hebben opgenomen zijn de emissienormen voor nieuwe voertuigen en het verplichte aandeel biobrandstoffen in de luchtvaart. De CO<sub>2</sub> -uitstoot van nieuwe auto's en bestelwagens moet tegen 2030 met respectievelijk 55% en 50% zijn verminderd, terwijl de verkoop van auto's en bestelwagens met een thermische motor vanaf 2035 wordt verboden. Voor de luchtvaart moet het aandeel duurzame vliegtuigbrandstoffen tegen 2050 70% bedragen, tegenover 2% in 2025.

Hoewel de meeste maatregelen in de bouwsector op nationaal niveau moeten worden genomen, legt de EU een aantal minimale regels op. Dit zijn met name de eisen dat nieuwe openbare gebouwen klimaatneutraal moeten zijn tegen 2028, en dat alle andere nieuwe gebouwen klimaatneutraal moeten zijn tegen 2030. Ook schrijft de EU voor dat nieuwe openbare gebouwen en utiliteitsgebouwen, en nieuwe woongebouwen vanaf respectievelijk 2027 en 2030 voorzien moeten zijn van zonnepanelen.

De volgende tabel geeft een overzicht van de PAMS van de EU die zijn opgenomen in de baseline. We tonen de relevante sector waarin ze spelen en het type maatregel.

**Tabel 2 Europese maatregelen opgenomen in het referentie - scenario**

Additionele Maatregel	Sector	PAMS categorie
ETS-1 <sup>3</sup> : versnelde afbouw emissierechten	Industrie, elektriciteit	Belasting/beprijzing
ETS-1: uitfaseren gratis emissierechten	Industrie, elektriciteit	Belasting/beprijzing
ETS-1: Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)	Industrie, elektriciteit	Belasting/beprijzing
Uitbreiding ETS <sup>4</sup>	Transport, gebouwen, industrie (gedeeltelijk)	Belasting/beprijzing
Minimal tax rates on fuels <sup>5</sup>	Transport, gebouwen, industrie, elektriciteit	Belasting/beprijzing
Emissiestandaarden auto's & bestelwagens <sup>6</sup>	Transport	Regulering
Aandeel geavanceerde biobrandstoffen in luchtvaart <sup>7</sup>	Transport	Regulering
Installatie zonnepanelen <sup>8</sup>	Gebouwen	Regulering
Norm klimaatneutraliteit <sup>9</sup>	Gebouwen	Regulering
RFNBO minimaal aandeel <sup>10</sup>	Industrie, Transport	Regulering

Tot slot vermelden we enkele onderdelen van Fit-for-55 die niet zijn opgenomen, voornamelijk vanwege problemen met de vertaling naar modeltermen. We denken hierbij met name aan beleidsmaatregelen

<sup>3</sup> EU Emissions Trading System reform (Directive EU/2023/959)

<sup>4</sup> Idem

<sup>5</sup> Energy Taxation Directive (Revision of Directive 2003/96/EC)

<sup>6</sup> CO<sub>2</sub> emissions standards for new car and vans (Regulation EU/2019/631)

<sup>7</sup> ReFuel EU aviation (Regulation EU/2023/2405)

<sup>8</sup> Energy Performance of Building Directive (*Provisional agreement by the co-legislators*)

<sup>9</sup> Idem

<sup>10</sup> Renewable Energy Directive (EU/2023/2413)

die doorgaans worden beschouwd als "flankerende maatregelen" van de meer restrictieve beleidsmaatregelen die hierboven zijn genoemd: het innovatiefonds en het sociaal fonds.

### c. Maatregelen op federaal niveau

De belangrijkste bevoegdheden voor het klimaat- en energiebeleid in België liggen bij de regionale regeringen. Toch behoudt de federale regering belangrijke hefboomen, zoals de regulering van de interregionale industrie en handel, de offshore capaciteit en vooral de energiebelastingen.

De beleidslijnen die we behouden hebben, worden opgesomd in tabel 3. Het betreft fiscale maatregelen zoals een hervorming van de accijnzen die gepaard gaat met een btw-verlaging op gas en elektriciteit en een verdere beperking van de gedeeltelijke accijnsvrijstelling voor vrachtvervoer (de zogenaamde professionele dieselregeling). Op het gebied van regelgeving zullen geavanceerde biobrandstoffen deze uit minder duurzame bronnen vervangen. De federale regering wil ook meer capaciteit voor hernieuwbare energiebronnen, offshore, mogelijk maken. Ten slotte zal de nationale spoorwegmaatschappij het eindverbruik van energie moeten verminderen.

**Tabel 3** Federale maatregelen opgenomen in het referentie - scenario

Maatregel omschrijving	Sector	Soort maatregel
Hervorming professionele diesel	Transport	Taxatie
Aandeel biobrandstoffen uit palm- en sojaolie	Transport	Regulering
Aandeel geavanceerde biobrandstoffen	Transport	Regulering
Verminderen finaal verbruik van treinen	Transport	Andere
Hervorming accijnzen & btw op gas en elektriciteit	Transport, gebouwen	Taxatie
Vrijstelling accijnzen op elektrolyse	Elektriciteit & aanbod	Taxatie
Uitbreiding offshore	Elektriciteit & aanbod	Capaciteit
Vlottend eiland zonnepanelen	Elektriciteit & aanbod	Capaciteit
Capaciteit en infrastructuur waterstof	Elektriciteit & aanbod	Capaciteit
Esbjerg offshore	Elektriciteit & aanbod	Capaciteit
Regasificatie capaciteit haven Zeebrugge	Elektriciteit & aanbod	Capaciteit
Verminderde btw warmtepompen	Gebouwen	Taxatie

Bron: FEKP (2023)

We vestigen de aandacht op potentieel belangrijke beleidsmaatregelen waarmee geen rekening is gehouden. Deze betreffen maatregelen zoals de recente hervorming van de belasting op bedrijfswagens, omdat het niet haalbaar was om de zogenaamde fiscale uitgaven in de transportmodule van PRIMES (TREMOVE) te modelleren. TREMOVE houdt, zoals de meeste bottom-up energiesysteemmodellen, geen rekening met aftrekken en gunstregimes in de personen- of vennootschapsbelasting, etc. Ook zijn vanwege de timing de maatregelen uit de begroting van 2024 niet meegenomen. Deze omvatten een belangrijke accijnshervorming, waarbij de belastingdruk wordt verschoven van elektriciteit naar gas en verwarmingsbrandstof.

### d. Regionale maatregelen

Binnen het klimaatbeheer van de EU liggen de belangrijkste inspanningen van de lidstaten in de transport- en bouwsector (residentieel en tertiair). In België vallen deze domeinen grotendeels onder de bevoegdheid van de regionale overheden.

De belangrijkste kwantificeerbare en implementeerbare maatregelen zijn weergegeven in tabel 4. Voor regionaal beleid en maatregelen werden we geconfronteerd met een extra complicatie, omdat niet elke

regio maatregelen op hetzelfde gebied nam en wanneer ze dat wel deden, zoals bij huisvestingsregelgeving en subsidiëring van verwarmingstechnologie, verschilt de strengheid van deze maatregelen per regio. Met behulp van slimme verdeelsleutels moesten deze maatregelen daarom worden geaggregeerd tot ‘nationale’ waarden.

Op het gebied van vervoer willen de regionale openbaarvervoerbedrijven, net als bij het spoor, een voorbeeldfunctie vervullen door doelstellingen te stellen voor het emissievrij maken van de busvloot. Sommige regio's leggen ook lage-emissiezones op, waardoor diesel- en thermische auto's na 2040 zijn verboden<sup>11</sup>. Andere streven naar vergroening van het vrachtwagenpark door emissievrije voertuigen vrij te stellen van de heffing. Belangrijk is dat elke regio doelen stelt voor de laadinfrastructuur op hun grondgebied, tegen de tijd dat thermische auto's verboden zijn.

**Tabel 4 Regionale maatregelen opgenomen in het referentie - scenario**

Maatregel omschrijving	Soort maatregel	Sector	Regio
Zero emission public bus fleet	Andere	Transport	VLA & BRU
Lage emissiezones	Regulering	Transport	BRU & WAL
Vrijstelling Kilometerheffing groen trucks	Taxatie	Transport	VLA
Installatie van laadpalen EW	Infrastructuur	Transport	ALL
Verbod & niet-vervanging van stookolieketels	Regulering	Gebouwen	ALL
Limieten op de levensduur van stookolieketels	Regulering	Gebouwen	ALL
Restricties voor gasketels	Regulering	Gebouwen	BRU & VLA
Minimaal rendement in nieuwbouw	Regulering	Gebouwen	VLA
Verplichting zonnepanelen	Regulering	Gebouwen	VLA
Directe subsidies installaties	Subsidies	Gebouwen	ALL
Regels energie-efficiëntie van gebouwen	Regulering	Gebouwen	ALL
Uitfasering van Steunmaatregelen voor hernieuwbare bronnen	Subsidies	Elektriciteit & aanbod	ALL
Maatregelen ruimtelijke ordening	Regulering	Elektriciteit & aanbod	ALL
Reductie in capaciteit van afvalverbranding	Capaciteit	Elektriciteit & aanbod	BRU & VLA

Bronnen: PACE (2023), PRACE (2023) en VEKP (2023)

Maar de meest impactvolle maatregelen worden genomen in de bouwsector. In alle plannen worden de subsidieregelingen voor verwarmingsapparatuur hervormd, met een algemene trend richting warmtepompen, terwijl de resterende steun voor gasverwarming geleidelijk wordt afgeschaft. Olieketels zijn over het algemeen verboden in nieuwe gebouwen, hun levensduur is beperkt en vervanging ervan is verboden. Gasketels zijn alleen verboden in Brussel en Vlaanderen, waar bij nieuwbouw ook een rendementseis geldt, met als doel de penetratie van warmtepompen te bevorderen.

Regio's stellen ook energieprestatienormen vast, uitgedrukt in (theoretische) KwU per vierkante meter per jaar, waaraan residentiële en niet-residentiële gebouwen moeten voldoen. We hebben de verschillende normen opgenomen waaraan bestaande gebouwen moeten voldoen. Deze zijn weergegeven in de twee volgende tabellen, respectievelijk voor woningen en niet-residentiële gebouwen.

<sup>11</sup> Dit ‘verbod’ werd gemodelleerd als het invoeren van een boete uitgedrukt als een belasting per kilometer. Dat volgt de gangbare praktijk in de implementatie van de huidige lage-emissiezones

**Tabel 5** Standaarden voor energie-efficiëntie van gebouwen - residentieel  
*kWh/m<sup>2</sup>/jaar*

	Brussel Allen	Vlaanderen Appartementen	Vlaanderen Omsloten gebouwen	Vlaanderen Open of halfopen gebouwen	Wallonië Allen
2020-2025					
2025-2030					
2030-2035	275 of beter	300 of beter	400 of beter	500 of beter	510 of beter
2035-2040			300 of beter	400 of beter	425 of beter
2040-2045	150 of beter	200 of beter		300 of beter	340 of beter
2045-2050					255 of beter
2050+	100 of beter	100 of beter			

**Tabel 6** Standaarden voor energie-efficiëntie van gebouwen - niet residentieel  
*kWh/m<sup>2</sup>/jaar*

	Brussel	Vlaanderen	Wallonië
2020-2025			
2025-2030			
2030-2035		500 of beter	
2035-2040		400 of beter	
2040-2045		300 of beter	100 of beter
2045-2050			
2050+	"klimaatneutraal"		

Op te merken valt dat het palet van maatregelen uit de regionale plannen breder is dan aangegeven in bovenstaande tabellen. Zo gelden er bijkomende regels b.v. voor publieke gebouwen, voor verhuurde panden, of voor panden bij eigendomsoverdracht. Deze kon in PRIMES niet onderscheiden worden, waardoor deze resultaten op dit vlak als conservatief moeten beschouwd worden. Om dezelfde redenen kunnen kortingen op de onroerende voorheffing en maatregelen in de registratierechten niet worden opgenomen, evenals preferentiële tarieven voor aansluitingen op gasnetten (afgeschaft in Brussel en Vlaanderen). Ook zijn, zoals voor het federale niveau het geval is, maatregelen beslist sinds juni 2023 niet opgenomen. We denken dan, bijvoorbeeld, aan de nieuwe Vlaamse subsidies voor de aankoop van elektrische wagens.

Twee elementen uit het Waals en Vlaamse Plan beschouwden we als een grijze zone. In het Waalse plan betrof het de vage formulering van de uitstap uit gas, waar werd vermeld dat die nog concreet moet worden uitgewerkt. In het Vlaamse Gewest betrof het de doelstellingen qua marktaandeel van nieuwe wagens, waaronder het zero marktaandeel van personenwagens en bestelwagens tegen 2029. Omdat die doelstelling steeds als conditioneel beschouwd werd op de evolutie van de markt, hebben we besloten deze niet op te nemen. Een uitdieping van de rol regels in de transportsector zal alleszins uitmaken tot een later te publiceren variant.

### 3.2. Demografische hypothesen

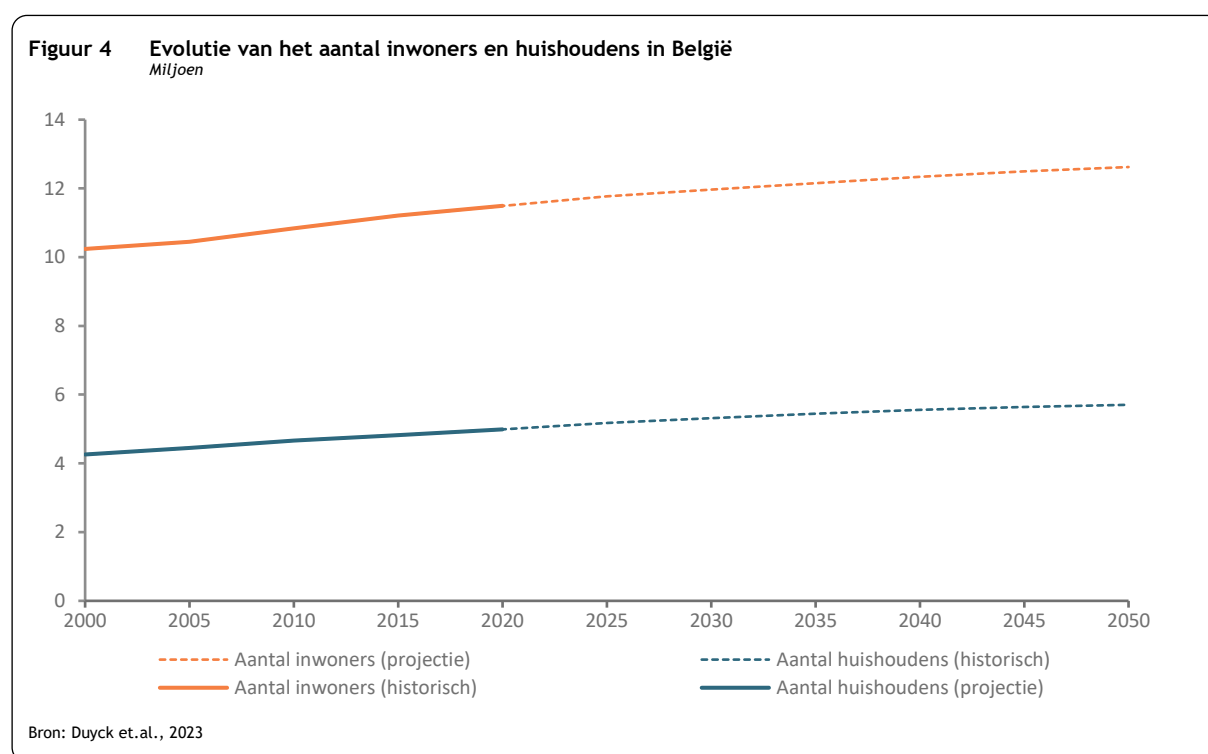
De demografie van een land beïnvloedt het energieverbruik ervan, en dit in meerdere sectoren. In de residentiële sector beïnvloedt het aantal inwoners en huishoudens het aantal huishoudapparaten dat in gebruik is en de oppervlakte van woningen die verlicht en verwarmd (of gekoeld) moeten worden. Het aantal inwoners heeft ook een impact op de transportsector. Dit vertaalt zich in zowel de omvang van het wagenpark als het gebruik van het openbaar vervoer. Tot slot heeft de demografische evolutie een impact op de ontwikkeling van het gebouwenbestand.

Net als in de vorige edities van de energievoorzichten zijn de projecties van het aantal inwoners en huishoudens ontleend aan de demografische vooruitzichten van het Federaal Planbureau, zoals gepubliceerd in januari 2023 (Duyck et.al., 2023). Deze zijn te vinden in tabel 7.

**Tabel 7 Projecties van het aantal huishoudens en gemiddeld groeipercentage**  
*Miljoen/eenheden en %*

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	30//25	35//30	40//35	45/40	50//45
Aantal inwoners	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5	12,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Aantal huishoudens	5,2	5,3	5,4	5,6	5,6	5,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Gemiddelde grootte huishouden	2,27	2,25	2,23	2,22	2,21	2,21	-0,2	-0,2	-0,1	-0,0	-0,0

Om deze cijfers te helpen interpreteren en ze in perspectief te plaatsen met historische waarden, toont figuur 4 de evolutie van het aantal inwoners en huishoudens over de periode 2000-2050. Men kan daarbij vaststellen dat de groei van het aantal inwoners geleidelijk is vertraagd. De gemiddelde groei bedroeg 0,5% in 2020 en 2025, oplopend tot 0,3% in 2030 en 0,2% in 2050. De historische trend voortzettend, blijft het aantal huishoudens sneller groeien dan het aantal inwoners. Dit gaat gepaard met een afname van de gemiddelde grootte van huishoudens. Vanaf 2040 zal de groei van het aantal huishoudens echter die van het aantal inwoners benaderen, waardoor de gemiddelde grootte van een huishouden zal stabiliseren op 2,21 personen.



### 3.3. Macro-economische hypothesen

Energie is cruciaal voor het functioneren van de economie, of deze nu wordt gebruikt om industriële machines aan te drijven of om IT- en elektronische apparatuur draaiende te houden.

Sommige brandstoffen dienen niet alleen voor energiedoeleinden, maar ook als grondstof voor verschillende processen. Aardgas wordt bijvoorbeeld gebruikt bij de productie van stikstofmeststoffen voor de landbouw. Olie dient dan weer om polyester en nylon te maken voor de textielindustrie. Het is ook een grondstof voor bepaalde cosmetica- en parfumproducten.

Om energievoorzichten op te stellen, is het daarom belangrijk om de evolutie van de economische activiteit te projecteren. Aangezien PRIMES een model van partiële evenwichten is (paragraaf 2.1), is er geen interactie tussen de economie en de energiesector. Deze projectie zal dus exogeen moeten worden uitgevoerd.

De evolutie van het bruto binnenlands product is ons uitgangspunt om een dergelijke projectie op te stellen. Dit laatste is een van de belangrijkste indicatoren voor de economische activiteit van een land. Het telt de toegevoegde waarde van de verschillende sectoren van de economie op, voegt daar de belastingen bij en trekt er de subsidies van af. In het kader van deze vooruitzichten zijn de projecties van het bruto binnenlands product overgenomen uit het jaarverslag van de Studiecommissie voor de Vergrijzing van 2022<sup>12</sup>. Het algemene evenwichtsmodel GEM-E3<sup>13</sup> is vervolgens gebruikt om projecties af te leiden van de toegevoegde waarde die wordt gegenereerd door de verschillende bedrijfstakken. Op basis hiervan kunnen fysieke outputindicatoren worden verkregen voor de verschillende (sub)sectoren (bv. geproduceerde hoeveelheden cement, aluminium of papier).

Tabel 8 toont de geprojecteerde toegevoegde waarden van de verschillende bedrijfstakken en hun gemiddelde groeipercentages voor de periode 2025-2050. Ter vergelijking staan ook de historische waarden voor 2020 in de tabel.

---

<sup>12</sup> Hoewel er in de zomer van 2023 een recenter rapport is verschenen, moet worden opgemerkt dat de in deze vooruitzichten gebruikte hypothesen begin 2023 aan E3Modelling zijn verstrekt.

<sup>13</sup> Dit model is ook ontwikkeld door E3Modelling en wordt gebruikt in het kader van verschillende projecten van de Europese Commissie, met name de ontwikkeling van referentiescenario's in de energiesector.



**Tabel 8** Samenvatting van de sectorale toegevoegde waarde en gemiddeld groeipercentage  
Miljard euro2022 en %

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	25//20	30//25	35//30	40//35	45//40	50//45
Bbp	528,16	600,73	644,21	691,92	734,95	787,47	847,19	2,6	1,4	1,4	1,2	1,4	1,5
Bruto TW													
Industrie	63,95	65,23	70,37	75,55	79,77	85,26	91,46	0,4	1,5	1,4	1,1	1,3	1,4
Staalindustrie	1,67	1,67	1,56	1,57	1,57	1,59	1,60	-1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Non-ferrometalen	1,19	1,19	0,98	1,01	1,05	1,10	1,15	-4,7	0,7	0,9	0,6	0,8	0,9
Chemie	23,96	23,96	23,78	25,28	26,45	28,02	29,80	-1,8	1,7	1,2	0,9	1,2	1,2
Niet-metaalhoudende mineralen	2,68	2,87	3,04	3,24	3,38	3,54	3,68	1,4	1,1	1,3	0,8	0,9	0,8
Papier	1,94	2,23	2,41	2,63	2,80	3,02	3,28	2,9	1,5	1,8	1,3	1,5	1,6
Voeding, drank, tabak	9,19	10,29	10,96	11,93	12,62	13,61	14,75	2,3	1,3	1,7	1,1	1,5	1,6
Vervaardiging in metaal	14,55	16,41	18,45	20,19	21,86	23,87	26,14	2,4	2,4	1,8	1,6	1,8	1,8
Textiel	1,15	1,15	1,07	1,01	0,98	0,93	0,87	0,0	-1,2	-1,2	-0,8	-1,1	-1,3
Andere	7,77	7,94	8,19	8,74	9,16	9,72	10,38	0,4	0,6	1,3	0,9	1,2	1,3
Bouw													
Tertiair	360,33	416,81	446,34	480,02	511,18	548,59	591,11	2,9	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5
Marktdiensten	211,83	249,40	270,33	290,82	310,71	333,76	360,20	3,0	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5
Niet-verhandelbare diensten	98,91	105,57	110,77	120,73	128,59	139,37	151,72	3,3	1,6	1,5	1,3	1,4	1,5
Handel	49,74	62,10	65,61	68,82	72,27	75,84	79,51	1,3	1,0	1,7	1,3	1,6	1,7
Landbouw	3,38	2,92	2,94	2,98	3,02	3,05	3,11	4,5	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9
Energiesector													

### 3.4. Internationale brandstofprijzen en de prijs van koolstofemissierechten

Een andere fundamentele hypothese die we moeten formuleren betreft internationale brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Zoals bij de meeste producten is er een prijselasticiteit van de vraag voor (een deel van) de energie. Hoge brandstofprijzen leiden dus tot een lager verbruik. Bovendien kunnen stijgende prijzen de aanzet geven tot de vervanging van de ene brandstof door de andere en de overgang naar andere technologieën initiëren (bv. een oliegestookte ketel door een warmtepomp vervangen). Voor deze vooruitzichten gebruiken we de prijsprojecties die zijn ontwikkeld door het Internationaal Energieagentschap (IEA) en die worden gepresenteerd in de World Energy Outlook (WEO) van 2022. Deze zijn onderverdeeld in drie scenario's. In het kader van dit project hebben we gekozen voor het scenario Announced Pledges. Het leek ons het meest coherent met het kader van onze werkzaamheden. Het is ook een compromis tussen de andere twee scenario's, Stated Policies en Net Zero Emissions. In feite houdt het al rekening met enkele van de grote hervormingen die op Europees niveau van kracht zijn of dat weldra zullen worden, zoals de hervorming van de ETS-sector of de verplichting voor nieuwe auto's en bestelwagens om vanaf 2035 emissievrij te zijn.

Vanuit een meer technisch oogpunt moet worden opgemerkt dat de projecties in de WEO slechts voor twee doeljaren worden gegeven: 2030 en 2050. Aangezien het model PRIMES in stappen van vijf jaar werkt, zijn de WEO-waarden geïnterpoleerd. Meer in het bijzonder hebben we de hypothese gemaakt dat prijsveranderingen over de gehele beschouwde periode constant verlopen. Merk op dat voor 2025 de interpolatie is uitgevoerd met behulp van de futures<sup>14</sup> van 2024. Deze laatste geven immers een goed beeld van de marktprijzen op korte termijn. Er moet ook worden opgemerkt dat de prijsprojecties voor ETS-2 niet voorkomen in de WEO. Voor dit referentiescenario hebben we gekozen voor een prijs van €45/ton voor alle doeljaren. Deze keuze werd ingegeven door de aankondiging van Europa van een prijsstabiliteitsmechanisme, waarbij 20 miljoen extra rechten op de markt zouden worden gebracht als de prijs van €45/ton zou worden overschreden. Andere prijstrajecten komen in een variant aan bod.

Tabel 9 geeft een overzicht van alle overwogen waarden. Deze worden uitgedrukt in prijzen van 2022, waardoor we de invloed van inflatie in onze analyses en vergelijkingen kunnen vermijden. We zien dat de prijs van alle brandstoffen tussen 2030 en 2050 zal dalen. Dit kan worden verklaard door een lagere wereldwijde vraag, als gevolg van zowel een toename in de efficiëntie van verschillende apparaten, de elektrificatie van bepaalde processen en een directe vermindering van de eindvraag (d.w.z. energiezuinigheid). De prijs van emissies zal dan weer gestaag stijgen tussen 2025, 2030 en 2050.

**Tabel 9** International brandstofprijzen [euro2022/boe] en CO<sub>2</sub>-rechten [euro2022/ton]

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ruwe olie	64,5	61,7	60,7	59,7	58,8	57,8
Aardgas	79,2	46,6	44,1	41,6	39,4	37,2
Steenkool	20,8	13,8	13,3	12,8	12,3	11,8
CO <sub>2</sub> (ETS-1)	93,7	130,1	148,2	168,7	180,4	192,8
CO <sub>2</sub> (ETS-2)	/	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0

<sup>14</sup> De futures of futures-contracten zijn gestandaardiseerde contracten voor de verkoop van een product tegen een bepaalde prijs op een bepaald tijdstip in de toekomst, tussen twee partijen die elkaar niet kennen. Wanneer het contract afloopt, moet de koper het product betalen en ontvangen en moet de verkoper het leveren.

### 3.5. Park van elektriciteitscentrales

De evolutie van het elektriciteitsopwekkingspark zal worden bepaald door PRIMES. Investeringskosten zullen rekening houden met de evolutie van de vraag en zullen zich richten op de economisch meest voordelige technologieën. Daartoe zal rekening worden gehouden met investeringskosten, vaste bedrijfskosten en de prijs van brandstoffen en CO<sub>2</sub>-emissierechten. Het model zal ook bestaande centrales identificeren die niet langer economisch levensvatbaar zijn en ze als afgeschreven beschouwen.

Kernenergie en offshore windenergie zullen echter exogeen worden behandeld, waarbij de staat een overheersende rol speelt in de evolutie van deze faciliteiten. In de volgende twee paragrafen worden de respectieve wettelijke kaders kort geschetst en worden de in aanmerking genomen capaciteiten toegelicht.

#### 3.5.1. Kernenergie

De wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie stelt een nauwkeurig regelgevend kader vast voor de evolutie van het nucleaire park.

Eenzijds zijn alle nieuwe investeringen verboden en bepaalt de wet dat er "geen enkele nieuwe nucleaire centrale bestemd voor de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen, kan worden opgericht en/of in exploitatie gesteld".

Anderzijds schrijft ze ook de geleidelijke sluiting van de vijf bestaande reactoren voor. Aanvankelijk zou elke eenheid veertig jaar na de ingebruikname stoppen met werken. De wet werd echter meermaals herzien om de levensduur van drie eenheden (Tihange 1, Doel 1 en Doel 2) te verlengen. Bovendien heeft de federale regering in maart 2022 aangegeven dat ze "de nodige stappen gaat zetten om de levensduur van de kerncentrales Doel 4 en Tihange 3 met tien jaar te verlengen". Na een tussentijdse overeenkomst op 28 juni 2023 hebben de federale regering en Engie in juli 2023 bevestigd dat de twee reactoren in de winter van 2025 opnieuw zouden worden opgestart. Engie heeft ook de onderhoudskalender van het transparantieplatform REMIT/NordPool bijgewerkt. Deze voorziet in 2025 in de volgende perioden van onbeschikbaarheid:

- Doel 4: van 1 juli tot 2 november,
- Tihange 3: van 24 maart tot 6 mei en van 1 september tot 2 november.

Hij geeft ook 1 november 2035 aan als datum voor de definitieve sluiting van deze twee eenheden.

Op basis hiervan wordt een capaciteit van 2 077 MW in aanmerking genomen voor 2025, 2030 en 2035, rekening houdend met het hierboven geschetste onderhoud. De nulcapaciteit wordt dan gehandhaafd tot 2050.

### 3.5.2. Offshore windenergie

Investerings in offshore windenergie worden ook gereguleerd door de overheid. Sinds juni 2019 kunnen domeinconcessies voor de productie van hernieuwbare elektriciteit op de Noordzee alleen nog worden verleend door de minister van Energie nadat een openbare aanbestedingsprocedure is georganiseerd. Het verloop van deze procedure en de gunningsvoorwaarden worden bepaald door de koning, bij een besluit waarover de ministerraad beraadslagt en na advies van de CREG. Bovendien hebben deze concessies een maximale looptijd van dertig jaar<sup>15</sup>.

Momenteel is er al 2 261 MW aan capaciteit operationeel in de oostelijke zone van de Belgische Exclusieve Economische Zone van de Noordzee.

In september 2022 heeft de federale regering een principeakkoord bereikt over de verdeling van een tweede zone, de Prinses Elisabethzone, in drie kavels. Het is voorzien dat in het eerste kavel 700 MW wordt geïnstalleerd. Voor de andere twee zal het vermogen tussen 1 225 MW en 1 400 MW liggen. Voorbereidende studies (meteorologische omstandigheden, karakterisering van de zeebodem en mariene ondergrond, enz.) zijn al begonnen en moeten in 2024 voltooid zijn. De eerste aanbesteding wordt kort daarna verwacht. Die welke verband houdt met de twee andere percelen is gepland voor 2026. Het is de bedoeling dat het eerste kavel in het laatste kwartaal van 2028 operationeel is en dat de andere twee in 2030 in werking treden.

In het kader van deze vooruitzichten is daarom voor 2025 een capaciteit van 2 261 MW in aanmerking genomen. Deze is vervolgens verhoogd tot 5 761 MW in 2030 en constant gehouden voor de andere doeljaren. Daarbij zijn we ervan uitgegaan dat de windturbines in de oostelijke zone, die geleidelijk aan het einde van hun levensduur bereiken in 2037, zullen worden vervangen door gelijkwaardige windturbines.

Ondanks de aankondiging van een repowering van de oostelijke zone tijdens een persconferentie op 18 maart 2022 was er, toen we onze hypothesen vaststelden, nog te veel onzekerheid (zowel over de capaciteitsverhoging als over de kalender voor de implementatie).

---

<sup>15</sup> Deze bepalingen zijn opgenomen in artikel 5 van de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor de bouw en exploitatie van productie-installaties in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België en tot bekrachtiging van het koninklijk besluit van 11 februari 2019 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen.

## 4. Resultaten

### 4.1. Sectorale weergave: vraagzijde

In zijn beslissingsstructuur kijkt het model eerst naar de energiebehoefte, d.w.z. de nuttige energie, en vervolgens een reeks vervolgbeslissingen (keuze van brandstof en installatie). De nuttige energie wordt opgesplitst in toepassingen en processen (bv. waterverwarming, airconditioning, ertsreductie voor de productie van staal). In energiebehoeften, de zogenaamde nuttige energie, wordt voorzien door het verbruik van finale energie, wat het resultaat is van de volgende optimalisatie: de representatieve agent van elke sector of subsector maakt keuzes tussen brandstoffen, technologieën en energiebesparingen om de kosten te minimaliseren door in nuttige energiebehoeften te voorzien.

Voor elke sector wordt vervolgens het resultaat van de projecties gedetailleerd, te beginnen met de energiebehoeften (nuttige energie), de manier waarop daarin wordt voorzien (eindvraag naar energie) en de financiële implicaties van deze keuzes.

#### 4.1.1. Residentieel

Vandaag is de residentiële sector goed voor 26% van de eindvraag naar energie (Eurostat, 2021), waarvan het merendeel voor rekening is van verwarming. Met een aandeel van 17%<sup>16</sup> is ze ook een grote producent van broeikasgassen (Inventaris van de broeikasgassen, 2023).

De volgende paragrafen zullen kijken naar de energievraag in de residentiële sector, die voornamelijk wordt gebruikt om gebouwen te verwarmen. De belangrijkste politieke hefboomen die worden geactiveerd in het aangekondigde beleid bestaan uit het verbeteren van de thermische prestaties van de gebouwen en de efficiëntie van de installatie die wordt ingezet om te verwarmen, door middel van verplichtingen om achtereenvolgens een bepaald energielabel te bereiken, verboden op bepaalde verwarmingstechnologieën en enkele flankerende subsidies.

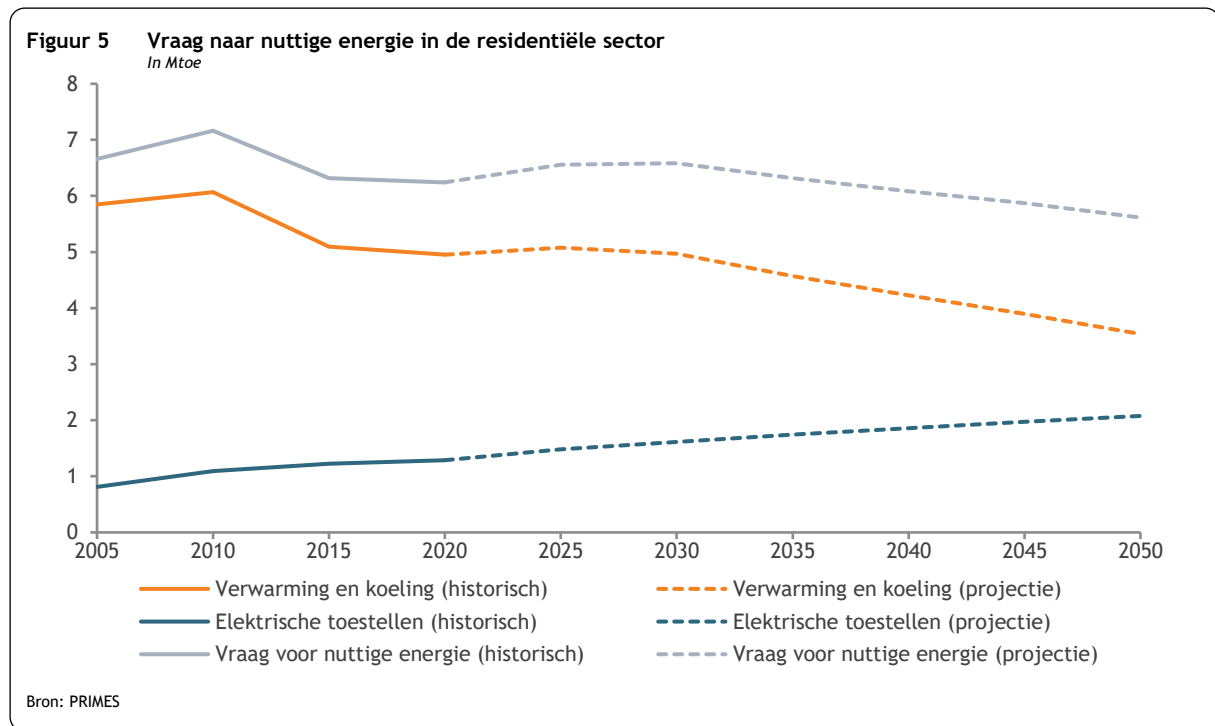
##### a. Nuttige energie

In de residentiële sector heeft de gewenste vraag naar energiediensten, ofwel de 'nuttige' vraag naar energie, betrekking op specifieke toepassingen zoals ruimteverwarming en -koeling, sanitair warm water en koken, of de behoefte aan verlichting alsook de werking van elektrische apparaten en verlichtingssystemen.

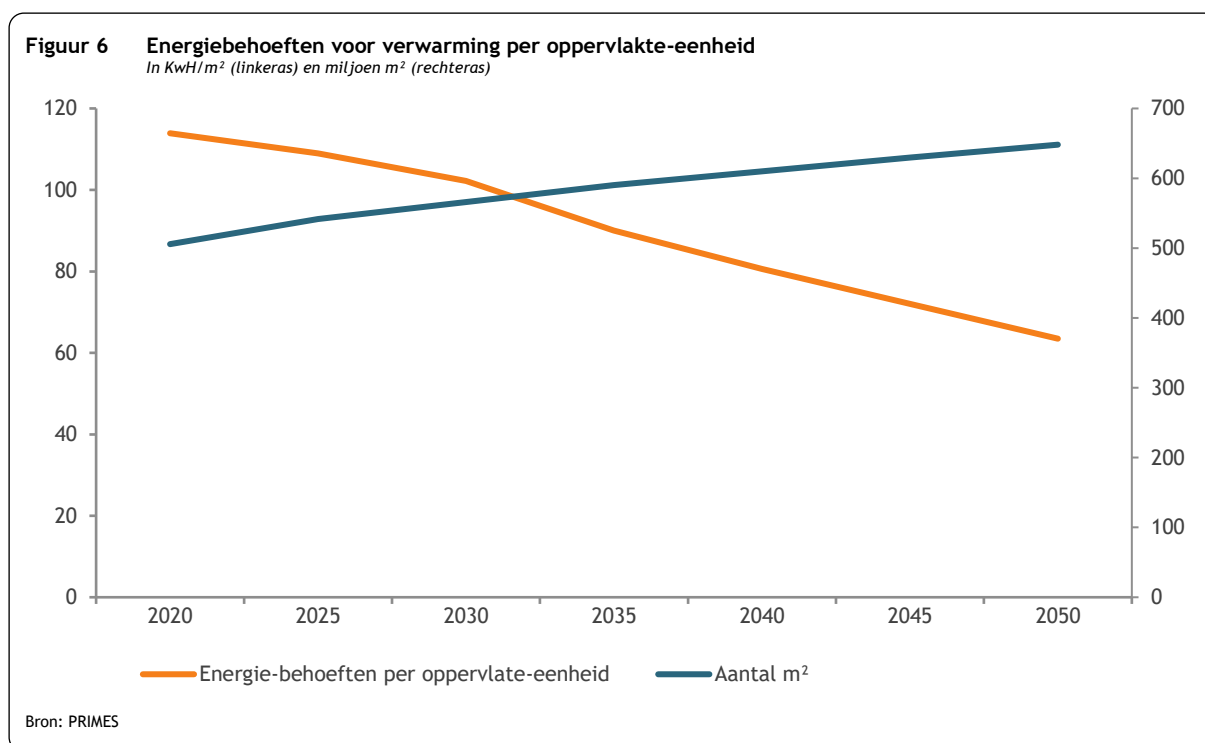
Deze vraag naar energiediensten hangt af van inkomen, bevolkingsgroei en de eenheidskosten van energie voor huishoudens, die op hun beurt bepalend zijn voor de keuzes op het gebied van energie-efficiëntie. Het model houdt rekening met projecties van de buitentemperatuur, de samenstelling van het gebouwenbestand (aangezien renovatiekosten variëren afhankelijk van het type, de leeftijd en de klasse van het gebouw), het gedrag op vlak van energieverbruik en andere factoren (bv. niet-marktfactoren) die beslissingen over investeringen in energie-efficiëntie beïnvloeden.

---

<sup>16</sup> Alleen voor verwarming



Figuur 6 toont de evolutie in verwarmingsbehoeften en de behoeften van elektrische apparaten. De energiebehoeften voor apparaten en verlichting stijgt van 1,3 Mtoe in 2020 naar 1,6 Mtoe in 2030, een toename van 25%, die het intensievere gebruik van elektrische apparaten (elektrische huishoudtoestellen, consoles, enz.) per huishoudens weerspiegelt, net als de toename van het aantal huishoudens. Deze groei blijft aanhouden, met een toename van 15% tussen 2030 en 2040, en 12% tussen 2040 en 2050. Wat betreft het relatieve belang van verwarmingsbehoeften en de behoeften van elektrische apparaten, waren elektrische apparaten en verlichting in 2020 verantwoordelijk voor ongeveer een vijfde van de totale energiebehoeften in de residentiële sector, en stijgt dit relatieve aandeel naar verwachting tot 37% in 2050.



Omgekeerd dalen de verwarmingsbehoefte (en in mindere mate de koelbehoefte) van residentiële gebouwen, na stabiel te zijn gebleven tussen 2020 en 2030, van 5 Mtoe in 2030 tot 3,5 Mtoe in 2050, wat een daling is van ongeveer 30%. De totale oppervlakte van woningen zal tussen nu en 2050 echter toenemen. De figuur 6 toont de evolutie in verwarmingsbehoefte per oppervlakte-eenheid. De vermindering van de behoeften per oppervlakte-eenheid is aanvankelijk licht, en gaat van 114 kWh/m<sup>2</sup> in 2020 naar 102 kWh/m<sup>2</sup> in 2030 (d.w.z. een vermindering van 10% tussen 2020 en 2030), vervolgens naar 81 kWh/m<sup>2</sup> in 2040 (d.w.z. een vermindering van 21% tussen 2030 en 2040), en naar 64 kWh/m<sup>2</sup> in 2050 (d.w.z. een vermindering van 21% tussen 2040 en 2050).

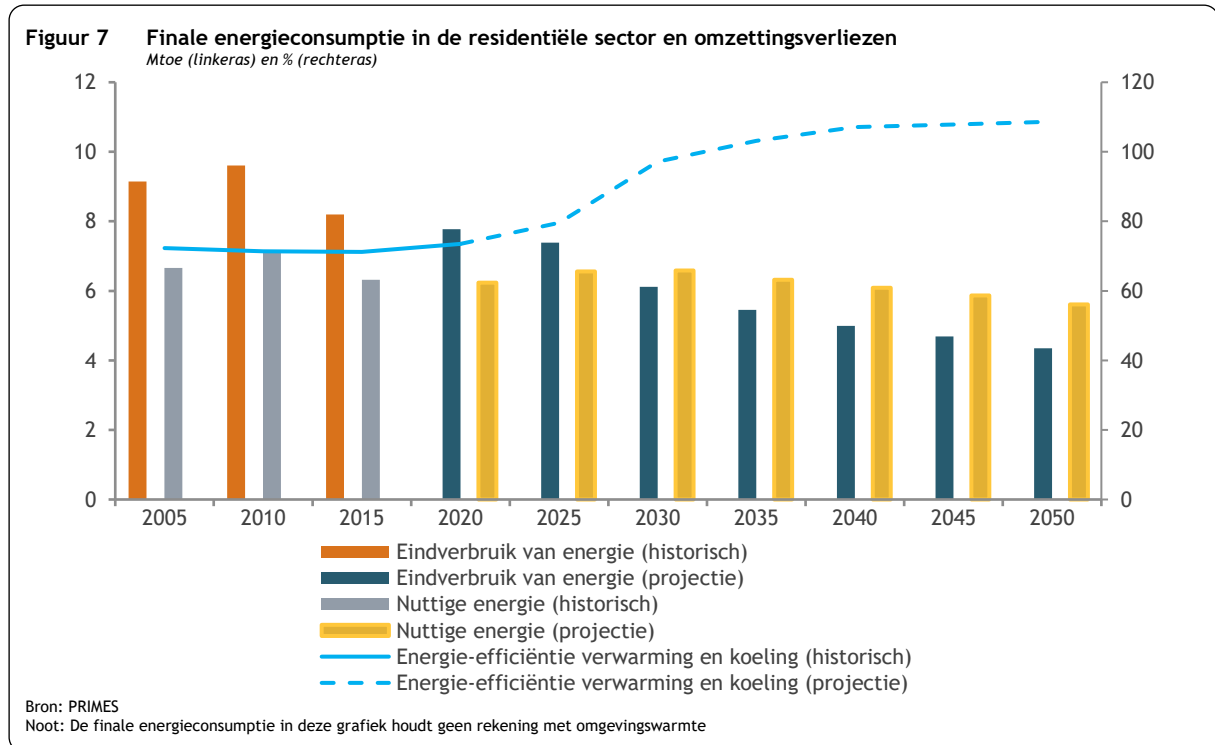
De daling in deze indicator weerspiegelt de impact van de nieuwe regelgeving in verband met isolatie en de prestaties van de installaties. Het gemodelleerde beleid impliceert normen die voor bestaande gebouwen pas vanaf 2030 moeten worden bereikt. Vanaf 2030 zullen in eerste instantie de meest energieverslindende gebouwen worden aangepakt, en hun renovatie zal leiden tot een aanzienlijke verlaging van de behoeften. Vanaf 2040 worden de verbintenissen ambitieuzer, waardoor de aanzienlijke daling van de verwarmingsbehoefte zich blijft doorzetten. Concreet betekent dit dat het aantal renovaties per jaar bijna verdubbelt tussen 2030 en 2035, van 79 000 per jaar naar 140 000 per jaar. Tegen 2050 zullen er naar verwachting meer dan 200 000 renovaties per jaar plaatsvinden. De renovatiegraad kan worden geïnterpreteerd als het aantal huishoudens dat in een bepaald jaar een renovatie uitvoert. Minder dan 1% van de huishoudens zal in 2020 renovaties hebben uitgevoerd. Dit percentage stijgt tot 1,5% in 2030 en vervolgens tot boven 3% in 2040 en 2050.

**b. Eindverbruik van energie**

Zodra de energiebehoeften zijn gedetermineerd, formuleert het model het probleem hoe aan deze nuttige vraag kan worden voldaan met behulp van verwarmings- en koelinstallaties en energie die op de markt wordt gekocht of zelf wordt opgewekt (bv. zonnepanelen op het dak).

Dit is het eindverbruik van energie dat voldoet aan de nuttige vraag. Het eindverbruik van energie is de energie die bij een huishoudenen aankomt, vóór de uiteindelijke omzetting door de verwarmingsinstallatie. Om bijvoorbeeld een nuttige vraag van 0,9 kWh te produceren, heeft een ketel ongeveer 1 kWh gas nodig (afhankelijk van het type ketel). Deze waarde is de eindvraag naar energie. Voor elektrische apparaten is de omzetting ongeveer een factor 1. De eindvraag naar energie is dus de vraag naar nuttige energie min de 'omzettingsverliezen'. De volgende grafiek laat zien hoe de verwachte vraag naar nuttige energie zich verhoudt tot de eindvraag naar energie. In het verleden was de eindvraag naar energie hoger dan de nuttige vraag, omdat de gebruikte verwarmingsinstallaties voornamelijk thermisch waren en daarom omzettingfactoren van minder dan 1 hadden. Met de penetratie van warmtepompen, die een veel hogere omzettingfactor hebben, is de trend omgekeerd en zijn de energiebehoeften hoger dan de eindvraag die nodig is om eraan te voldoen.

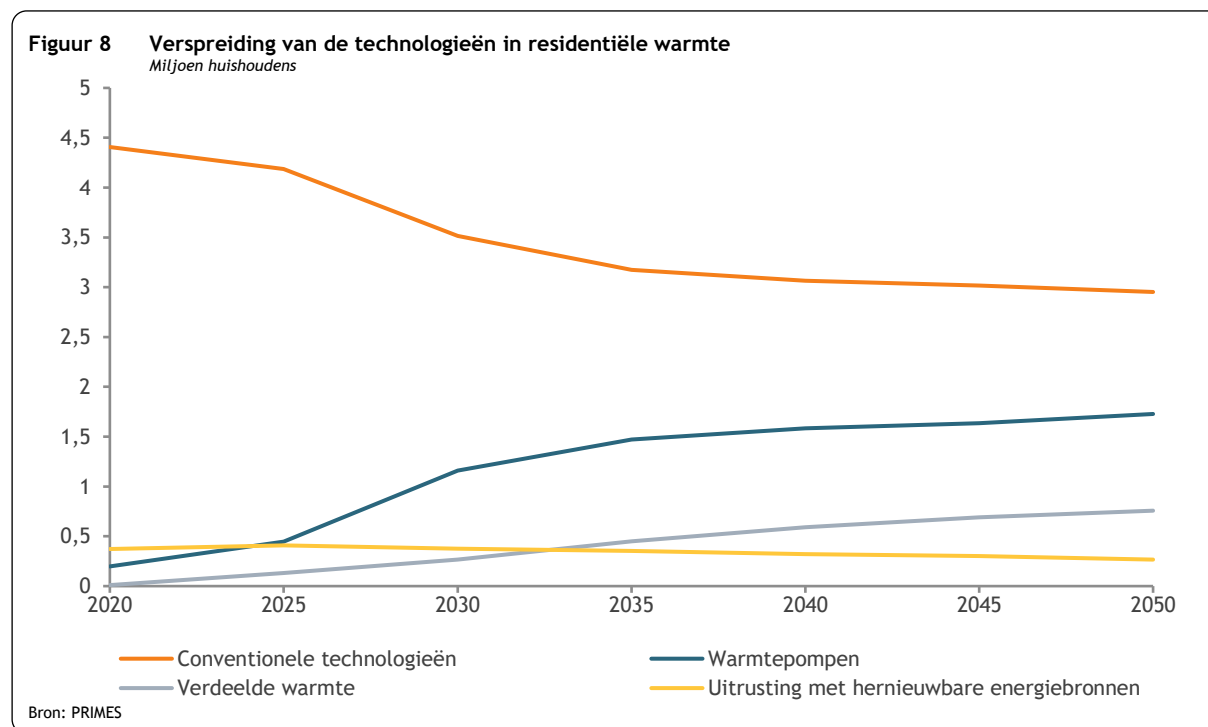
Zoals figuur 7 toont, daalt het eindverbruik van energie geleidelijk van 7,8 Mtoe in 2020 tot 4,3 Mtoe in 2050, een gemiddelde daling van 2% per jaar. Naarmate het eindverbruik van energie daalt en vanaf 2025 het niveau van nuttige energieverbruik bereikt en vervolgens onderschrijdt, vertoont de energie-efficiëntiecurve een stijgende trend.



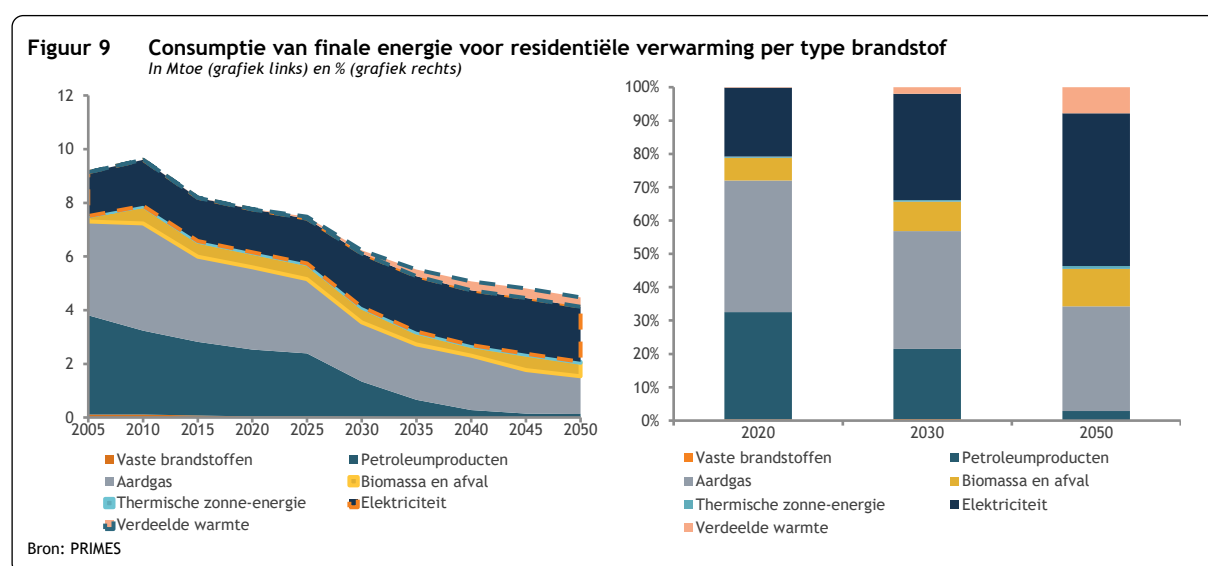
In 2020 verwarmde 88% van de huishoudens met conventionele technologieën (figuur 8). De resterende 12% beschikt over alternatieve technologieën zoals warmtepompen, warmtenetten (alle warmtebronnen gecombineerd) of installaties die gebruikmaken van hernieuwbare energie, zoals thermische



zonne-energie, geothermie of biomassa. In 2050 zal de meerderheid van de huishoudens nog steeds gebruikmaken van conventionele technologieën, maar dit aandeel zal dalen tot 52%, terwijl 30% van de huishoudens een warmtepomp zal hebben. Dit betekent een gemiddelde jaarlijkse stijging van 8% van het aantal warmtepompen tussen 2020 en 2050. Met andere woorden, tussen 2020 en 2050 zullen jaarlijks gemiddeld 51 000 huishoudens een warmtepomp installeren<sup>17</sup>. Het aantal huishoudens met een warmtenet verdubbelt elk jaar tot 760 000 aan het einde van de projectieperiode. Het aantal huishoudens dat verwarmt met hernieuwbare energiebronnen neemt niet toe, maar daalt zelfs licht.



Door te kijken naar het eindverbruik per gebruikte brandstof (figuur 9) kunnen we het effect van de verschillende verboden op de regionale plannen rond verwarming van gebouwen duidelijker zien.



<sup>17</sup> Merk op dat het aantal huishoudens per jaar met gemiddeld 0,4% stijgt.

In 2020 maken huishoudens amper nog gebruik van steenkool. Oliegestookte verwarming neemt geleidelijk af tot 2050, wanneer ze nog slechts 3% van het eindverbruik van energie voor haar rekening neemt. Het aardgasverbruik daalt van 3 Mtoe in 2020 tot 1,4 Mtoe in 2050. Toch blijft aardgas een zeer belangrijke verwarmingsbron: in 2020 levert het 40% van het eindverbruik, en in 2050 nog steeds 31%.

Het elektriciteitsverbruik stijgt tussen 2020 en 2050 met 27%. Deze stijging is te danken aan de penetratie van warmtepompen, maar ook aan de toename van het aantal huishoudens. Tegen 2050 is het goed voor een 45% van het huishoudelijk verbruik.

Het gebruik van biomassa neemt tussen 2025 en 2050 met 5% af, thermische zonne-energie kent een zeer beperkte groei, terwijl de warmte die wordt gedistribueerd door warmtenetten toeneemt tot 8% van de eindvraag naar energie in 2050.

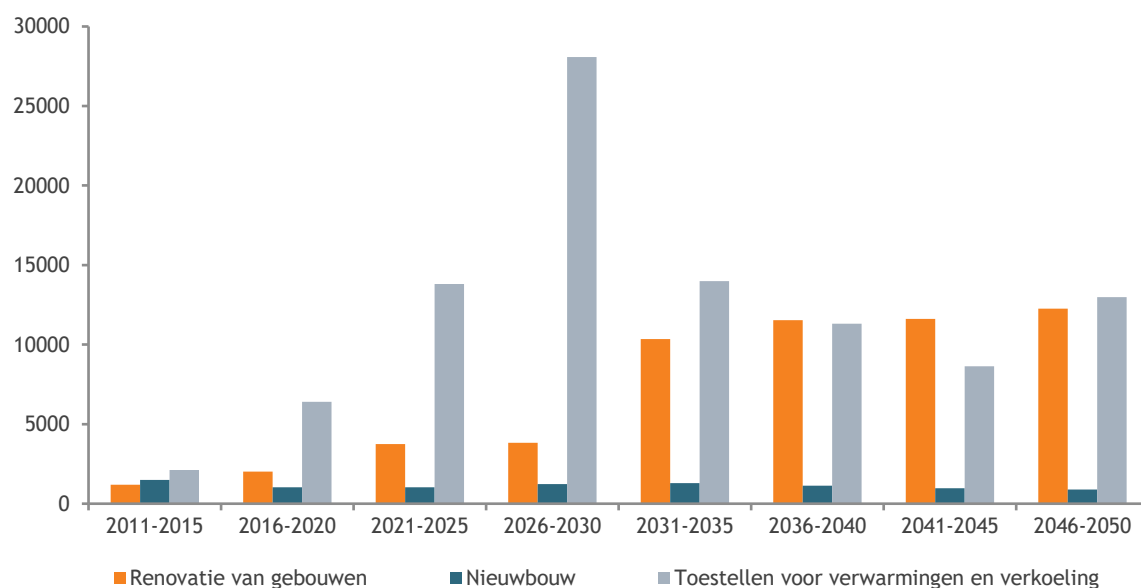
Deze evoluties zijn het resultaat van subsidies die helpen om te schakelen van conventionele technologieën naar warmtepompen, evenals het verbod op de installatie van verwarmingssystemen op fossiele brandstoffen in nieuwe gebouwen in verschillende regio's. Het verbod op de vervanging van oliegestookte systemen heeft deze technologie bijzonder hard getroffen. Voor verwarming op gas zijn de regels echter minder streng, noch uniform over de verschillende regio's. De dalende trend in de internationale gasprijs gecombineerd met onze eerder conservatieve aanname van de prijsevolutie in het ETS-2 maakt dat deze technologie economisch levensvatbaar blijft in de periode 2030-2050.

### **c. Financiële indicatoren**

De versnelling in het tempo van renovaties en vervanging van verwarmingsinstallaties uit zich in toenemende investeringskosten voor huishoudens. De volgende grafiek toont de evolutie van de investeringen per periode van 5 jaar. Investeringskosten in installaties exploderen tussen 2026 en 2030. Dit kan zoals gezegd verklaard worden door de restrictieve maatregelen van de overheid die vaak geflankeerd zijn door subsidies, maar ook door de typische netwerkeffecten die de doorbraak van nieuwe technologie mogelijk maken. Deze komen, zo is de aanname achter PRIMES, vooral de markt voor warmtepompen ten goede.

Investeringskosten in de renovatie van bestaande gebouwen groeien tot in 2050 en nemen in 2031-2035 een bijzonder grote sprong, wanneer ook de eerste verbintenissen inzake energieprestaties voor bestaande gebouwen in voege treden (figuur 10). Investeringskosten in nieuwe constructies als gevolg van het beleid zijn marginaal in vergelijking met installaties en renovaties, vooral vanaf 2030.

**Figuur 10** Investerings in renovaties en toestellen voor verwarming en verkoeling  
Miljoen euro2022

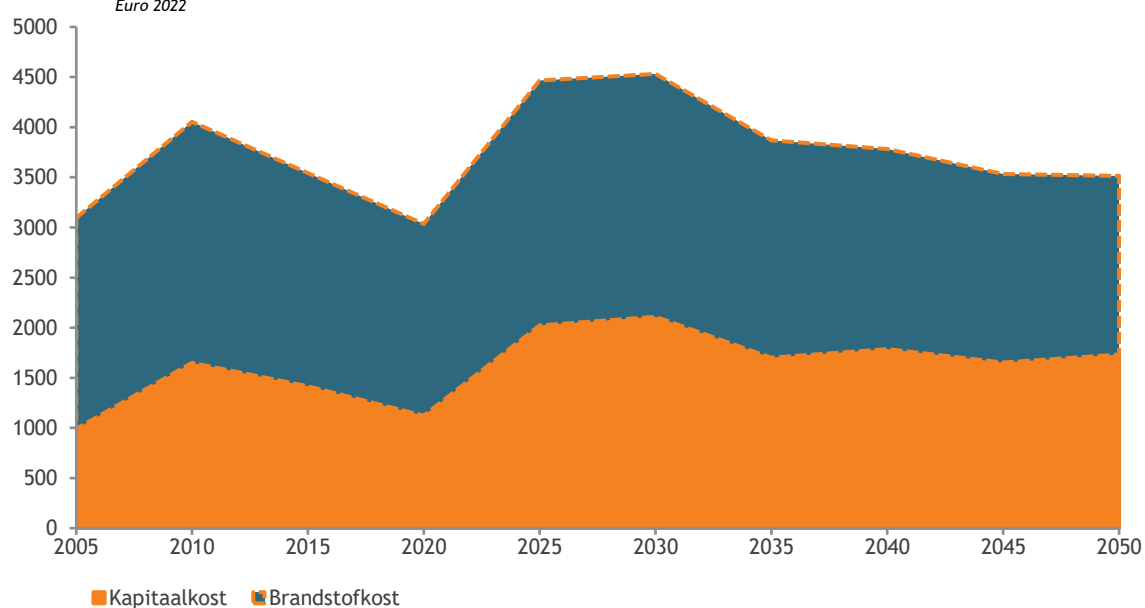


Bron: PRIMES

Noot: Andere elektrische apparaten en verlichting zijn buiten beschouwing gehouden om de grafiek leesbaar te houden. De maatregelen die wij beschouwden hadden geen betrekking op deze goederen (bv. koelkasten, fornuizen)

Deze investeringsgolf in efficiëntere woningen en nieuwe technologieën vertaalt zich in een veranderd bestedingspatroon van de huishoudens. Onderstaande grafiek toont dat zowel het niveau van de uitgaven aan residentiële energie als de samenstelling gevoelig zal veranderen. Voor de cruciale periode 2025-2035 nemen brandstofkosten het leeuwendeel van de residentiële energie-uitgaven in, terwijl dat op het einde van de projectie-periode nog net iets meer van de helft is. Tijdens de transitie nemen de energie-uitgaven in hun geheel een gevoelig hoger deel van het beschikbaar inkomen in, om daarna geleidelijk af te nemen tot historisch lage niveaus.

**Figuur 11** Jaarlijkse uitgaven voor residentiële energie per huishouden  
Euro 2022



Bron: PRIMES

### 4.1.2. Tertiair

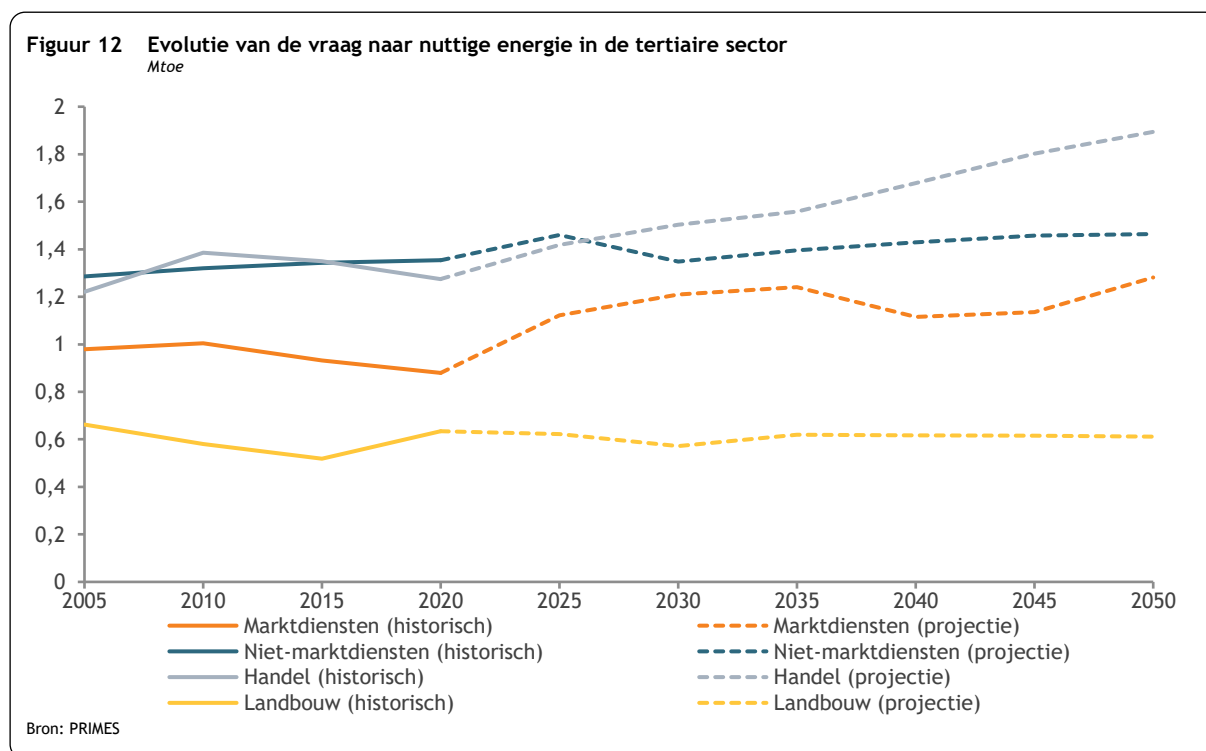
De tertiaire sector is vandaag goed voor 14% van de eindvraag naar energie (Eurostat, 2021) en 6,1% van de emissie van broeikasgassen (Inventaris van de broeikasgassen, 2023) in België.

De tertiaire sector omvat de volgende sectoren en subsectoren: handelszaken, met inbegrip van commerciële gebouwen, magazijnen en koelhuizen; marktdiensten, met inbegrip van privékantoren, hotels en restaurants; en niet-marktdiensten, met inbegrip van openbare kantoren, ziekenhuizen en gezondheidsinstellingen, scholen en onderwijsgebouwen; en tot slot gebouwen die verband houden met de landbouw. Gebouwen zijn gesegmenteerd naar bouwjaar, maar niet naar functie. Dat maakte het moeilijk rekening te houden met maatregelen in de plannen die specifiek betrekking hebben op het overheidspatrimonium.

#### a. Nuttige energie

In de tertiaire sector heeft de gewenste vraag naar energiediensten, ofwel de 'nuttige' vraag naar energie, betrekking op specifieke toepassingen zoals ruimteverwarming en -koeling, sanitair warm water en koken, of de behoefte aan verlichting alsook de werking van elektrische apparaten en verlichtingssytemen.

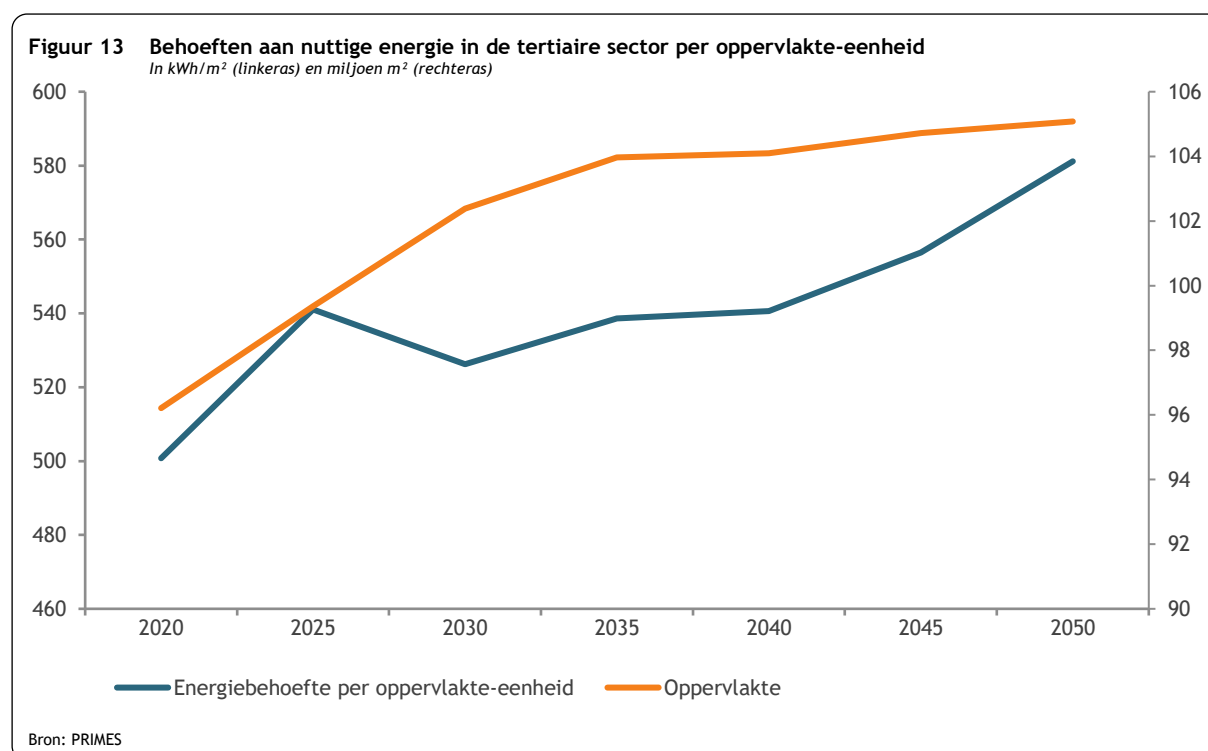
De volgende grafiek toont de nuttige vraag per type activiteit. Handelszaken en marktdiensten zien hun energiebehoefte tussen 2020 en 2050 aanzienlijk toenemen, met respectievelijk 46% en 49%. Voor niet-marktdiensten en gebouwen die verband houden met de landbouw zal de energiebehoefte minder snel groeien of zelfs krimpen. In totaal bedraagt de nuttige vraag van de tertiaire sector 4,1 Mtoe in 2020, 4,6 Mtoe in 2030 en 5,2 Mtoe in 2050.



Deze stijging kan worden verklaard door een lichte toename (9%) van de oppervlakte ingenomen door tertiaire gebouwen tussen nu en 2050 (figuur 13). In tegenstelling tot de residentiële sector groeit de energiebehoefte per oppervlakte-eenheid ook, van 500 kWh/m<sup>2</sup> in 2020 tot 526 kWh/m<sup>2</sup> in 2030 (een stijging van 5% tussen 2020 en 2030), vervolgens tot 540 kWh/m<sup>2</sup> in 2040 (een stijging van 3% tussen 2030 en 2040), en tot 581 kWh/m<sup>2</sup> in 2050 (een stijging van 7% tussen 2040 en 2050).

Deze gemengde trend weerspiegelt de impact van het energieprestatiebeleid in verband met isolatie en de prestaties van installaties in tertiaire gebouwen. Het gemodelleerde beleid impliceert normen die in Vlaanderen voor bestaande gebouwen pas vanaf 2030 moeten worden bereikt, en in Wallonië vanaf 2040.

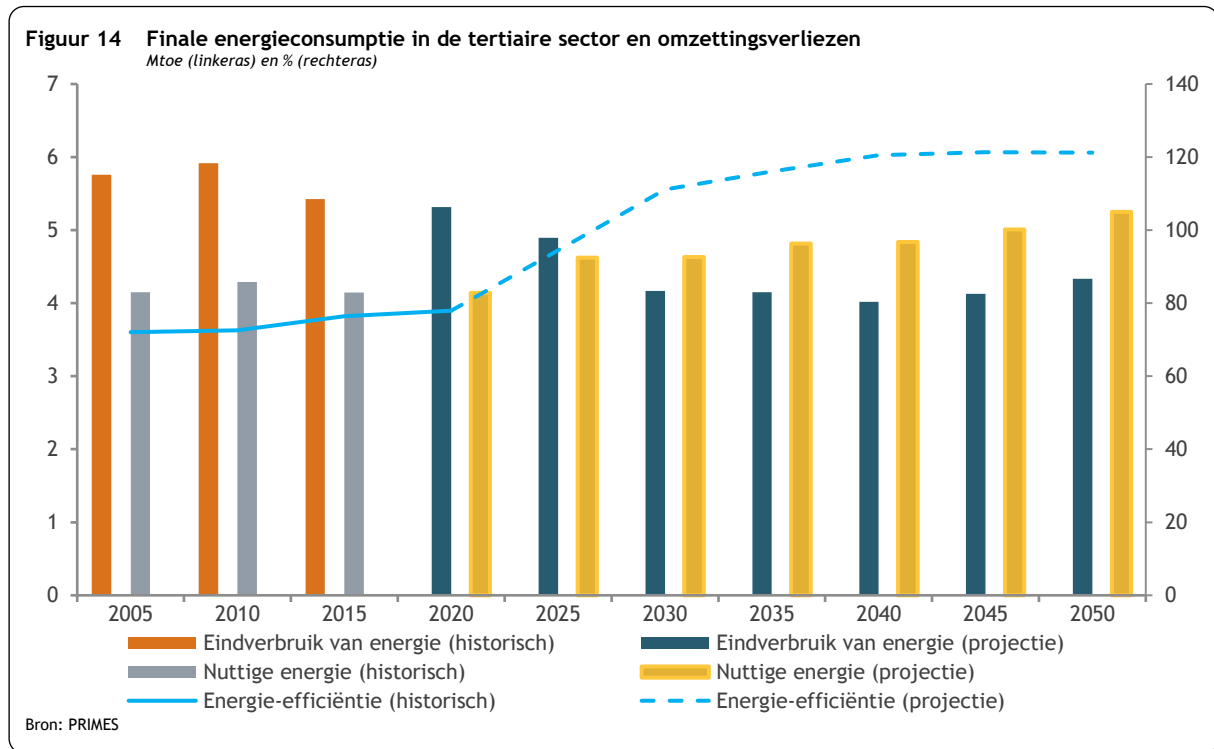
Vanaf 2030 zullen in eerste instantie de meest energieverslindende gebouwen worden aangepakt, en hun renovatie zal leiden tot een meer beperkte toename van de energiebehoeften. Vanaf 2040 worden de verbintenissen ambitieuzer, maar zullen ze van toepassing zijn op minder energieverslindende gebouwen.



## b. Eindverbruik van energie

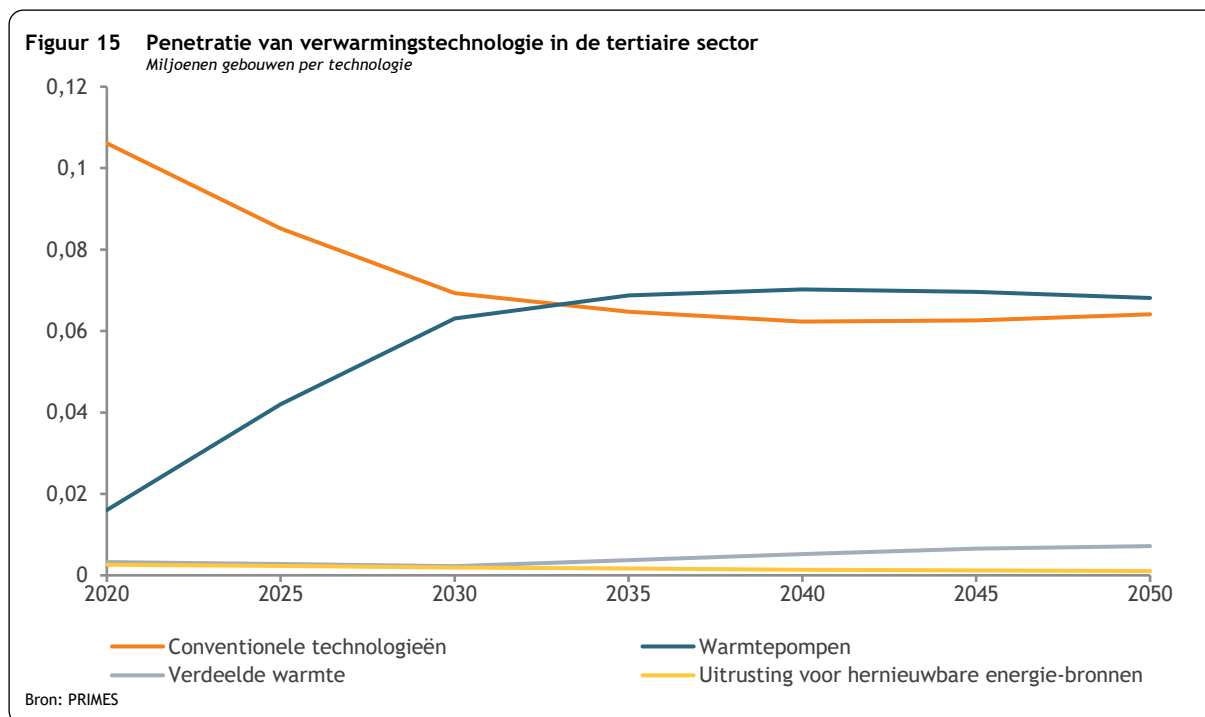
Het eindverbruik van energie voorziet in de hierboven beschreven behoeften door gebruik te maken van verwarmings- en koelinstallaties en van energie die op de markt wordt gekocht of zelf wordt opgewekt. De eindvraag naar energie is dus de vraag naar nuttige energie min de 'omzettingsverliezen'. De volgende grafiek laat zien hoe de verwachte vraag naar nuttige energie zich verhoudt tot de eindvraag naar energie. Net zoals in de residentiële sector was de eindvraag naar energie in het verleden hoger dan de nuttige vraag, omdat de gebruikte verwarmingsinstallaties voornamelijk thermisch waren en daarom omzettingfactoren van minder dan 1 hadden. Met de penetratie van warmtepompen, die

een veel hogere omzettingsfactor hebben, is de trend omgekeerd en zijn de energiebehoeften hoger dan de eindvraag die nodig is om eraan te voldoen.



Energie-efficiëntie weerspiegelt de omzettingsverliezen tussen nuttige vraag en eindvraag. Er is een duidelijke verbetering tussen 2020 en 2030, die zich daarna minder duidelijk zal aftekenen. Terwijl het eindverbruik van energie daalt, stijgt de nuttige energie. Dit weerspiegelt een verbetering van de installaties die worden gebruikt om deze nuttige energie te leveren.

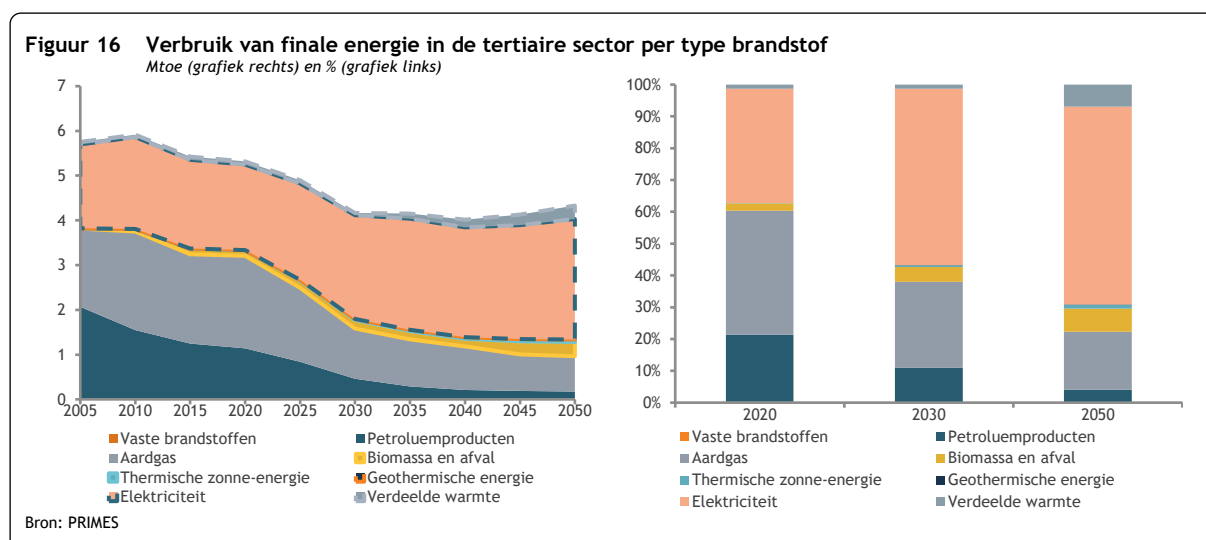
In 2020 verwarmt 83% van de tertiaire gebouwen met conventionele technologieën (figuur 15). 15% beschikt over alternatieve technologieën zoals warmtepompen, en de resterende 4% wordt verwarmd met warmtenetten (alle warmtebronnen gecombineerd) of installaties die gebruikmaken van hernieuwbare energie, zoals thermische zonne-energie, geothermie of biomassa. In 2050 zal een groot deel van de tertiaire gebouwen nog steeds gebruikmaken van conventionele technologieën, maar dit aandeel zal dalen tot 46%, terwijl 48% van de tertiaire gebouwen een warmtepomp zal hebben. Dit betekent een gemiddelde jaarlijkse stijging van 5% van het aantal warmtepompen tussen 2020 en 2050, dus aanzienlijk minder dan in residentiële gebouwen. Het aantal gebouwen met een warmtenet stijgt elk jaar met 3%, om aan het einde van de projectieperiode tot ongeveer 7 200 te komen. Tertiaire gebouwen die verwarmd worden met hernieuwbare energiebronnen nemen tussen 2020 en 2050 met 3% per jaar af.



De volgende paragrafen en grafieken geven een overzicht van het eindverbruik per brandstof. Figuur 16 toont dat in 2025 tertiaire gebouwen amper nog gebruik van steenkool maakten. Oliegestookte verwarming neemt geleidelijk af tot 2050, wanneer ze nog slechts 4% van het eindverbruik van energie voor verwarming voor haar rekening neemt. Het aardgasverbruik daalt van 2,1 Mtoe in 2020 tot 0,8 Mtoe in 2050. Toch blijft aardgas een zeer belangrijke verwarmingsbron: in 2020 levert het 39% van het eindverbruik voor verwarming, en in 2050 nog steeds 18%.

Het elektriciteitsverbruik voor verwarming stijgt tussen 2020 en 2050 met 41%. In 2050 is dit goed voor 62% van het tertiaire verbruik. Dit omvat het verbruik van warmtepompen, elektrische apparaten en verlichting.

Het gebruik van biomassa neemt aanzienlijk toe, hoewel het met 0,3 Mtoe tegen 2050 marginaal blijft. Op vergelijkbare wijze vertoont thermische zonne-energie een zeer duidelijke groei, maar deze blijft nog marginaler en komt tegen 2050 slechts aan 0,05 Mtoe. Tegelijkertijd neemt de warmteverdeling via verwarmingsnetwerken sterker toe, waardoor deze tegen 2050 goed is voor meer dan 7% van de eindvraag naar energie.



Net als voor de residentiële sector is de evolutie in tertiaire sector een samenspel van beleid, namelijk energiestandaarden, verboden en subsidies. Warmtepompen krijgen een duwtje in de rug, wat een zeker sneeuwbal effect in werking zet. De lagere gasprijs die niet wordt gecompenseerd door een voldoende hoge ETS-2 remt dit proces echter af zodat de de-carbonisatie gedurende periode 2030-2050 blijft steken.

### c. Financiële indicatoren

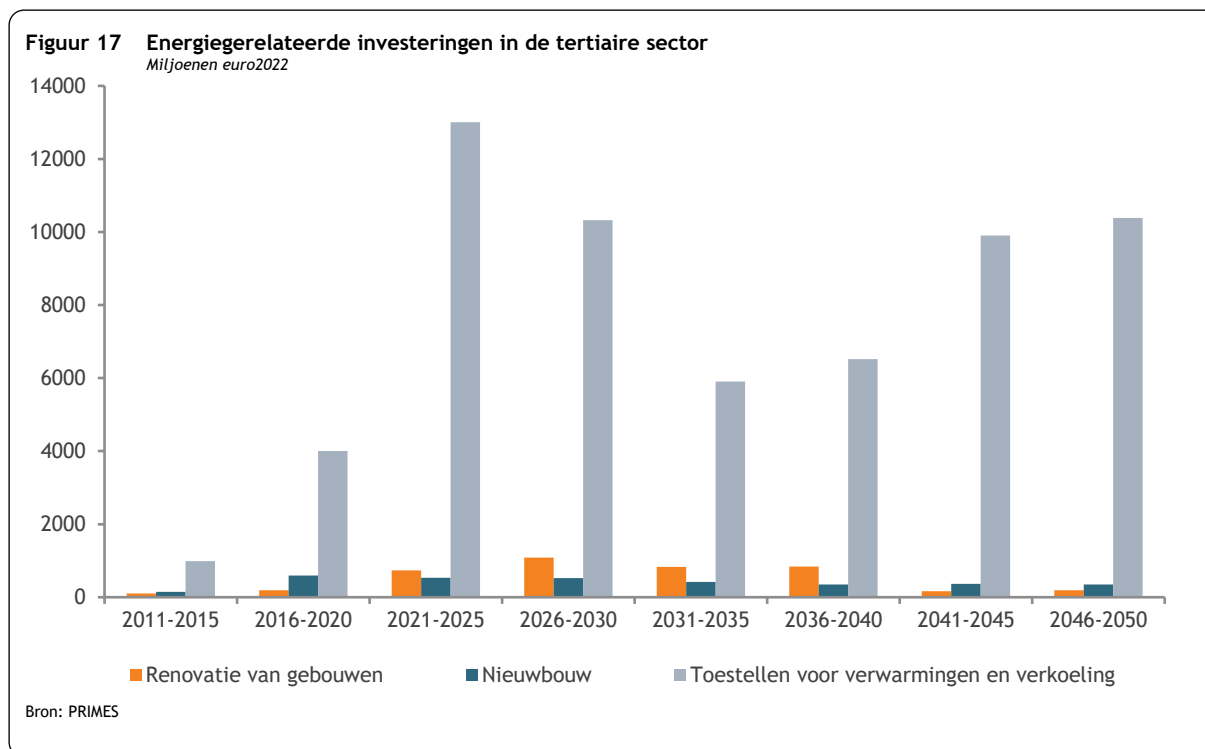
Voor het verbeteren van de thermische schil en het plaatsen van nieuwe verwarmings- en koelinstallaties in de gebouwen van de tertiaire sector zijn investeringen nodig.

De volgende grafiek toont de evolutie van de investeringen per periode van 5 jaar. Tussen 2020 en 2025 exploderen investeringen in installaties. Dit kan worden verklaard door het verbod op bepaalde soorten installaties (bv. in Vlaanderen en Brussel, verplichting om vanaf 2025 bij grote renovaties apparatuur met een hoge energie-efficiëntie te installeren, verbod op de vervanging van kolen- en oliegestookte apparatuur in 2026 in Wallonië). Investeringen in de renovatie van bestaande gebouwen zijn veel lager dan investeringen in installaties. Ze nemen toe tot 2026-2030 en kennen dan een daling, hoewel de verbintenissen inzake energieprestaties later in het tijdschema een rol gaan spelen. Investeringen in nieuwe constructies zijn marginaal in vergelijking met installaties en renovaties, vooral vanaf 2030.

Tevens zijn investeringen in de renovatie van bestaande gebouwen veel lager. Ze nemen toe tot 2026-2030, alvorens licht te dalen. Ondanks het feit dat de verbintenissen inzake energieprestaties later in het tijdschema verschijnen, blijft deze neerwaartse trend aanhouden.

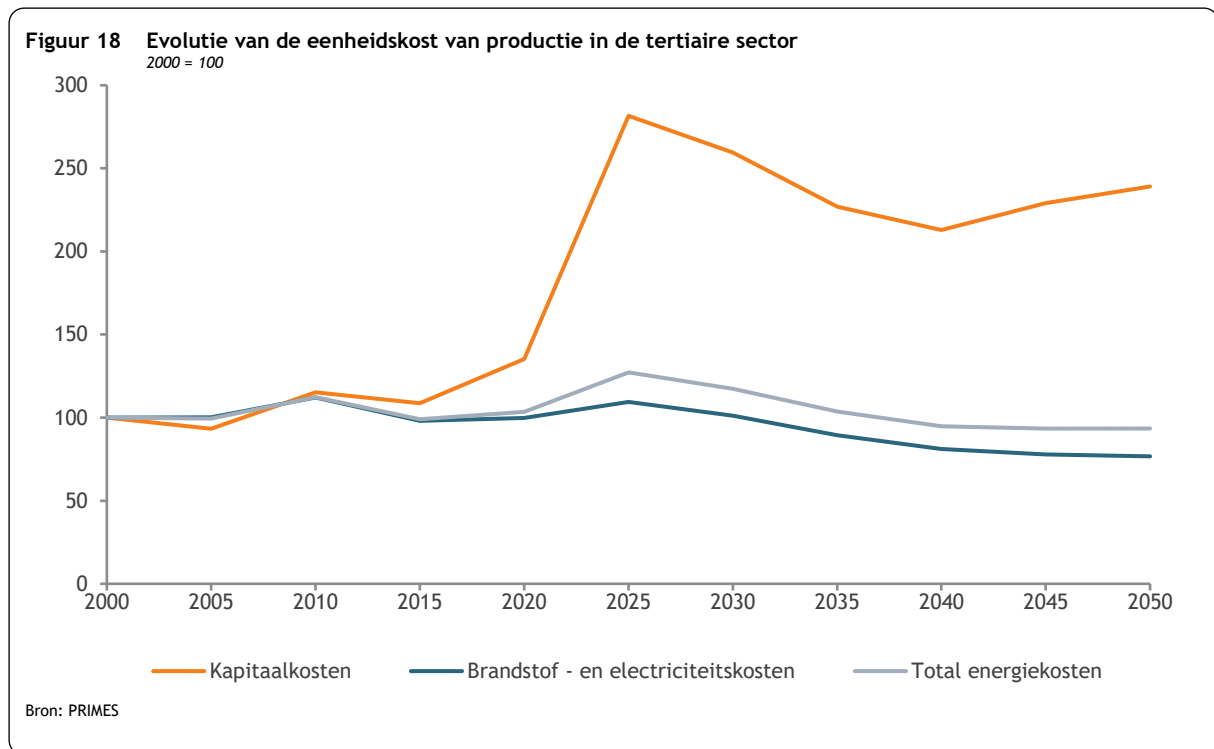
Investeringen in nieuwe constructies als gevolg van het beleid zijn marginaal in vergelijking met installaties en renovaties, vooral vanaf 2025.





Net als voor de gezinnen in de residentiële sector, verandert de energietransitie in de tertiaire sector de kostenstructuur voor de bedrijven en de overheid. De onderstaande grafiek toont de evolutie van twee componenten in de productiekosten van energie net als die van de totale energiekosten, uitgedrukt per eenheid product. Terwijl voor 2020 de evolutie van beide componenten gelijk opgaat, stijgen de kapitaalkosten sterk tijdens de eerste zo gauw de transitie zich inzet<sup>18</sup>. De situatie normaliseert zich niet meer, hoewel dalende brandstofkosten naarmate de transitie zich voortzet de totale energierekening onder controle houdt. Aangezien uitgaven aan apparatuur maar een beperkt deel van de energiekosten in de tertiaire sector uitmaakt, is het effect op de productiekost in de dienstensector beperkt.

<sup>18</sup> Merk op dat het basisjaar van de simulatie het jaar 2020 is. Economische agenten in PRIMES hebben dus meer tijd om te reageren op beleid dat pas in 2023 is aangekondigd dan in realiteit het geval is. Dat verklaart de sterke stijging in het jaar 2025 in de grafiek.



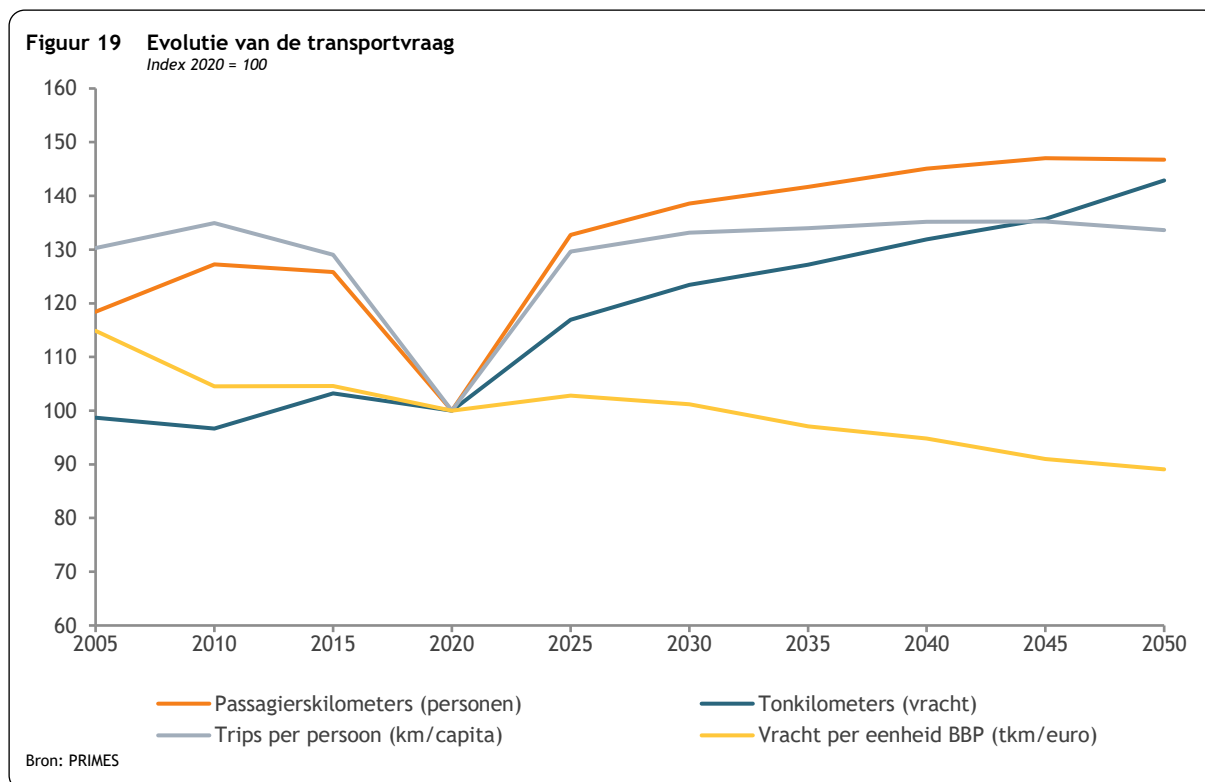
#### 4.1.3. Transport

De transportsector is één van de belangrijkste afnemer van energie. In 2021 nam ze in België 25,7% van het eindgebruik voor energie voor rekening, waarvan het leeuwendeel – zo’n 96% – ging naar het transport over de weg (Eurostat, 2021). Met een kleine 25% is de transportsector ook één van de belangrijkste producenten van broeikasgassen. In termen van economisch belang verschilt ze van de overige besproken sectoren aangezien ze zowel de activiteiten van bedrijven als huishoudens omvat.

##### a. Nuttige energie

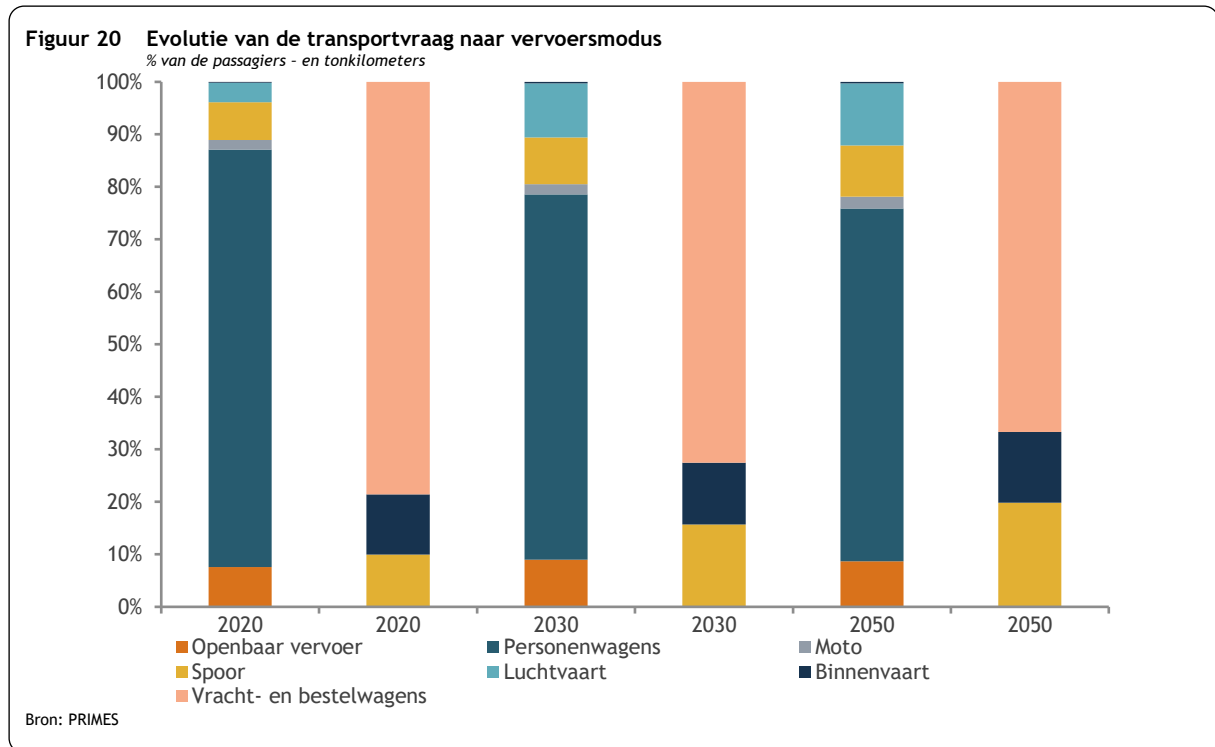
De nuttige energie in transport is het directe gevolg van de transportvraag. Dit volume wordt doorgaans gemeten met de indicatoren passagierskilometers en tonkilometers voor respectievelijk personen- en goederenvervoer. De eenheid passagierskilometer geeft het vervoer aan van één passagier over een afstand van één kilometer. Twee personen die vijf kilometer afleggen in een motorvoertuig genereren bijvoorbeeld tien passagierskilometers. Op dezelfde manier komt een tonkilometer overeen met het vervoer van één ton goederen over een afstand van één kilometer.

De grafiek hieronder laat een opwaartse trend op lange termijn zien in de meeste indicatoren, al vertroebeld de sanitaire crisis van 2020 het beeld. Het totaal afgelegde aantal reizigerskilometers blijft licht groeien alvorens af te vlakken tegen het einde van de projectieperiode. Tegelijkertijd is de afgelegde afstand per persoon stabiel en neemt deze zelfs af aan het einde van de projecties. Het is dus de toename van het aantal passagiers, gedreven door de bevolkingsgroei, die de groei van het transportvolume aandrijft. Dezelfde evolutie verklaart mede de stijging van het aantal voertuigen. In het goederenvervoer is de volumestijging rechtstreeks toe te schrijven aan de economische groei. In tegenstelling tot het passagiersvolume zou het aantal afgelegde tonkilometer blijven groeien, ondanks een neerwaartse trend in de vervoersintensiteit van het bbp.



Zoals uit grafiek 20 blijkt, neemt het wegvervoer het grootste deel van het transportvolume voor zijn rekening. In 2020 maakt zowel het personen- als het goederenvervoer over de weg (exclusief openbaar vervoer) ongeveer 80% van het volume van het gemotoriseerde transport uit. Het modale aandeel neemt naar verwachting af tot minder dan 70% in 2050, waardoor het toch de belangrijkste vervoerswijze blijft. Dat is te verwachten, aangezien maar weinig kwantificeerbare maatregelen uit de plannen rechtstreeks gericht zijn op het veranderen van de modale keuze. De maatregelen zijn meer gericht op het type motor of op energie-efficiëntie binnen dezelfde motorcategorie, en spelen dus hoogstens indirect. Het ETS-2, tenminste bij het veronderstelde prijspad, is niet voldoende om een belangrijke modale shift teweeg te brengen.

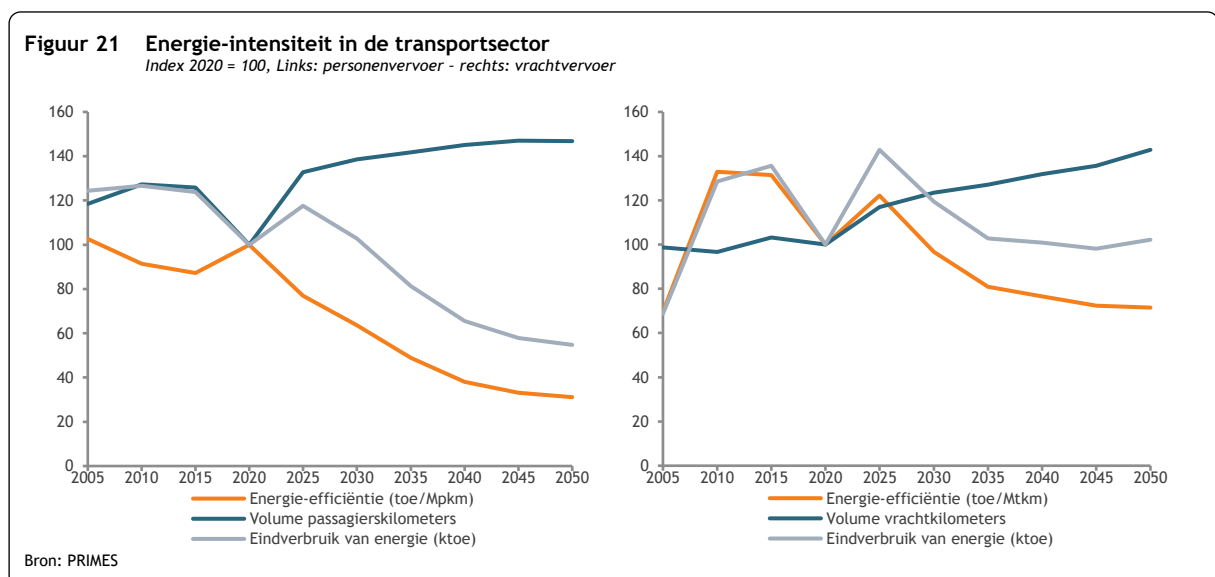
De daling van het modale aandeel van het wegvervoer wordt gedeeltelijk gecompenseerd door een bescheiden stijging van het modale aandeel van het spoor, vooral in het goederenvervoer (tot 19% tegen 2050). Op het gebied van personenvervoer neemt het aandeel van de luchtvaart (met uitzondering van reizen buiten de EU) tegen 2050 aanzienlijk toe tot 20%.



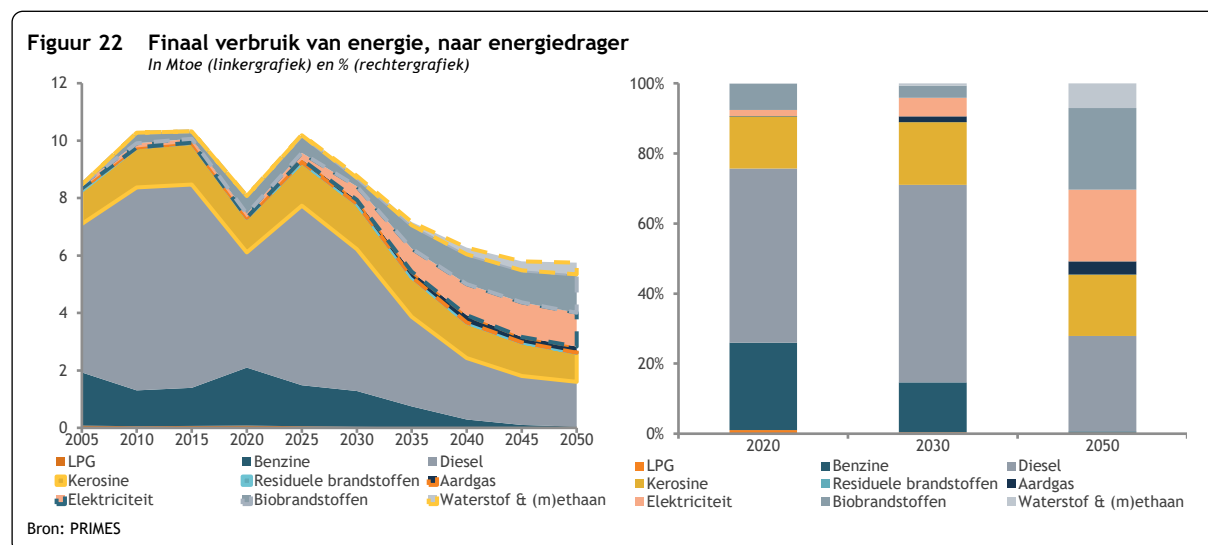
**b. Eindverbruik van energie**

Veranderingen in het eindverbruik van energie in transport hangen af van een aantal variabelen. De belangrijkste zijn veranderingen in het transportvolume in België, zoals hierboven beschreven, en verbeteringen in de energie-efficiëntie in de transportsector.

Omdat het transportvolume toeneemt, stijgt het eindverbruik van energie aanvankelijk tot 2025 en daalt het vervolgens met 53% en 28% tussen 2025 en 2050 voor respectievelijk personen- en goederenvervoer (figuur 21). Deze gedifferentieerde trends tussen volume en energieverbruik zijn het resultaat van verbeteringen in de energie-efficiëntie van transport en meer bepaald in de ontwikkeling van alternatieve motoren (bv. elektrische voertuigen).



De winsten in energie-efficiëntie zijn het rechtstreekse resultaat van normen die specifiek zijn voor elk motortype. Wat energienormen betreft, vereist de Europese verordening over emissienormen voor auto's en bestelwagens (2021/0197<sup>19</sup>) de toepassing van in eerste instantie ambitieuzere emissienormen, en later ook de uitfasering van de interne verbrandingsmotor. Deze Europese normen, met het ETS-2 systeem in een bijrol, hebben de grootste impact. Op nationaal niveau dragen emissiearme zones en de aankoop van emissiearme bussen voor het openbaar vervoer in mindere mate bij tot de toepassing van minder vervuilende normen. Verder spelen, net zoals in het geval van warmtepompen in de residentiële sector, veranderingen in de structuur van de markt en voorkeuren van consumenten, die ook voor elektrische wagens voor een "sneeuwbaaleffect" zorgen.



Zoals uit figuur 22 blijkt, daalt het diesilverbruik, dat goed is voor 50% van het energieverbruik in de transportsector in 2020, in de projectieperiode tot 27%. Deze daling kan worden verklaard door de vermenging van biobrandstoffen in diesel, en meer specifiek geavanceerde biobrandstoffen tegen 2030 (Renewable Energy Directive, REDIII<sup>20</sup>). Het aandeel biobrandstoffen evolueert van 8% in 2020 naar 1% in 2030 en 23% in 2050. Het gaat hierbij vooral over biodiesel (in mindere mate bio-ethanol), maar ook biobrandstoffen als alternatief voor kerosine, en biogas.

Het verbruik van kerosine neemt door de aanzienlijke toename van het luchtvervoer tussen nu en 2050 gestaag toe. Tegelijkertijd gaat het verbruik van biokerosine de hoogte in. Het gebruik van biokerosine vanaf 2030 is het resultaat van beslissingen van de luchtvaartsector endogeen in het model. De belangrijkste drijfveer is de (stijgende) ETS-prijs. Tegen 2050 zou biokerosine goed zijn voor een kwart van het totale kerosineverbruik.

Ook het elektriciteitsverbruik voor vervoer stijgt tussen nu en 2050, enerzijds door de toename van het spoorvervoer en anderzijds door de geleidelijke elektrificatie van het wegvervoer. De elektriciteitsconsumptie vermeerderd met een factor 7,7 tussen 2020 en 2040 en stabiliseert dan tussen 2040 en 2050. Bovendien zijn elektrische motoren efficiënter dan interne verbrandingsmotoren

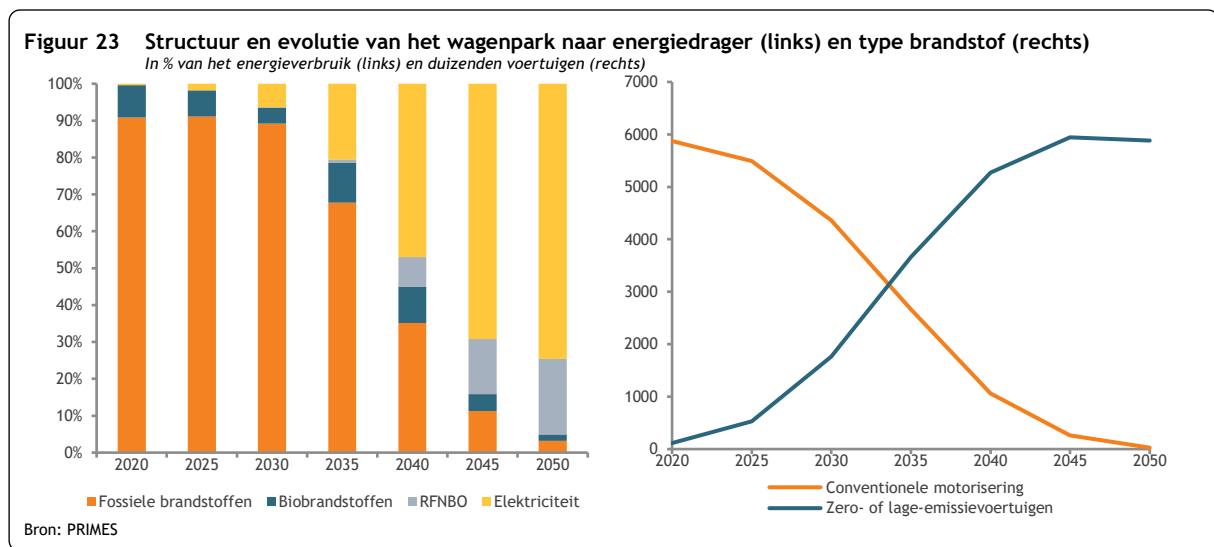
<sup>19</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-66-2022-INIT/en/pdf>

<sup>20</sup> Volgens de REDIII moet de bijdrage van geavanceerde biobrandstoffen tegen 2030 minstens 4,2% bedragen van de totale hoeveelheid vloeibare en gasvormige autobrandstoffen die tijdens het kalenderjaar voor verbruik worden ingezet. Verhoging van de bijmengverplichting tot 10,45% (exclusief dubbele telling van geavanceerde biobrandstoffen) in 2030.

(elektrische auto's verbruiken minder energie in olie-equivalent dan conventionele auto's met verbrandingsmotor), waardoor het aandeel van elektriciteit in het totale energieverbruik aan de lage kant blijft.

De groei in andere vormen van energie blijft beperkter. Waterstof vertegenwoordigt een aandeel van 1% in 2030, omdat op basis van de REDIII het aandeel RFNBO's (hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische origine) in vervoer minstens in 2030 1% moet zijn (een bindende doelstelling) en kan oplopen tot 5,5%. In de projecties stijgt dit aandeel op basis van economische optimalisatie tot 7% in 2050. Aardgas vertegenwoordigt een aandeel van 0% in 2020, 2% in 2030 en 4% in 2050.

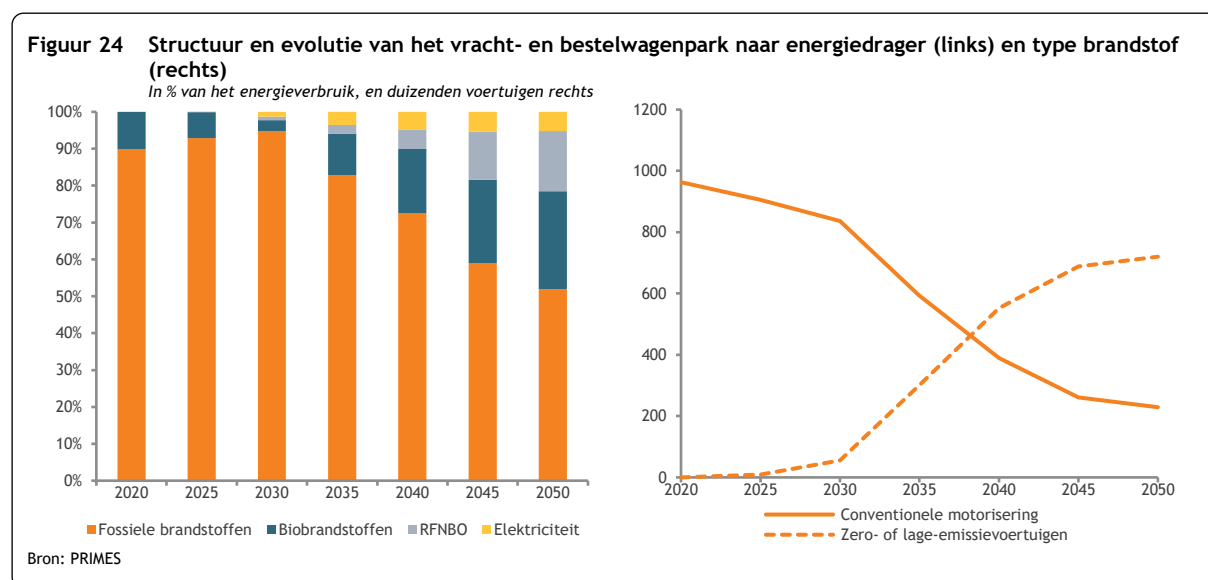
De volgende paragrafen spitsen zich toe op de doorbraak van alternatieve aandrijvingstechnologie en de samenstelling van het park van personenwagens.



Het wagenpark van voertuigen met een conventionele verbrandingsmotor wordt geleidelijk vervangen door nieuwe en alternatieve aandrijvingen, zoals wagens op elektriciteit en biobrandstoffen (figuur 23). Daardoor neemt de totale energievraag van auto's in de loop der tijd af, van 3,9 Mtoe in 2020 tot 1 Mtoe in 2050. Binnen de categorie van personenwagens maakt het verbruik van auto's die fossiele brandstoffen gebruiken in 2020 90% van het totale energieverbruik van auto's uit. Dit aandeel begint pas na 2030 gevoelig te dalen, ten gunste van elektrische voertuigen. De vraag naar RFNBO's neemt vanaf 2025 toe, wat een loutere omzetting is van de Europese doelstelling. Biobrandstoffen hebben een klein aandeel in het verbruik van privévoertuigen, in tegenstelling tot het meer globale perspectief dat hierboven is geschetst.

Voor personenwagens zal op het einde van de projectie-periode het leeuwendeel van finale energieverbruik voor rekening komen van elektriciteit. Figuur 24 laat voor het vrachtvervoer op de weg een ander beeld zien. De penetratie van vracht- en bestelwagens op alternatieve brandstoffen en elektriciteit verloopt trager en levert ook op het einde van de projectieperiode nog steeds een significant aandeel voertuigen op klassieke verbrandingsmotor op.

Gegeven de relatief lage efficiëntie van klassieke brandstoffen tegenover elektriciteit en RFNBO's, blijft het energieverbruik dan ook gedomineerd door fossiele brandstoffen. Dat wijst erop dat voor deze sector restrictievere maatregelen, of een strikt prijspad van het ETS-2 systeem nodig zijn.

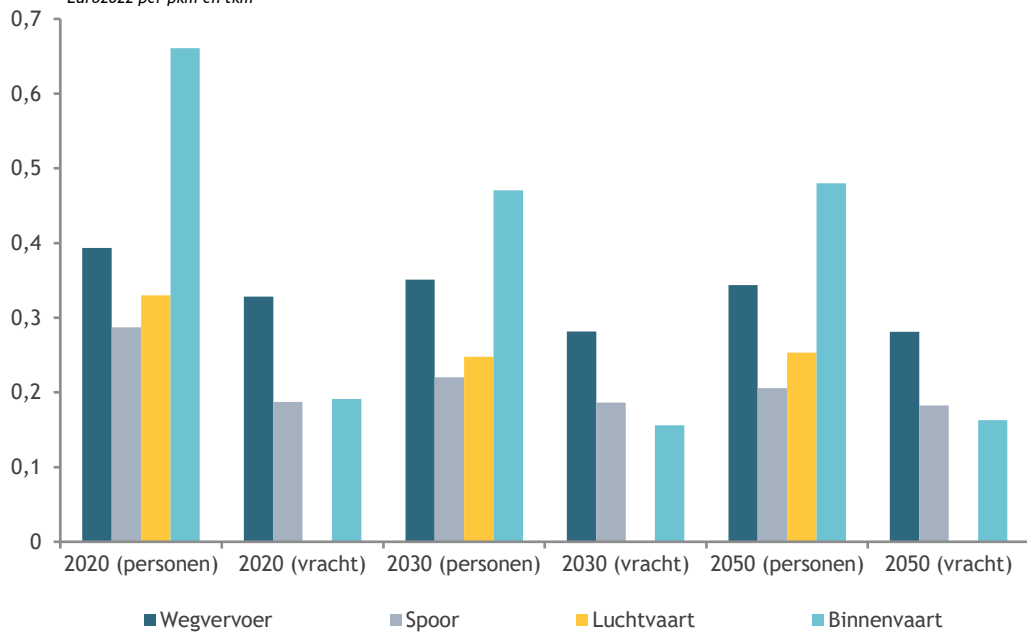


### c. Financiële indicatoren

De volgende grafiek geeft een gedetailleerd overzicht van de kosten die gepaard gaan met deze verbeteringen van de energie-efficiëntie en wijzigingen aan de motor. In het algemeen dalen de kosten per transportvolume tussen 2020 en 2030, waarna ze na 2030 stabiliseren.

De sector van het spoorvervoer kent relatief lage kosten per transportvolume, zowel voor personen- als goederenvervoer, waardoor het een economische optie is. Ter vergelijking: hoewel de binnenvaart duurder is voor het vervoer van personen, is het de goedkoopste optie voor het vervoer van goederen. De kosten per transportvolume over de weg, voor personen en goederen, dalen tussen 2020 en 2030 ook aanzienlijk en blijven daarna relatief stabiel.

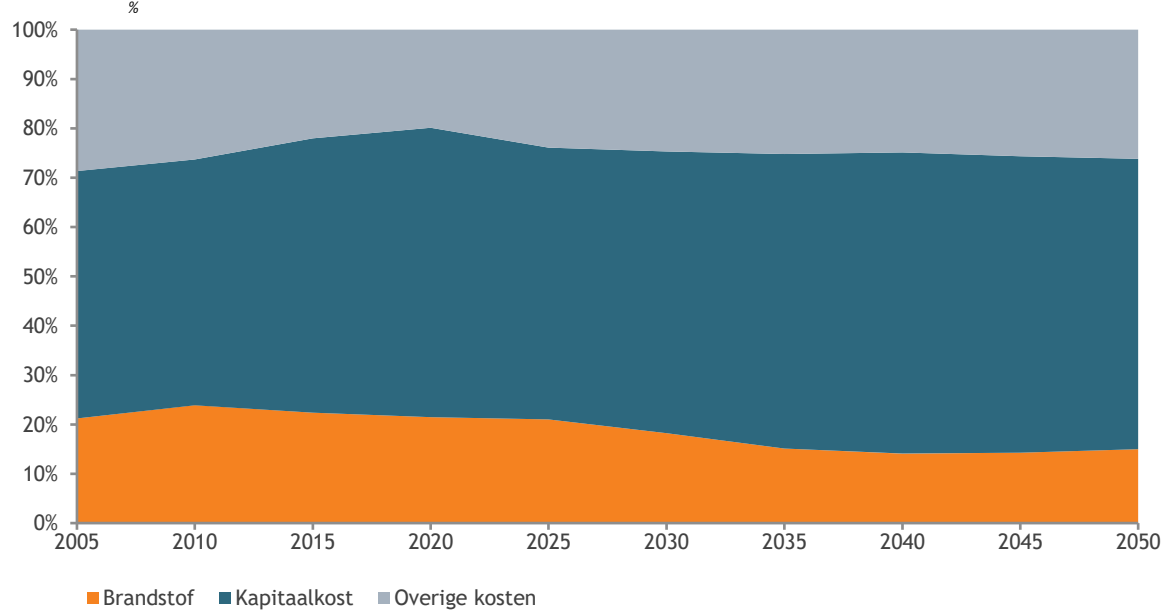
**Figuur 25** Transportkosten per passagier-kilometer en ton-kilometer  
Euro2022 per pkm en tkm



Bron: PRIMES

Net als voor de residentiële en tertiaire sector het geval is, zal ook de structuur van de kosten in de transportsector veranderen als gevolg van de energie- en klimaattransitie. De onderstaande grafiek toont het aandeel van brandstof, kapitaal en andere componenten in de kosten per kilometer. Ook hier valt het toenemende aandeel van kapitaalkosten (aankoop van voertuigen) op.

**Figuur 26** Kostencomponenten in de transportsector



Bron: PRIMES



#### 4.1.4. Industrie

De sector van de verwerkende nijverheid nam in 2021 een kleine 32% van de finale energieconsumptie voor haar rekening (Eurostat). Daarmee is ze onder de 4 sectoren aan de vraagzijde de belangrijkste afnemer. Ze is bovendien uniek<sup>21</sup> in de zin dat ze in belangrijke mate CO<sub>2</sub> – emissies produceert die niet afhangen van de verbranding van fossiele brandstoffen, maar eigen zijn aan het productieproces (de zogenaamde procesemissies). Deze zijn vooral belangrijk in de chemie, metaalverwerking en de productie van cement. De industrie was in 2021 goed voor 30% van de uitstoot van CO<sub>2</sub>, waarvan iets meer dan de helft bestond uit procesemissies (Register van broeikasemissies, 2023).

##### a. Nuttige energie

Net als voor de andere sectoren, beginnen we onze bespreking met het schetsen van de evolutie van de vraag naar nuttig energie. Deze is in belangrijke mate afhankelijk van de prognoses van de productie in deze sectoren, die gepresenteerd werden in paragraaf 3.3.

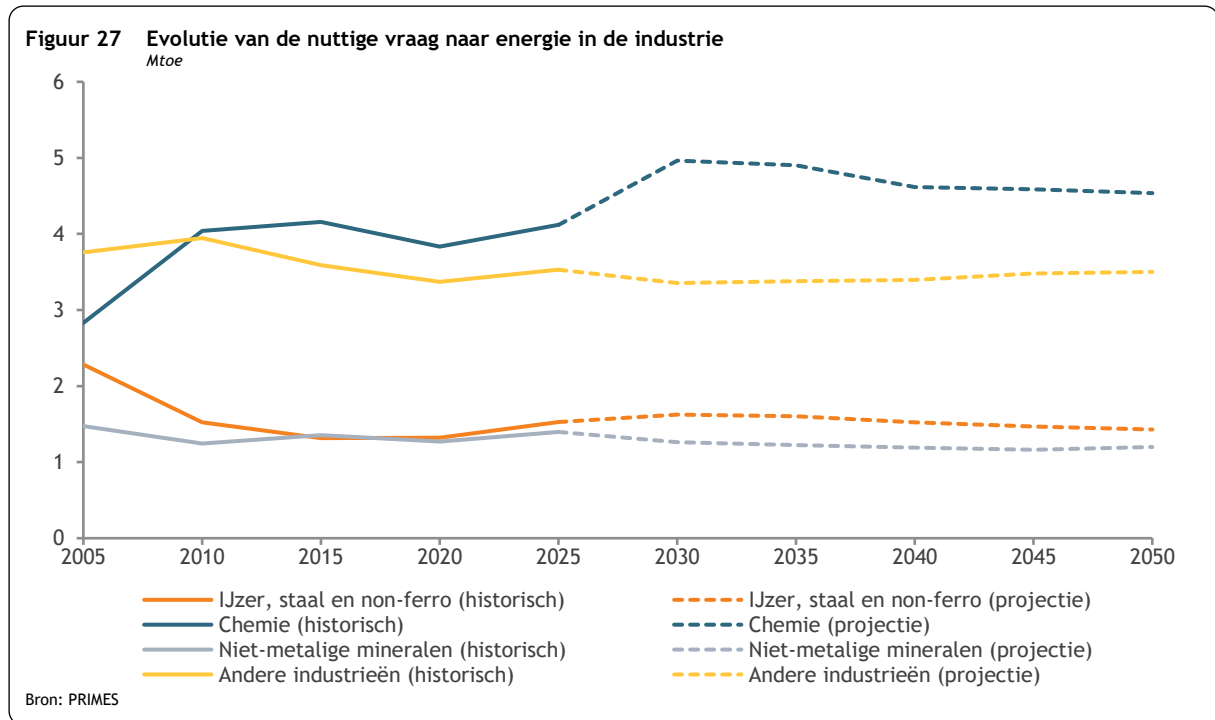
Toch verloopt de relatie tussen productie en energievraag niet 1-op-1. Die relatie is op termijn het gevolg van de zogenaamde autonome verbetering van energie-efficiëntie (AEEI, naar de Engelse term), een exogene aanname van de (neerwaartse) evolutie van het aandeel van energie in de totale productiekosten van de bedrijven. Ze omvat alle technologische vooruitgang die niet kan toegeschreven worden aan de keuzes binnen het model. We denken aan bijvoorbeeld productinnovatie die toelaat betere en meer gegeerde producten op de markt te brengen, voor eenzelfde hoeveelheid materiaal. Een ander klassiek voorbeeld is het inzetten van meer arbeidsintensieve productieprocessen, die toelaten hetzelfde product met minder energie te fabriceren.

Figuur 27 toont de energie-intensiteit van productie voor verschillende industrieën over de projectieperiode. Ze is uitgedrukt als megaton energie-equivalent per euro aan toegevoegde waarde. Hoewel het beeld van de historische energie-intensiteit niet altijd een duidelijke neerwaartse trend laat zien, daalt ze na 2030 gestaag, voor elke industrie met ongeveer een percent per jaar. Dat is in lijn met de literatuur rond de AEEI (zie ook Varga, Roeger en in 't Veld, 2021).

Omwille van de AEEI volgt de nuttige vraag aan energie de stijgende trend in de toegevoegde waarde die elke sector laat optekenen niet. Op de chemie na, blijft ze voor elke sector over de projectieperiode heen gelijk, zoals figuur 27 toont.

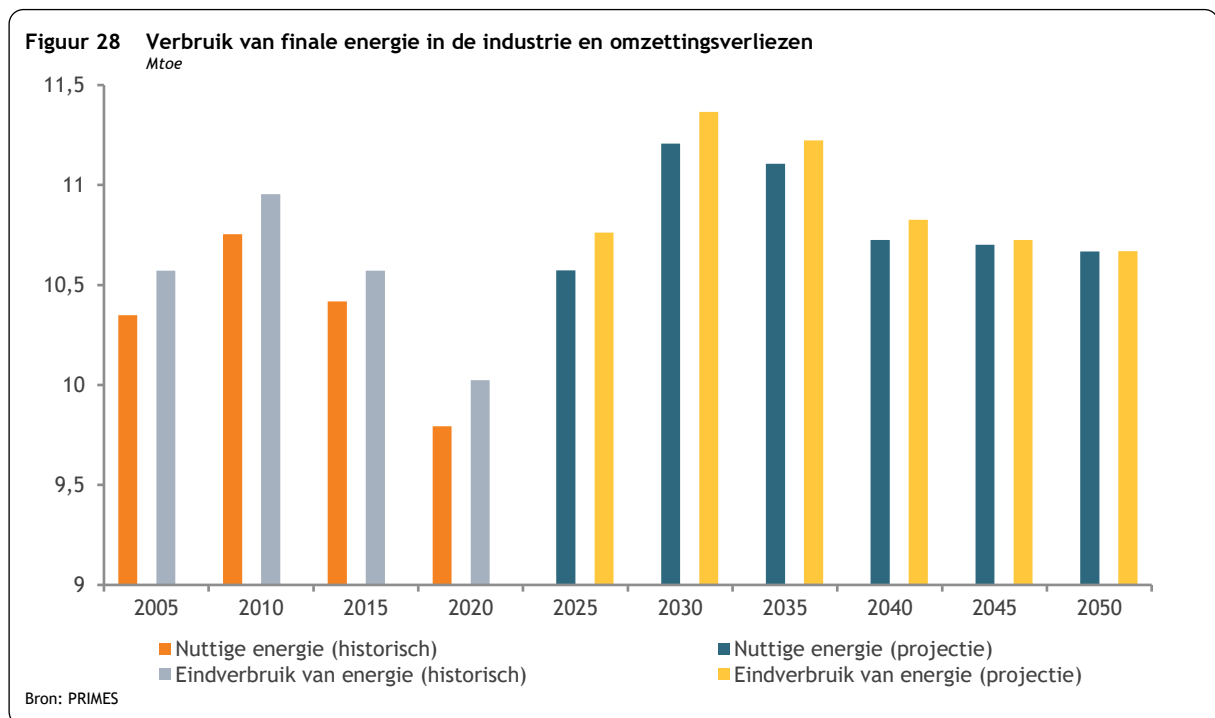
---

<sup>21</sup> De landbouwsector is een andere bron van emissies die niet aan brandstoffen zijn gebonden. Met 190 kton CO<sub>2</sub> en 207 kton methaan waren die in ons land verwaarloosbaar vergeleken bij de totale uitstoot,



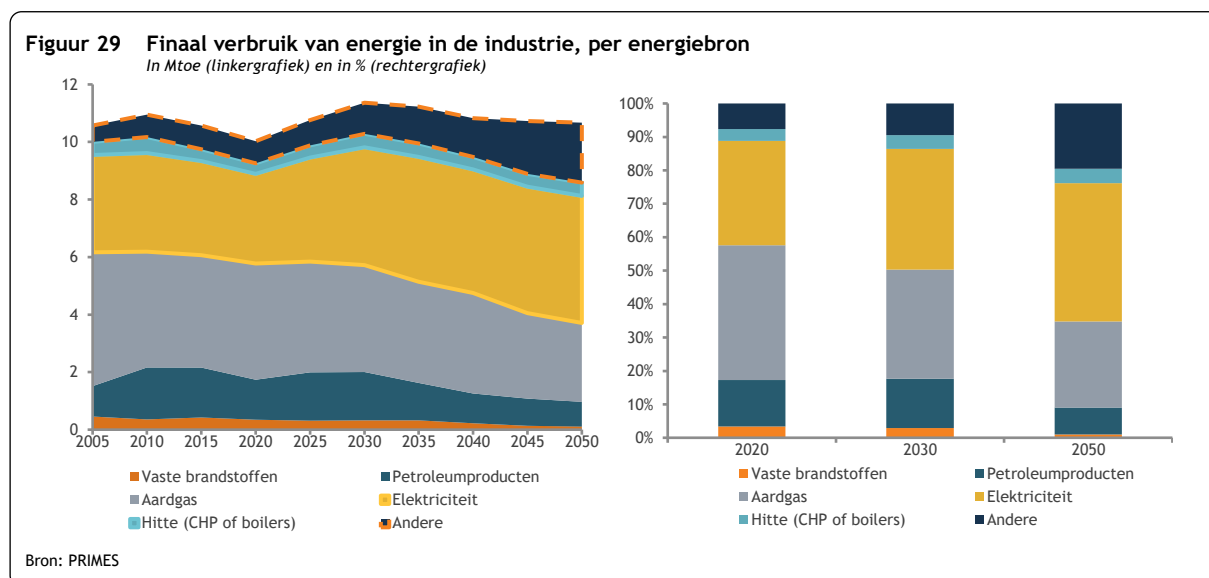
**b. Eindverbruik van energie**

Net zoals in overige sectoren het geval is, zal ook in de industrie het eindverbruik niet samenvallen met de vraag naar nuttige energie. Figuur 28 toont dat in de industrie het omslagpunt, waar de nuttige energie samenvalt met het eindverbruik pas in 2050 bereikt wordt. Dat in tegenstelling tot de residentiële sector, waar doorgedreven elektrificatie maakt dat al in 2030 het eindverbruik *lager* ligt dan de vraag naar nuttige energie. Dat wijst op een vertraagde transitie in de industriële sector. Noteer dat de daling van de vraag in 2020 het directe resultaat is van de sanitaire crisis.



Figuur 29 toont dat petroleumproducten inderdaad grotendeels uitgefaseerd worden, net als de vaste brandstoffen die al een relatief laag gewicht in de energiemix van de industrie lieten optekenen. Aardgas verliest rond 2030 eerst gevoelig aan terrein, maar blijft tegen het einde van de projectieperiode echter met een kleine 19% van de energieconsumptie een belangrijke plaats innemen. Elektriciteit wint vooral rond 2030 aan gewicht om tegen 2050 op 40% te stranden. Tegen die periode valt ook de evolutie van 'andere brandstoffen' op, die tegen dan vooral bestaan uit waterstof en synthetische koolwaterstoffen. Tegen 2030 bestaan die voor 42% uit groene waterstof (opgeweekt uit hernieuwbare energie). Geleidelijk aan groeit dat aandeel naar 100%.

De evolutie in het aandeel van andere brandstoffen, en het aandeel groene energie daarin, is het resultaat van een samenspel van beleid en techno-economische assumpties. De sterke evolutie van waterstof in het laatste decennium van de projectie is vooral het resultaat van exogene technologische assumpties die deze technologie aantrekkelijk maken. Het aandeel groene waterstof daarin is het resultaat van de verplichting in de REDIII, die oplegt dat tegen 2040 grijze waterstof uit de energiemix moet verdwenen zijn.

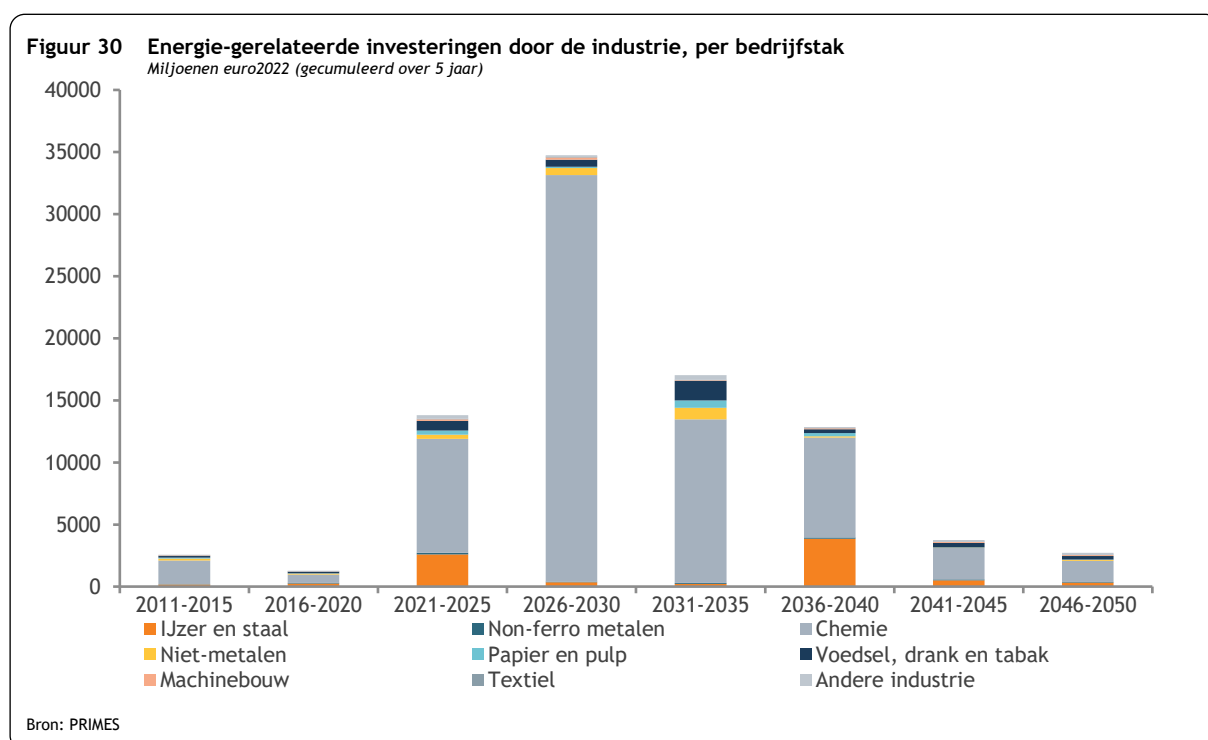


Beleid is ook de grootste drijfveer van het blijvend aandeel van gas. Het pad van ETS-1 dat we oplegden, is niet voldoende om een volledige decarbonisatie tegen 2050 op te leveren. Dat wijst op de noodzaak van een strikte beprijzing, of alternatieve beleidsmaatregelen, die andere technologie aantrekkelijk maken.

Voor we ingaan op de financiële impact van de maatregelen die wel zijn genomen, geven we enkele sectorspecifieke evoluties mee. De grootste daling van het aandeel van gas tussen 2020 en 2050 laat zich optekenen in de voedingssector, en staalnijverheid. Het aandeel gas daalt er ongeveer met een 25 procentpunten. In de productie van papier, de overige industrieën en in de niet-metaalsector, daalt het gewicht van gas minder snel (9, 4 resp 2 pp). De elektrificatie zet zich het snelste door in de chemie en in de staalnijverheid. De doorbraak van waterstof is bijna volledig voor rekening van de chemische sector. Omdat er geen sectorspecifiek beleid is meegenomen, is deze variatie volledig te verklaren door techno-economische aannames.

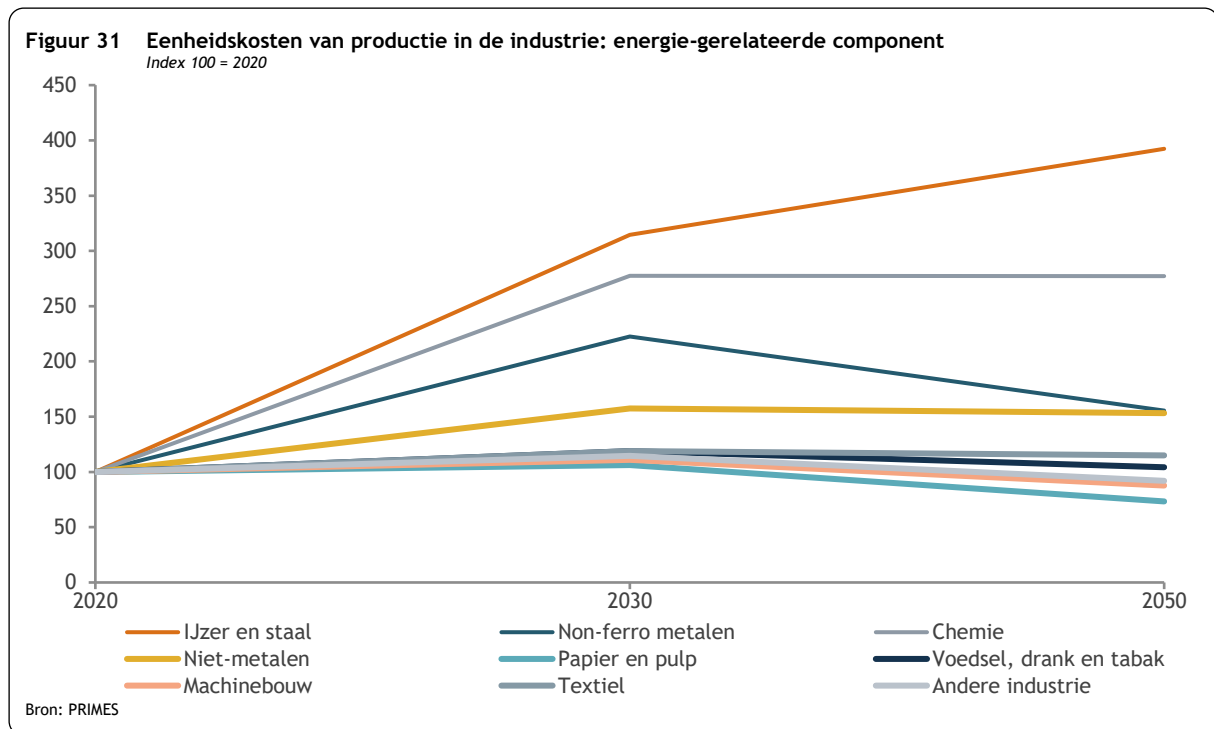
c. Financiële indicatoren

Figuur 30 toont de evolutie aan energie-gerelateerde investeringen door de verschillende industriële bedrijfstakken, gecumuleerd over intervallen van 5 jaar. Omdat PRIMES vooruitziendheid in economische beslissingen toelaat, zullen in de beginperiode van de transitie de belangrijkste investeringen plaatsvinden. Door vroeg te anticiperen op continu stijgend prijspad in het ETS-1 emissiehandelsysteem, vermijden bedrijven later kosten. Het grootste deel van de investeringen is in elke periode voor rekening van de chemische nijverheid, wat een indicatie is van zowel het economisch belang van die bedrijfstak in ons land, als van haar relatief belangrijke CO<sub>2</sub> – intensiteit per eenheid toegevoegde waarde.

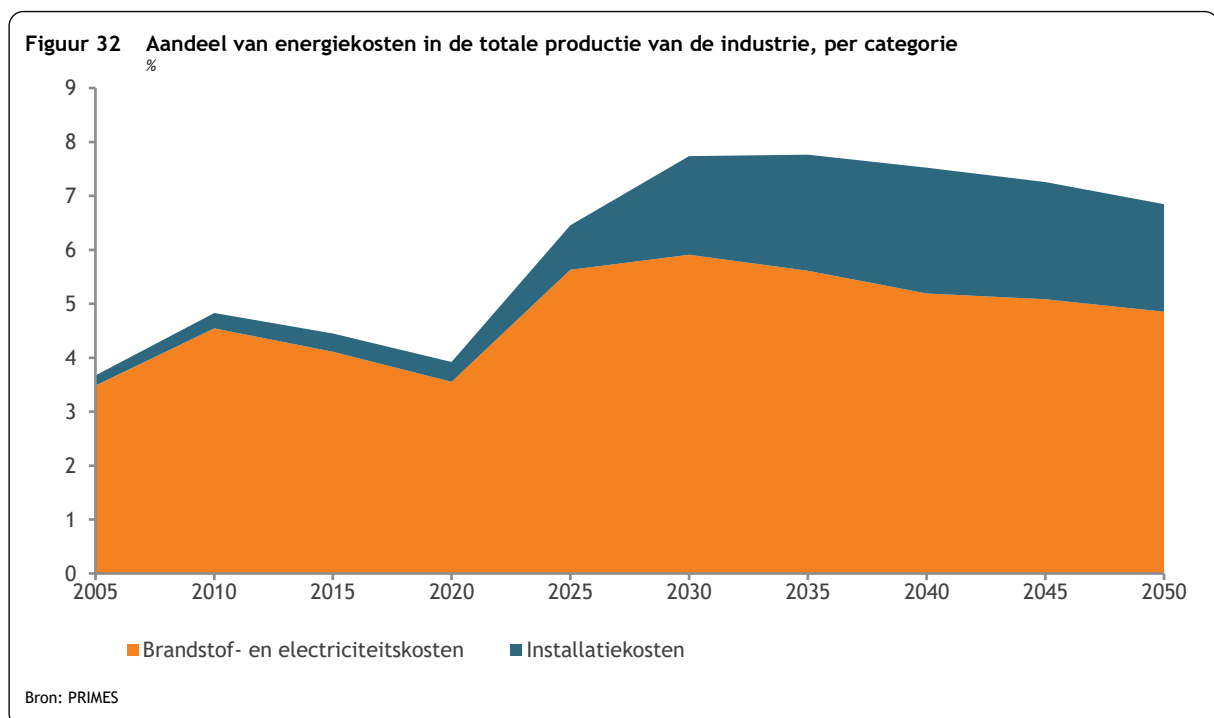


De nood aan bijkomende kapitaalinvesteringen, en de toenemende prijs energiedragers van zowel wegen op middellange termijn niettemin op de productiekosten van de meest getroffen bedrijven. Figuur 31 toont de evolutie van de energie-component van de eenheidskosten in verschillende industriële bedrijfstakken.

Tijdens de eerste periode van de transitie stijgen de kosten voor elke bedrijfstak, met de staal, non-ferro, niet-metalen en de chemie als belangrijkste uitschieters. Daarna – behalve voor de staalnijverheid – matigen de energiekosten zich terug, als de impact van zowel energiebesparende investeringen als dalend internationale energieprijzen zich doen voelen. Alleen voor papier, voor machinebouw als voor andere industrieën eindigen de energiekosten in reële termen echter onder het niveau van 2020.



Een dergelijke aanbodschok beïnvloedt de kostenstructuur van de bedrijven in hun geheel bekeken. Figuur 32 toont een patroon dat ondertussen vertrouwd zou moeten zijn. In de eerste periode van de transitie stijgen energiekosten tot historische propoerties, vooral gedreven door (gevoelig) toenemende kapitaalkosten. Slechts in de tweede periode neemt de druk op de industrie wat af. In tegenstelling tot de tertiaire sector, waar energiekosten uiteindelijk *onder* het niveau van 2020 dalen, blijft voor de industrie de uitdaging groot.



## 4.2. Sectorale weergave: aanbodzijde

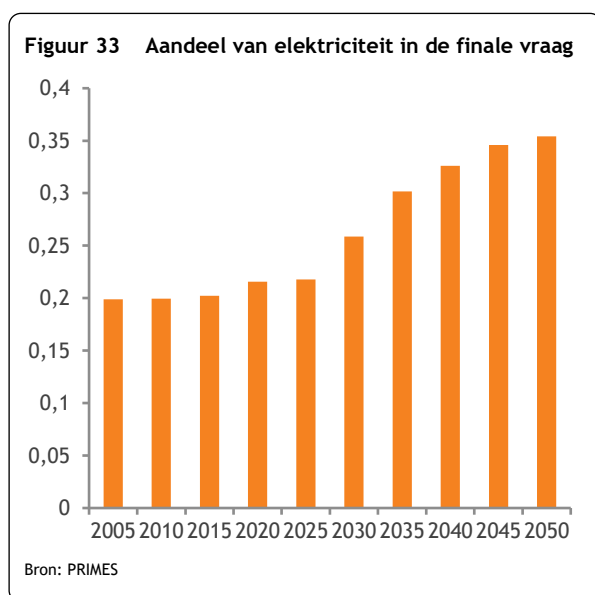
Elektriciteit is een van de middelen om aan de energiebehoeften van het land te voldoen. De sleutelrol die het speelt in het bereiken van klimaatneutraliteit maakt dat we er meer aandacht aan willen besteden. De geleidelijke elektrificatie van de verschillende sectoren vereist immers een productiepark dat gelijke tred kan houden met de groeiende vraag. Elektriciteit kan niet gemakkelijk worden opgeslagen, dus het is niet eenvoudig om dit te garanderen, vooral gezien de toenemende integratie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen in het elektriciteitsnet.

In deze paragraaf onderzoeken we eerst de evolutie van de elektriciteitsvraag. Deze komt overeen met de hoeveelheid elektriciteit die nodig is om aan de nationale behoeften te voldoen. We zullen onze analyse voortzetten door te onderzoeken hoe aan deze vraag naar elektriciteit wordt beantwoord, zowel wat betreft invoer als binnenlandse productie. Er zal bijzondere aandacht gaan naar de evolutie van het Belgische productiepark, zowel wat conventionele als hernieuwbare bronnen betreft. Tot slot worden de investeringen onderzocht die gepaard gaan met de omvorming van het elektriciteitspark.

### 4.2.1. Vraag naar elektriciteit

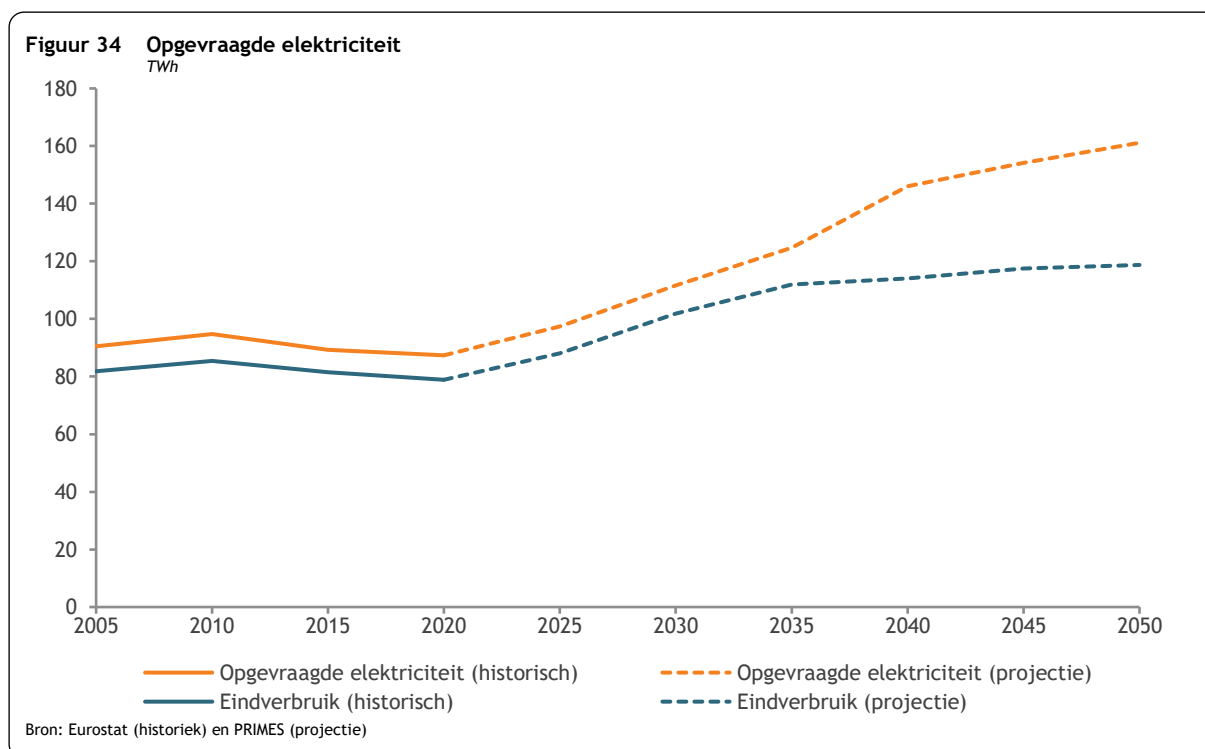
In de relevante paragrafen hebben we trends in het eindverbruik van elektriciteit per sector voorgesteld. Dit heeft ons in staat gesteld om te zien dat in alle sectoren tot 2035 een vrij aanzienlijke groei zal plaatsvinden. Voor zowel de industrie als de residentiële sector (grafieken 29 en 9) stabiliseert dit verbruik in de periode 2035-2050. In de transportsector blijft het echter tot 2045 toenemen (grafiek 22) en in de tertiaire sector tot het einde van de prognose (grafiek 16).

De vorige paragrafen hebben ook de toenemende elektrificatie in alle sectoren belicht. Terwijl het aandeel van elektriciteit in het eindverbruik in 2020 21,6% bedroeg, stijgt het tot 26% in 2030 en 35% in 2050. Figuur 33 laat zien dat de grootste verandering plaatsvindt tussen 2025 en 2035. Deze groei bedraagt tussen 2025 en 2030 gemiddeld jaarlijks 3,5% en tussen 2030 en 2035 3,1%. Ter vergelijking: de gemiddelde jaarlijkse groei is over de gehele prognoseperiode 1,3%. Vanuit sectoraal oogpunt is het de residentiële sector die tussen 2025 en 2035 de meest uitgesproken elektrificatie kent. Het aandeel van elektriciteit in het eindverbruik neemt tussen 2025 en 2030 met 6% en tussen 2030 en 2035 met 3% toe. Dit is vooral te verklaren door de massale installatie van warmtepompen (figuur 8, paragraaf 4.1.1). Daarna komt de transportsector waar het aandeel van elektriciteit in het eindverbruik tussen 2025 en 2030 met 18% en tussen 2030 en 2035 met 16% groeit. De industriële en tertiaire sectoren vertonen minder uitgesproken trends, met gemiddelde groeipercentages van respectievelijk 1,5% en 2,2% over de periode 2025-2035.



Om de totale hoeveelheid elektriciteit op te wekken die nodig is om aan de behoeften van het land te voldoen, hetgeen we de *elektriciteitsvraag* zullen noemen, moeten bij het eindverbruik twee elementen worden opgeteld. Het eerste heeft betrekking op verliezen op de transport- en distributienetwerken. Deze schommelen tussen 4,4% tot 4,5% van het eindverbruik van elektriciteit. Het tweede element is de elektriciteit die de energiesector verbruikt. Het omvat de elektriciteit die nodig is voor olieraffinage, de productie van synthetische brandstoffen en waterstof, pompcentrales<sup>22</sup> en batterijen, en de werking van elektriciteitscentrales (verlichting, reactorkoeling, enz.).

Figuur 34 toont de verwachte elektriciteitsvraag. Hij vergelijkt deze ook met historische gegevens. Merk op dat wanneer we het over elektriciteit hebben, het gepaster is om dit te doen in termen van (veelvouden van) MWh. In tegenstelling tot de resultaten in de vorige grafieken worden de elektriciteitsvraag en de andere indicatoren in dit deel van het document daarom uitgedrukt in TWh.



Over het eerste deel van de prognoseperiode (2020-2035) is te zien dat de opgevraagde energie dezelfde groei volgt als het eindverbruik van elektriciteit. Meer specifiek is hun gemiddelde jaarlijkse groei over

<sup>22</sup> Elke energieomzetting gaat gepaard met verliezen. Het omzetten van elektriciteit in hydraulische energie bij pompcentrales en het terugbrengen in elektrische vorm resulteert in een nettoverbruik van elektriciteit. Voor een pompcentrale ligt het rendement van een volledige cyclus (pompen gevolgd door turbinen) gewoonlijk tussen 70% en 80%.

deze periode 2,4%. Het verschil wordt echter groter in de tweede helft van de prognoseperiode. Terwijl de gemiddelde jaarlijkse groei voor het eindverbruik van elektriciteit daalt tot 0,4%, blijft deze voor de opgevraagde elektriciteit hangen op 1,7%.

Dit verschil is onder andere te wijten aan het toegenomen elektriciteitsverbruik voor de productie van waterstof door elektrolyse en synthetische brandstoffen (methaan, methanol en Fischer-Tropsch-processen<sup>23</sup>). De elektrolysecapaciteit zou bijvoorbeeld in 2035 nauwelijks 0,2 GW bedragen. Dit stijgt tot 0,9 GW in 2040, 2,2 GW in 2040 en 3,2 GW in 2050. De ontwikkeling van faciliteiten om CO<sub>2</sub> uit de lucht op te vangen draagt ook bij aan de toename van de vraag naar elektriciteit. Terwijl ze in België in 2035 (0,1 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub>/jaar) geïntroduceerd zullen worden, zullen ze zich pas echt ontwikkelen in 2040 (3,0 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub>/jaar) en 2050 (4,8 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub>/jaar).

In 2050 bedraagt de elektriciteitsvraag 161 TWh, 73 TWh meer dan in 2020. Over 30 jaar zal onze elektriciteitsbehoefte dus bijna verdubbeld zijn! Het is daarom belangrijk om te onderzoeken hoe aan deze vraag kan worden voldaan.

#### 4.2.2. Aanbod aan elektriciteit

Zoals bij de meeste grondstoffen kan aan de vraag naar elektriciteit worden voldaan door binnenlandse productie of door invoer. Aangezien elektriciteit echter niet gemakkelijk kan worden opgeslagen, is invoeren moeilijker dan voor andere grondstoffen (bv. gas of olie). Elektriciteit invoeren om een reserve van enkele weken aan te leggen is bijvoorbeeld ondenkbaar.

##### a. Netto-invoer

De elektriciteitsstromen tussen buurlanden zijn ononderbroken en lopen in twee richtingen. Ze zijn afhankelijk van zowel de vraag naar elektriciteit als de beschikbare opwekkingscapaciteit in de verschillende onderling verbonden landen. Als een buurland nog steeds elektriciteit kan produceren uit hernieuwbare bronnen of kerncentrales, zal het economisch gezien de voorkeur verdienen om die elektriciteit te importeren in plaats van lokale gas- of oliegestookte centrales op te starten. Om de uitwisselingen tussen België en zijn buurlanden te voorspellen, moeten we dus ook over modellen beschikken voor het productiepark en de elektriciteitsvraag van die buurlanden. Daarnaast moet rekening gehouden worden met de uitwisselingscapaciteit tussen directe burens, afhankelijk van de transmissielijnen die hen verbinden.

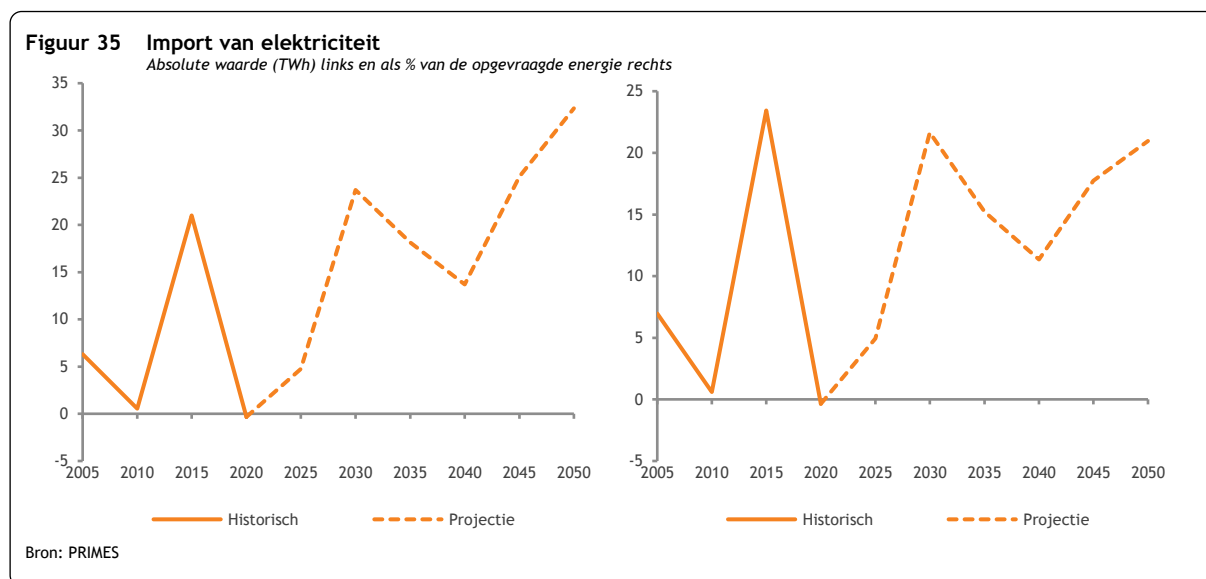
Het is zeker nuttig om te onthouden dat elektriciteit de moeilijkheid heeft dat het de weg van de 'minste weerstand' volgt. Dus als land A elektriciteit koopt van land B, kan deze door land C lopen, zelfs als landen A en B rechtstreeks met elkaar verbonden zijn. Dit betekent dat de uitwisseling tussen A en B een deel van de uitwisselingscapaciteit tussen A en C en tussen B en C opgebruikt. De mogelijke uitwisselingen tussen A en C, en tussen B en C, worden dus kleiner. Om met dit aspect rekening te houden, voorziet het model PRIMES in een optimalisatiemodel *Direct Current Power Flow*. Zonder in technische details te treden, is dit een (lineaire) benadering van de *Power Flow*, die toelaat de elektrische

---

<sup>23</sup> Eenvoudiger gezegd maakt het Fischer-Tropsch-proces de productie mogelijk van koolwaterstoffen van het type  $C_nH_{2n+2}$  uit waterstof en koolmonoxide



stromen in een onderling verbonden netwerk te analyseren op basis van de wetten van Kirchhoff (wet van knooppunten en mazen).



Figuur 35 (links) toont de trend in de netto jaarlijkse invoer, d.w.z. het verschil tussen de jaarlijkse invoer en uitvoer. Hoewel België van oudsher een netto-importeur is<sup>24</sup>, is de situatie tussen 2019 en 2022 omgedraaid<sup>25</sup>. De projecties laten zien dat het land tot 2050 weer een netto-importeur wordt. Er kunnen drie intervallen worden onderscheiden. Tussen 2020 en 2030 neemt de invoer toe met 24 TWh (d.w.z. 20% van de opgevraagde elektriciteit). Daarna daalt deze tot 14 TWh in 2040. Daarna trekt de trend weer aan tot 2050, wanneer 32 TWh wordt bereikt.

Als we kijken naar het aandeel van de elektriciteitsvraag dat wordt geïmporteerd, zien we (rechter grafiek in figuur 35) dat de geprojecteerde waarden binnen een vergelijkbaar bereik blijven als historische gegevens. Ze zijn zelfs lager dan de piek in 2015. Ondanks een stijging van de netto-invoer in absolute termen blijft de afhankelijkheid van België van zijn buurlanden relatief stabiel.

## b. Productie van elektriciteit

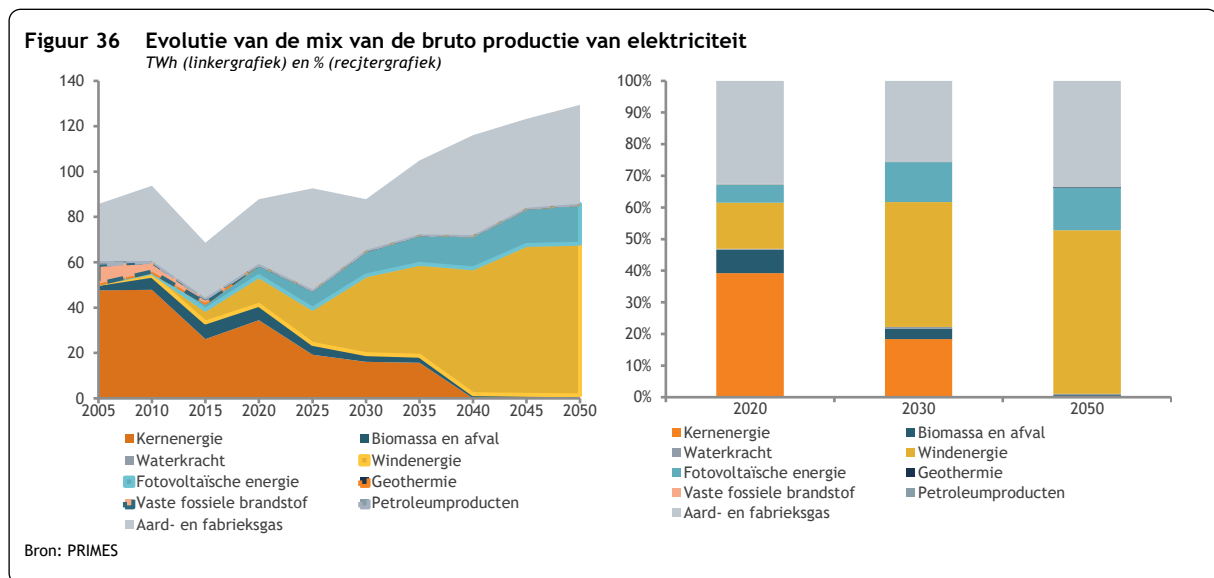
Zoals we net hebben gezien, vertegenwoordigt invoer maximaal 21% van de vraag naar elektriciteit. Het grootste deel van de elektriciteitsvraag wordt dus nog altijd in België geproduceerd. We zullen nu kijken hoe deze productie verdeeld is over de verschillende technologieën. Na een overzicht wordt bijzondere aandacht besteed aan hernieuwbare energiebronnen.

<sup>24</sup> 2009 was echter een uitzondering. Zoals vermeld in de energievoorzichten 2017 van het FPB zijn de factoren achter deze uitzondering 'zowel de gekrompen binnenlandse vraag (omwille van de financieel-economische crisis) als een nucleaire onbeschikbaarheid in Frankrijk'.

<sup>25</sup> De jaren 2021 en 2022 worden niet weergegeven in de grafiek, omdat PRIMES in stappen van vijf jaar werkt en 2020 als 'basisjaar' gebruikt. Ter informatie: volgens cijfers van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie bedroeg de netto-invoer in 2021 7,88 TWh en in 2022 7,53 TWh. In 2023 was België al terug een netto-importeur.

Overzicht

Figuur 36 (links) toont de verwachte bruto-elektriciteitsproductie per categorie. Hij vergelijkt deze ook met historische gegevens. Hierdoor zien we een bijna gestage toename van de binnenlandse productie sinds 2015. De enige uitzondering is het jaar 2030, wanneer het hogere niveau van de invoer betekent dat de Belgische gascentrales minder gebruikt zullen worden. In de periode 2020-2050 groeit de binnenlandse productie met een gemiddeld jaarlijks percentage van 1,3%. In 2050 bedraagt deze 129,4 TWh, 38% meer dan de historische piek in 2010. Deze groei is voornamelijk te danken aan twee factoren. Enerzijds de versnelde uitrol van windenergie, met een verviervoudiging van de productie tussen 2020 en 2050. Ten tweede een groter gebruik van gascentrales (+52% tussen 2020 en 2050).



Figuur 36 geeft ook een meer gedetailleerde beoordeling van de evolutie van drie productiefaciliteiten die een belangrijke rol hebben gespeeld of zullen spelen in de elektriciteitsproductie. Het gaat over kerncentrales, windturbines (en zonnepanelen) en gascentrales.

Wat kernenergie betreft, neemt de productie geleidelijk af tot 2035, wanneer de laatste twee reactoren (Tihange 3 en Doel 4) normaal gezien zullen sluiten. Meer specifiek leidt de sluiting van de eerste vijf reactoren<sup>26</sup>, in combinatie met het verlengde onderhoud van Tihange 3 en Doel 4 in 2025, tot een aanzienlijke vermindering van de productie tussen 2020 en 2025 (-44%). Aangezien de reactoren Doel 2 en Tihange 1 het grootste deel van 2025 nog actief zijn, daalt de productie tussen 2025 en 2030 verder (-16%). Daarna blijft ze stabiel tussen 2025 en 2035.

Vanaf 2030 compenseert de uitrol van windenergie en, in mindere mate, fotovoltaïsche zonne-energie het verlies van de vijf kernreactoren. In 2040 leveren deze twee bronnen alleen een productie die zeer dicht in de buurt komt van wat Tihange 3 en Doel 4 in 2035 produceren (72,0 TWh tegenover 72,3 TWh). Tot 2050 worden ze, zij het in een trager tempo, verder uitgerold. Dit geeft een productie van 84,4 TWh, wat meer is dan wat het volledige park produceerde in 2000 (82,8 TWh).

<sup>26</sup> Doel 3 eind 2022, Tihange 2 begin 2023, Doel 1 begin 2025 en Tihange 1 en Doel 2 eind 2025.

De productie van gascentrales varieert aanzienlijk over de prognoseperiode. In 2025 komt er een productiepiek (+56% ten opzichte van 2020), aangezien de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen niet volstaat om het verlies te compenseren dat inherent is aan de sluiting van kerncentrales en de toename van de vraag naar elektriciteit. In 2030 houdt de ontwikkeling van windenergie, in combinatie met toegenomen invoer, in dat er minder gascentrales zullen nodig zijn (50% minder dan in 2025). Daarna stijgt de productie weer in 2035 en 2040 om zich te stabiliseren rond 40-44 TWh.

De evolutie van de elektriciteitsmix (rechterzijde van figuur 36) benadrukt hoe het volledige Belgische park een metamorfose ondergaat. In 2020 was nog steeds meer dan de helft van alle elektriciteitsproductie afkomstig van 'conventionele' elektriciteitscentrales. Op dat moment maakten kerncentrales 39% van de mix uit en gascentrales 33%. Hernieuwbare energiebronnen, waaronder biomassa en afval, waren goed voor iets meer dan een kwart van de productie. Tegen 2040 keert de situatie zich om: hernieuwbare energiebronnen zijn goed voor meer dan 60% van de productie, terwijl 'conventionele' centrales nog maar een derde bijdragen.

Gezien de omvang van de productie uit hernieuwbare energiebronnen in de komende jaren, is het geen slecht idee om deze van dichterbij te bekijken.

### *Productie van hernieuwbare energie*

Ten eerste zijn hernieuwbare energiebronnen op te delen in twee categorieën: intermitterende bronnen (fotovoltaïsche zonne-energie, windenergie en run-of-the-river-waterkracht) en piloteerbare bronnen (geothermie, biomassa en afval). Terwijl de laatsten op dezelfde manier kunnen worden gebruikt als 'conventionele' energiecentrales, is de productie van de eersten afhankelijk van de weersomstandigheden en kan deze daarom niet naar behoefte worden gemoduleerd.

De verdeling tussen deze twee categorieën zal in de loop van de tijd veranderen. Vóór 2015 kwam hernieuwbare energie vooral uit piloteerbare bronnen (83% in 2005 en 73% in 2010). In 2015 leverden de twee types bijna dezelfde productie, zoals blijkt uit de subfiguur rechts in figuur 37. Vervolgens zien we een geleidelijke afname van de productie op basis van biomassa en afval, zowel in absolute als relatieve zin. In 2050 bedraagt deze minder dan 1 TWh.

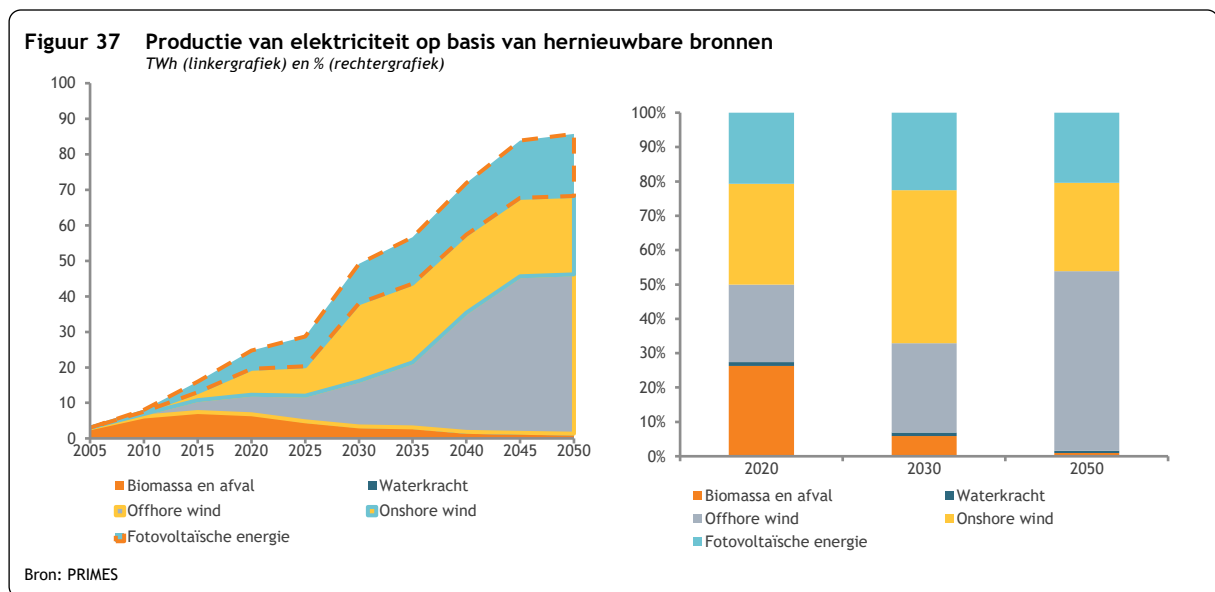
Hoewel intermitterende hernieuwbare energiebronnen allemaal vooruitgang boeken, doen ze dat aan een verschillend tempo.

Tegen 2030 neemt de offshore windproductie een hoge vlucht. Dit komt overeen met de ingebruikname van de Prinses Elisabeth-zone, die de geïnstalleerde capaciteit in de Noordzee met 2,5 kan vermenigvuldigen. Met deze toename maakt de offshore opgewekte windenergie in 2030 bijna de helft uit van de hernieuwbare energie. Zoals uitgelegd in 3.5.2 wordt aangenomen dat de capaciteit tussen 2030 en 2050 constant blijft, wat resulteert in een stabiele productie tot het einde van de prognoseperiode.

Wat onshore windenergie betreft houdt de tussen 2015 en 2020 waargenomen groei aan tot 2050, met een gemiddeld jaarlijks percentage van 7%. Tegen 2050 bereikt de productie een piek van 45 TWh, wat neerkomt op meer dan de helft van de hernieuwbare energieopwekking (52%).

Met een gemiddelde jaarlijkse groei van 4% tussen 2020 en 2050 bedraagt de productie door zonnepanelen in 2050 17,5 TWh. Ondanks deze stijging stagneert de bijdrage van fotovoltaïsche zonne-energie aan de hernieuwbare productie voor de gehele prognoseperiode op ongeveer 20%.

Gezien het beperkte hydraulische potentieel in België kan de output van run-of-the-river-waterkrachtcentrales zich niet op dezelfde manier ontwikkelen als wind- of zonne-energie. De ingebruikname van nieuwe stations in Wallonië betekent echter dat de productie tussen 2020 en 2035 zou kunnen verdubbelen (+247 GWh).



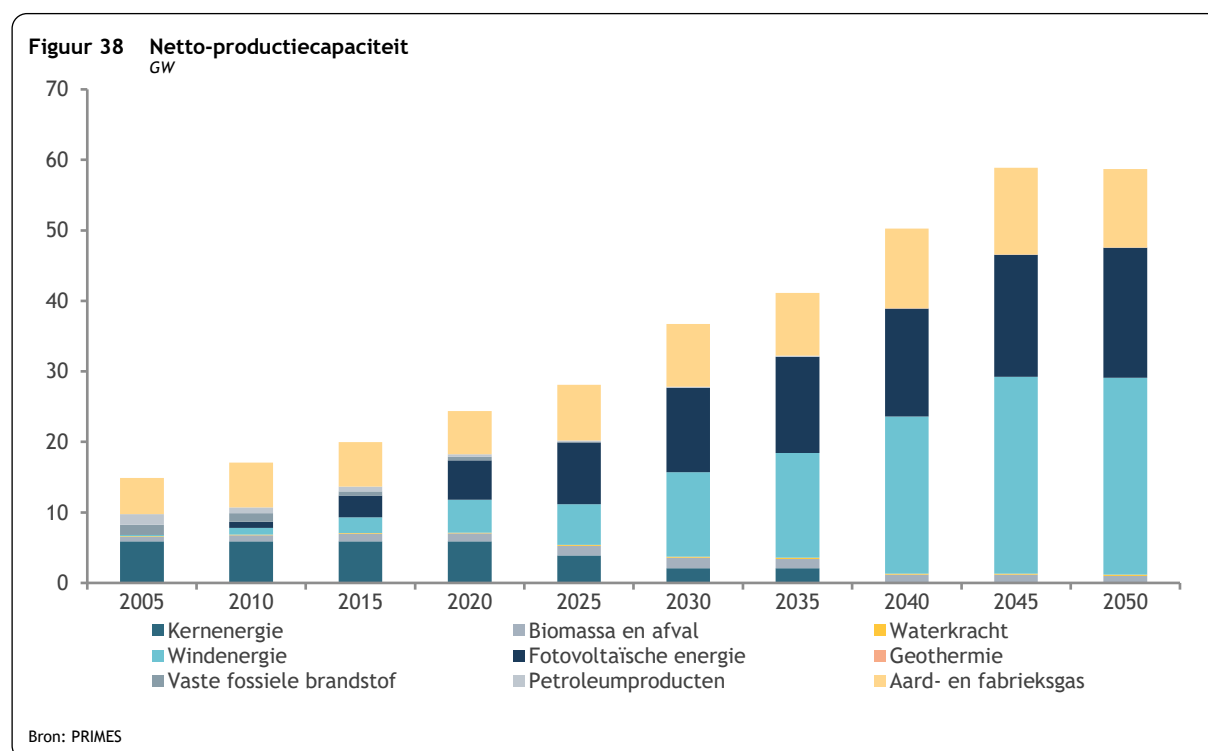
### c. Productiecapaciteit

Tot nu toe hebben we ons gericht op de hoeveelheid geproduceerde (of verbruikte) elektriciteit. We gaan nu de evolutie van het productiepark bekijken in termen van geïnstalleerd vermogen. Zoals we zullen zien, kunnen deze twee elementen afzonderlijk van elkaar vooruitgang boeken.

Figuur 38 laat zien dat de geïnstalleerde capaciteit gestaag toeneemt tot 2045, in tegenstelling tot de opwekking (figuur 37). In 2040-2050 stabiliseert ze zich op 59 GW. Op 30 jaar tijd zou het productiepark zijn capaciteit zo met 2,4 vermenigvuldigen.

Een vergelijking van figuur 36 en figuur 38 laat ook zien dat de capaciteit sneller groeit dan de productie. In de periode 2020-2050 bedraagt het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage voor capaciteit 3,0%, terwijl het voor productie 1,3% bedraagt. Dit is te wijten aan een combinatie van drie belangrijke factoren: verbintenissen inzake de productiemiddelen, de massale integratie van intermitterende bronnen en de noodzaak om (op elk moment) een evenwicht te garanderen tussen productie en vraag.

De geleidelijke sluiting van bestaande kerncentrales en het verbod op de bouw van nieuwe, in combinatie met de wens om geen steenkoolcentrales meer te bouwen, beperkt de keuze van productiemiddelen. Aan de ene kant hebben we hernieuwbare energiebronnen en aan de andere kant gascentrales (natuurlijk, afgeleid, met waterstof of synthetisch<sup>27</sup>). Vanuit economisch oogpunt geven de resultaten van PRIMES aan dat de omstandigheden niet gunstig zijn voor de ontwikkeling van centrales die worden aangedreven door waterstof en synthetisch gas. Hetzelfde geldt voor eenheden die biomassa verbranden, die geleidelijk verdwijnen (■ in figuur 38). Dus blijven er nog maar twee alternatieven over: intermitterende hernieuwbare energiebronnen en aardgascentrales.

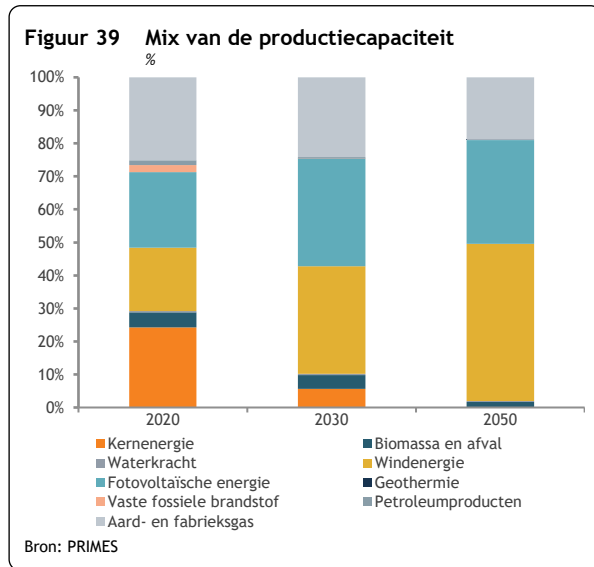


Intermitterende hernieuwbare energiebronnen zijn per definitie afhankelijk van weersomstandigheden. Hun productie kan daarom drastisch lager liggen op bepaalde momenten van de dag (bijvoorbeeld 's nachts voor fotovoltaïsche energie) of in bepaalde tijden van het jaar. Voor een gegeven geïnstalleerde capaciteit resulteert dit in een jaarlijkse productie die doorgaans lager is dan die van 'conventionele' energiecentrales. In de periode 2010-2020 wekte een kerncentrale (of gascentrale) bijvoorbeeld gemiddeld 6,1 TWh/GW (of 4,6 TWh/GW) op, terwijl offshore windparken 3,2 TWh/GW produceerden, onshore windparken 1,8 TWh/GW en zonnepanelen 0,8 TWh/GW. Dit verklaart waarom, hoe groter het aandeel van deze bronnen in de elektriciteitsmix, hoe groter de kloof tussen productie en geïnstalleerde capaciteit.

Bovendien weten we dat de stabiliteit van het elektriciteitsnetwerk een permanent evenwicht tussen vraag en productie vereist. Om het gebrek aan zonne- en windenergie bij slechte weersomstandigheden te compenseren, is het belangrijk om regelbare eenheden te hebben die back-up kunnen leveren. Aangezien deze eenheden niet continu in bedrijf zijn, is hun jaarlijkse productie vrij beperkt. Dit vergroot de kloof tussen de toename van de geïnstalleerde capaciteit en van de productie. In 2025

<sup>27</sup> Met synthetisch gas bedoelen we vooral methaan dat wordt gemaakt van waterstof en CO<sub>2</sub>.

hadden gascentrales bijvoorbeeld een totale capaciteit van 7,9 GW en produceerden ze 44,7 TWh. Hoewel er tussen 2025 en 2050 nog eens 3,2 GW geïnstalleerd wordt, blijft hun productie in deze periode onder de 44,1 TWh.



Net als bij de productie (rechterzijde van figuur 36), toont figuur 39 de evolutie van de mix aan elektriciteitscapaciteit. Deze grafiek toont opnieuw de volledige verandering in de mix vanaf 2030. Tot en met 2020 bestond meer dan de helft van het park uit conventionele centrales. Kerncentrales en gascentrales hadden bijna dezelfde capaciteit. Tegen 2040 zijn fotovoltaïsche en windenergie-installaties goed voor bijna driekwart van het park. Er moet worden opgemerkt dat, hoewel de fotovoltaïsche capaciteit toeneemt (figuur 38, het aandeel ervan in de mix tussen 2030 en 2050 stagneert op ongeveer 30%.

Een vergelijking van de productiemix (figuur 36) en de capaciteitsmix (figuur 38) toont duidelijke trends tussen capaciteit en opwekking. Hier zijn drie voorbeelden. Hoewel kernenergie in 2020 en 2030 respectievelijk slechts 24% en 6% van de geïnstalleerde capaciteit vertegenwoordigt, is zij nog steeds goed voor 39% en 18% van de totale productie. Aan de andere kant vertegenwoordigt fotovoltaïsche zonne-energie ongeveer 30% van de capaciteitsmix tussen 2030 en 2050, terwijl ze stagneert op 13% van de productiemix. Tot slot is de evolutie van windenergie in de capaciteitsmix vrij gelijkaardig aan die in de productiemix (39% vs. 33% in 2030, 48% vs. 44% in 2040, en 52% vs. 48% in 2050).

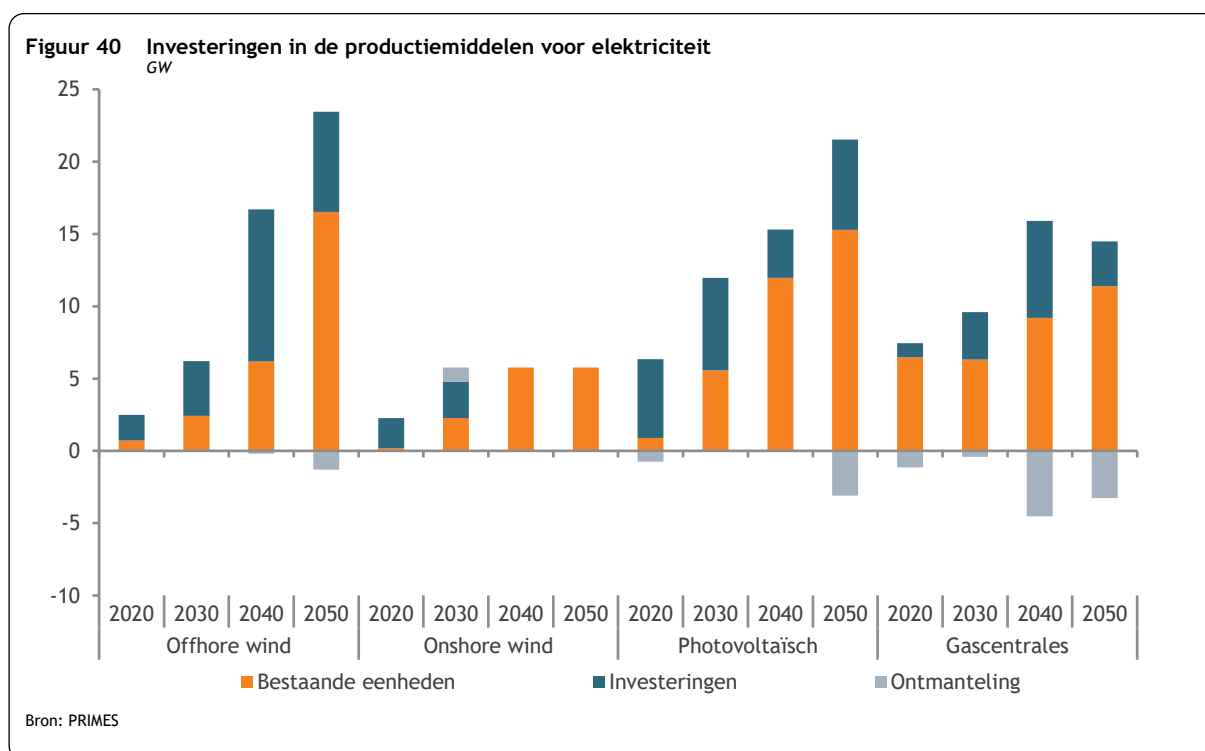
#### d. Investeringsen en financiële indicatoren

We hebben net gezien dat de geïnstalleerde capaciteit in België tussen 2020 en 2050 met 34 GW zou toenemen. Deze ontwikkeling betreft voornamelijk windenergie (+23 GW), fotovoltaïsche zonne-energie (+13 GW) en, in mindere mate, gascentrales (+5 GW). De uitrol van deze capaciteit vereist onvermijdelijk investeringen in de elektriciteitssector. Daarover gaat deze paragraaf.

Voordat we ingaan op het economische aspect, moeten we erop wijzen dat de tot nu toe getoonde capaciteiten overeenkomen met geïnstalleerde waarden op een bepaald moment. Het verschil opmeten tussen deze waarden op twee gegeven tijdstippen geeft daarom alleen een ondergrens voor de nieuw geïnstalleerde capaciteit. Dit houdt immers geen rekening met het feit dat oude centrales mogelijk van de markt zijn gehaald en zijn vervangen door nieuwe. Deze aanpak is dus niet voldoende om de financiële investeringen te analyseren die inherent zijn aan de ontwikkeling van het park.

Figuur 40 laat zien hoe de capaciteit verandert voor de 4 belangrijkste opwekkingsbronnen (offshore en onshore windenergie, fotovoltaïsche zonne-energie en gascentrales). Meer specifiek wordt voor elk streefjaar de reeds geïnstalleerde capaciteit in het voorgaande streefjaar getoond (2010 wordt gebruikt voor het streefjaar 2020), evenals de investeringen en ontmanteling die tussen de twee streefjaren

hebben plaatsgevonden. Daar zien we dat volgens het model wat offshore en onshore windenergie betreft er weinig zal worden ontmanteld (slechts 1,3 GW in 2050). Ook voor fotovoltaïsche zonne-energie blijft de ontmantelde capaciteit beperkt (0,8 GW in 2020 en 3,1 GW in 2050). Voor gascentrales is de situatie is echter dynamischer: 4,5 GW in 2040 en 3,3 GW in 2050. Dit leidt tot de in tabel 11 samengevatte investeringsbehoeften. Daar zien we dat de investeringen in capaciteit voor gascentrales veel hoger zijn dan de variaties in geïnstalleerde capaciteit doen vermoeden: 6,7 GW tussen 2030 en 2040 (voor een variatie in capaciteit van 2,2 GW) en 3,1 GW tussen 2040 en 2050 (terwijl de geïnstalleerde capaciteit met 0,2 GW daalt).



**Tabel 10** Nieuwe capaciteitsbehoeften voor wind- en zonne-energie en gascentrales (GW)<sup>28</sup>

Technologie	Periode	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Onshore windenergie		3,8 (3,8)	10,5 (10,3)	6,9 (5,6)
Offshore windenergie		2,5 (3,5)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Fotovoltaïsche zonne-energie		6,4 (6,4)	3,4 (3,3)	6,3 (3,2)
Gascentrales		3,3 (2,9)	6,7 (2,2)	3,1 (-0,2)

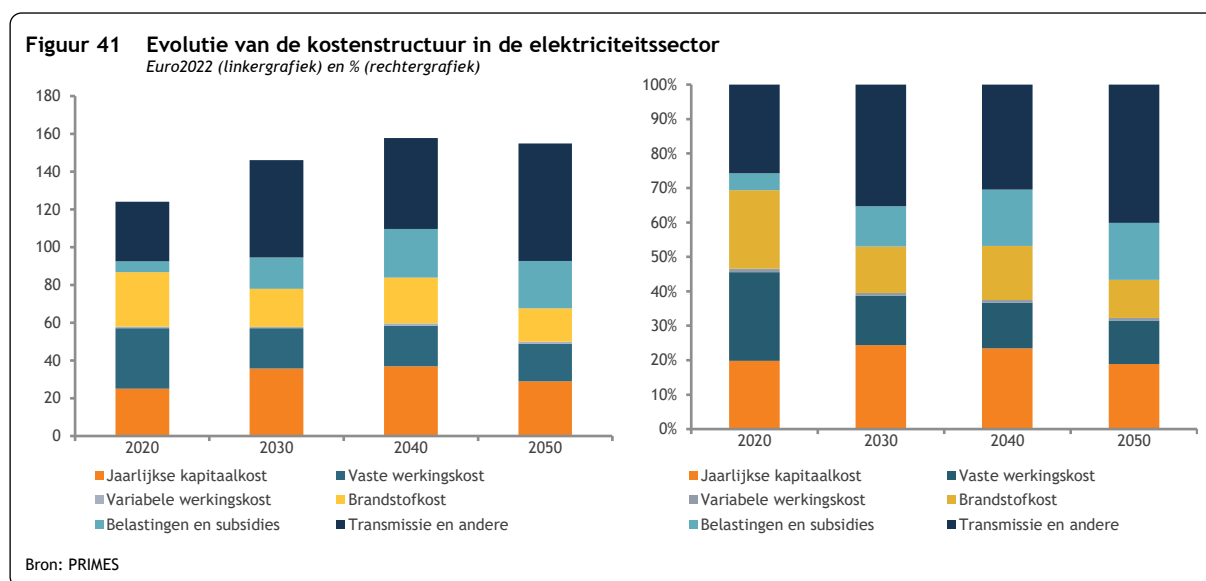
De financiële investeringen in verband met de behoefte aan nieuwe capaciteit staan in tabel 11. Daar zien we dat de grootste investeringen verband houden met de uitrol van windenergie, met een totaal van 37,1 miljard euro tussen 2020 en 2050. Voor de vier onderzochte technologieën is tussen nu en 2050 een investering van 58,6 miljard euro nodig. Deze is vrij gelijkmatig verdeeld over de drie perioden (2020-2030, 2030-2040 en 2040-2050).

<sup>28</sup> Ter vergelijking is tussen haakjes de variatie van capaciteit over de periode gegeven.

**Tabel 11 Financiële investeringen voor wind- en zonne-energie en gascentrales**  
Miljoen euro2022

Technologie	Periode	2020-2030	2030-2040	2040-2050	Totaal
Windenergie		12538,0	14858,8	9684,4	37091,2
Fotovoltaïsche zonne-energie		5005,4	2288,6	3958,1	11252,1
Gascentrales		2655,2	3948,4	2720,7	9324,7
<b>Totaal</b>		<b>21516,9</b>	<b>21631,6</b>	<b>15421,3</b>	<b>58569,8</b>

We sluiten deze paragraaf af met een analyse van de trends in de gemiddelde kost van het aanbod van elektriciteit (figuur 41). Deze wordt gedefinieerd als de totale productiekost gedeeld door de nettoproductie, vermeerderd met de kost van transmissie en andere aanbodkosten. De productiekost omvat de jaarlijkse kapitaalkost, vaste en variabele bedrijfskosten, alsook brandstofkosten en belastingen.



In absolute termen stijgt de kost van elektriciteitsproductie vanaf 2030, om nooit meer terug te keren naar niveaus van voor de klimaattransitie. Deze stijging wordt in eerste instantie gedreven door een toename van het aandeel van geamortiseerde kapitaalkosten en andere aanbodkosten (transmissie en andere). Daarna nemen brandstofkosten licht af, om vervangen te worden door een toegenomen gewicht van belastingen, met name via een stijging van de ETS-prijs.

#### e. Andere indicatoren

In de vorige paragrafen hebben we gekeken naar trends in de vraag naar elektriciteit, hoe aan deze vraag werd voldaan door invoer en binnenlandse productie, en hoe de productie zich vertaalde in capaciteit. We geloven ook dat enkele bijkomende indicatoren ons zullen helpen om de evolutie van het Belgische elektriciteitssysteem beter te begrijpen. Deze zijn te zien in tabel 12.

**Tabel 12 Indicatoren betreffende de elektriciteitsproductie**

Indicator	Jaar	2020	2030	2040	2050
Gemiddeld rendement van de elektrische productie [%]		44,2	59,1	75,6	77,0
Gemiddeld rendement van de thermische productie [%]		44,9	48,7	54,3	53,1
Uitstoot van thermische centrales [MtCO <sub>2</sub> ]		15,5	13,8	19,0	18,9
Gemiddelde benuttingsgraad van de capaciteit [%]		39,7	26,7	26,1	25,0



Het is geen verrassing dat het gemiddelde rendement van elektriciteitsopwekking tussen 2020 en 2050 gestaag toeneemt. Dit komt door het groeiende aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsmix. Deze bronnen hebben conventioneel immers een rendement per eenheid<sup>29</sup>.

Het rendement van thermische centrales gaat in stijgende lijn. Tussen 2020 en 2050 neemt dit met bijna 20% toe. Een van de redenen hiervoor is de geleidelijke vervanging van oudere gascentrales door efficiëntere (zie paragraaf d.).

De in paragrafen c. en d. aangegeven penetratie van intermitterende bronnen leidt in het net tot een lagere benuttingsgraad van de geïnstalleerde capaciteit<sup>30</sup>. Dit percentage daalt van bijna 40% in 2020 tot 25% in 2050, een vermindering van bijna 40%. De trend is echter niet uniform voor alle technologieën, zoals tabel 13 laat zien.

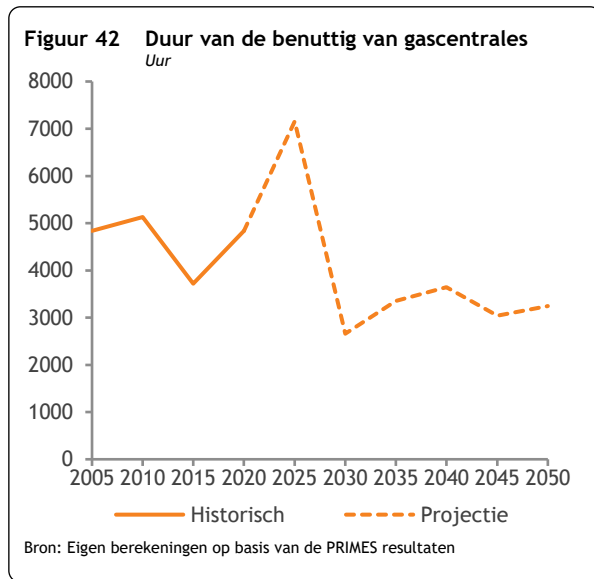
**Tabel 13** Gemiddelde gebruiksfactor per technologie  
%

Technologie	Jaar	2020	2025	2030	2040	2050
Offshore windenergie		36,6%	42,0%	43,4%	43,7%	43,7%
Onshore windenergie		26,4%	23,6%	23,6%	23,2%	23,1%
Fotovoltaïsche zonne-energie		10,5%	10,8%	10,6%	10,8%	10,8%
Run-of-the-river-waterkrachtcentrales		28,5%	35,2%	35,5%	35,6%	35,4%
Gascentrales		55,2%	61,9%	26,9%	43,2%	43,5%
Biomassacentrales		36,2%	32,1%	22,7%	10,5%	6,9%

Daar zien we dat voor fotovoltaïsche zonne-energie de waarden over de prognoseperiode stabiel blijven (gemiddeld 10,8%). Hetzelfde geldt voor onshore windparken en run-of-the-river-waterkrachtcentrales. Hun gemiddelde benuttingsgraad is respectievelijk 23,2% en 35,4%. Voor offshore windenergie neemt de gemiddelde benuttingsgraad in 2030 licht toe door de ingebruikname van efficiëntere windturbines in de Prinses Elisabeth-zone. Deze stijgt van een gemiddelde waarde van 38% in 2010-2025 tot 43,7% in 2030-2050. Daar zien we ook dat biomassacentrales steeds minder worden ingezet, met een benuttingsgraad gedeeld door 6 tussen 2050 en 2020. Tot slot merken we op dat het gebruik van gascentrales sterk varieert naargelang het jaar.

<sup>29</sup> Dit wordt gedefinieerd als de verhouding tussen geproduceerde energie en verbruikte energie. De Eurostat-conventies gaan ervan uit dat de verbruikte 'wind-' (of zonne-)energie overeenkomt met de energie die wordt geproduceerd door windturbines (of zonnepanelen).

<sup>30</sup> Ter herinnering: de gemiddelde benuttingsgraad (of capaciteitsfactor) wordt gedefinieerd als de verhouding tussen de 'echte' productie en de maximale productie (d.w.z. het nominaal vermogen vermenigvuldigd met de beschouwde periode). Voor intermitterende hernieuwbare energiebronnen wordt de benuttingsgraad dus (voornamelijk) bepaald door de weersomstandigheden.



Figuur 42 geeft een meer gedetailleerd beeld van het gebruik van gascentrales. De getoonde gebruiksduur komt overeen met het aantal uren dat de centrale gebruikt zou worden als deze altijd op maximaal vermogen zou produceren. Deze wordt berekend door de gemiddelde bezettingsgraad te vermenigvuldigen met het aantal uren in het jaar (d.w.z. 8 760 voor een niet-schrikkeljaar). Daar zien we dat, met uitzondering van het jaar 2025, de gebruiksduur onder het historische minimum van 2015 blijft. Met een gemiddelde van 3 187 uur in de periode 2030-2050 worden gascentrales dus 30% minder gebruikt dan in de periode 2000-2020 (4 574 uur).

### 4.3. Transversaal profiel

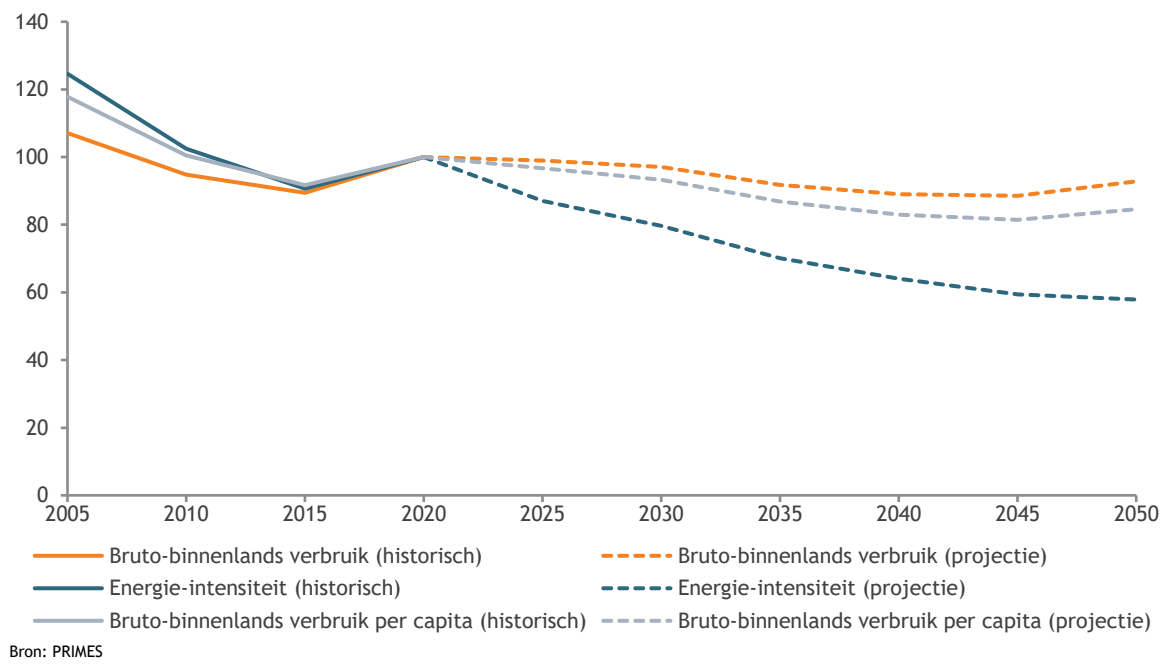
In de voorbije paragrafen hebben we een strikt sectorale benadering gevolgd. We bespraken de evolutie van het energieverbruik en -opwekking, brandstof- en technologiekeuze net als enkele indicatoren met sociaal-economische relevantie. In deze paragraaf presenteren we enkele indicatoren die een transversaal beeld brengen. Na een bespreking van het totale binnenlandse energieverbruik in relatie met het aanbod, gaan we in op de cruciale vraag of België, gegeven onze keuze van beleidsinstrumenten, in staat is de Europese doelstellingen voor 2030 inzake emissiereductie, energie-efficiëntie en andere te halen. Daarna volgt een korte bespreking van enkele brede sociaal-economische indicatoren.

#### 4.3.1. Energie-afhankelijkheid

Zowel de behoeften, als het binnenlandse aanbod van energie zullen onder invloed van de transitie ingrijpend veranderen. Dat heeft implicaties voor de totale energiebevoorrading van België. Deze bevoorrading wordt weergegeven door de indicator 'bruto binnenlands energieverbruik', die het verbruik van alle vormen van energie omvat, ongeacht of ze in België worden geproduceerd of ingevoerd.

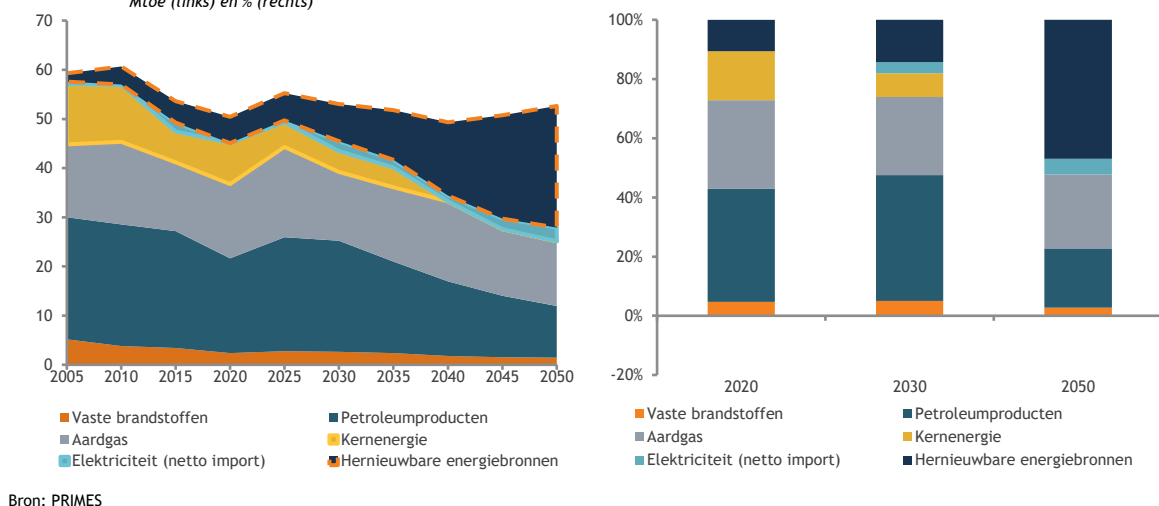
Het bruto binnenlands verbruik in België schommelt licht tijdens de projectieperiode (figuur 43). De evolutie van het bruto binnenlands verbruik per capita volgt een vergelijkbaar patroon. De energie-intensiteit wordt berekend als de verhouding tussen het bruto binnenlands verbruik en het bruto binnenlands product van het land. Tussen 2020 en 2050 daalt ze jaarlijks met 1,8%. De Belgische EPB heeft met andere woorden steeds minder energie nodig om te groeien. Deze indicator houdt wel alleen rekening met energie die in eigen land wordt geproduceerd of ingevoerd, maar niet met de energie voor de productie van goederen die buiten België worden gemaakt.

**Figuur 43 Evolutie van de bruto binnenlandse consumptie en de intensiteit van het energieverbruik**  
 Index 2020=100



De volgende grafiek gaat dieper in op de evolutie van het bruto binnenlands verbruik per energievorm. De bruto binnenlandse vraag stabiliseert zich in 2050 op iets meer dan 50 Mtoe. De hierboven genoemde verbeteringen in energie-efficiëntie en veranderingen in energiebronnen spelen daarom een cruciale rol bij het verzachten van de impact van het volume van de economische activiteit en de bevolkingsgroei.

**Figuur 44 Bruto - binnenlandse consumptie per energievorm**  
 Mtoe (links) en % (rechts)

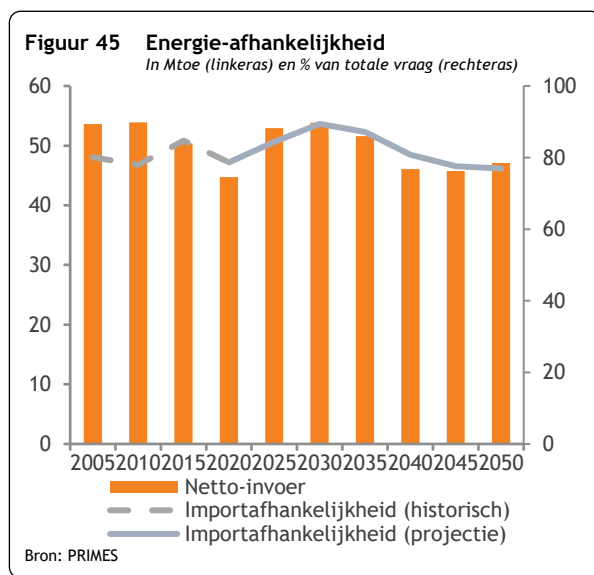


Dit zijn enkele statistische conventies. In het geval van zonne- en windenergie is de omzettingfactor die wordt gebruikt om de elektriciteitsproductie te vertalen naar het bruto binnenlands verbruik 1. Voor thermische technologieën zal deze factor groter zijn dan 1. Bijgevolg leidt de toenemende inzet van hernieuwbare energiebronnen, die vanaf 2025 merkbaar zal zijn met tot 2050 een jaarlijks groeipercentage van 6%, tot een vermindering van het bruto binnenlands verbruik. In het geval van kernenergie wordt de omzettingfactor van elektriciteitsproductie naar bruto binnenlands product

conventioneel vastgesteld op 3, wat overeenkomt met een fictief rendement van een derde. Bijgevolg draagt de sluiting van de laatste twee kerncentrales in 2035 bij tot een vermindering van het bruto binnenlands verbruik.

Fossiele brandstoffen zijn in België niet (meer) te vinden en worden geïmporteerd. Olie neemt momenteel een aanzienlijk deel van het bruto binnenlands verbruik voor zijn rekening, maar de bijdrage ervan daalt van 38% in 2020 tot 20% in 2050. Het aandeel van steenkool, dat nog steeds wordt gebruikt in de industrie en de chemische industrie, daalt van 5% in 2020 tot 3% in 2050. Ook het aandeel van aardgas krimpt licht, van 30% in 2020 tot 25% in 2050.

Elektriciteit in het bruto binnenlands verbruik is netto geïmporteerde elektriciteit. In 2020 was de netto elektriciteitsinvoer licht negatief. Ze stijgt tot 2 Mtoe in 2030 en 2,8 Mtoe in 2050.



De grafiek hiernaast toont trends in netto energie-invoer en energieafhankelijkheid (aandeel van netto-invoer in bruto binnenlands verbruik). Beide indicatoren dalen licht. De energieafhankelijkheid van België bereikt een piek in 2030, om daarna af te nemen en zich in 2050 te stabiliseren onder 80%.

De netto-invoer bestaat voornamelijk uit olie en aardgas, hoewel deze brandstoffen tussen 2030 en 2050 plaatsmaken voor de netto-invoer van hernieuwbare energie (d.w.z. biomassa, aangezien de andere hernieuwbare energiebronnen geacht worden op Belgisch grondgebied te worden geproduceerd) en synthetische brandstoffen.

Ingevoerde biomassa kan drie vormen aannemen: vast (hout, pellets, enz.), vloeibaar (biobrandstoffen) en gasvormig (bv. biogas).

#### 4.3.2. Europese energie- en klimaatdoelstellingen

In deze paragraaf bespreken we een reeks Europese doelstellingen, die binnen het kader van de Fit-for-55 strategie werden opgelegd en gaan we na of ons land, gegeven het beleid afgesproken in het Nationaal Energie en Klimaat Plan, in staat is deze doelstellingen te halen.

De bekendste daarvan is ongetwijfeld de doelstelling met betrekking tot broeikasgassen. Minder bekend zijn de doelstellingen met betrekking tot hernieuwbare energie vastgelegd in de gelijknamige richtlijn, en een reeks targets die voortvloeit uit de energie-efficiëntierichtlijn. We bespreken deze drie grote elementen uit de Europese wetgeving één voor één.

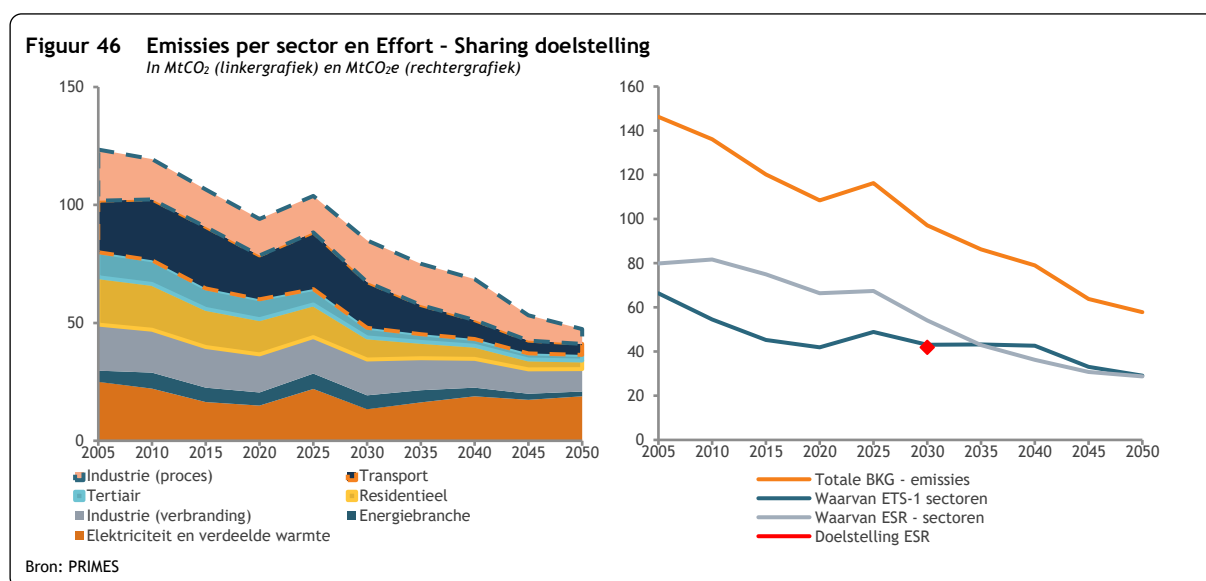
### a. Doelstellingen met betrekking tot broeikasgassen

België heeft zich geëngageerd om tegen 2030 naar een uitstoot van broeikasgassen te gaan die 47% lager ligt dan in 2005, in sectoren die niet onderworpen zijn aan het emissiehandelssysteem (non-ETS) zoals transport, gebouwen, landbouw en afvalverwerking. Deze verbintenis vloeit voort uit de herziene Europese verordening inzake de verdeling van de inspanningen (EU) 2023/857, ook wel de Effort Sharing Regulation genoemd. Het is belangrijk op te merken dat er op nationaal niveau voor de ETS-sector geen emissiereductiedoelstellingen zijn vastgesteld, aangezien dit een Europees beleidsinstrument is dat losstaat van het nationale kader.

De Europese Unie heeft zich in het voorstel tot Europese klimaatwet tot doel gesteld om tegen 2050 een netto-uitstoot van nul en dus klimaatneutraliteit te bereiken<sup>31</sup>.

De grafiek links in figuur 46 toont de CO<sub>2</sub>-uitstoot per sector. Energie producerende sectoren zoals elektriciteit, warmtenetten of raffinaderijen laten CO<sub>2</sub>-reducties van 30% optekenen. Daarentegen zal de industrie, die verbranding en processen combineert, haar uitstoot tussen 2020 en 2050 halveren. Het lijkt erop dat het met het emissiehandelssysteem (ETS), tenminste bij het vooropgestelde prijspad, niet mogelijk zal om door de groei van de economische en demografische activiteit tot een absolute vermindering van de uitstoot te komen. Er moet ook worden opgemerkt dat een deel van de industrie niet onder het ETS valt en in deze projectie slechts aan beperkte metingen is onderworpen. De sectoren bouw en vervoer laten over de projectieperiode grotere emissiereducties zien, met respectievelijk 71% en 60%, voornamelijk als gevolg van de aangekondigde maatregelen.

Meer in het algemeen vertonen de sectoren die onder de Effort Sharing Regulation vallen een neerwaartse trend in hun emissies, maar realiseren ze slechts een emissiereductie van 32% tussen 2005 en 2030, wat lager is dan de Europese doelstelling. Over de hele projectieperiode ziet de sector waar sprake is van Effort Sharing zijn emissie met 57% dalen.



<sup>31</sup> Voorstel voor een verordening van het Europees Parlement en de Raad (2021/0200) tot wijziging van Verordening (EU) 2018/842 betreffende bindende jaarlijkse broeikasgasemissiereducties door de lidstaten van 2021 tot en met 2030 teneinde bij te dragen aan klimaatmaatregelen om aan de toezeggingen uit hoofde van de Overeenkomst van Parijs te voldoen

## b. Doelstellingen met betrekking tot hernieuwbare energiebronnen

Naast het bindende streefcijfer van de Effort Sharing stelt de herziening van de richtlijn inzake hernieuwbare energiebronnen (2023/2413) een bindend streefcijfer vast van een minimumaandeel hernieuwbare energie van 42,5% in 2030 op Europees niveau, ruim boven het minimum van 32% dat in REDIII is vastgelegd. De richtlijn is op 20 november 2023 in werking getreden en voorziet in een termijn van 18 maanden om deze doelstelling op nationaal niveau om te zetten. Dit heeft geleid tot een voorlopige doelstelling om in België tegen 2030 in het eindverbruik van energie naar 34% hernieuwbare energie te gaan. Het basisscenario levert een aandeel van 24,1% op, wat lager is dan de doelstelling van REDIII.

Het nationale cijfer verbergt substantiële variatie. Met name voor de energiesector zou het indicatieve streefcijfer ruimschoots gehaald worden. Hoewel de transport en residentiële sector vergeleken met 2020 vooruitgang kunnen optekenen, blijven het aandeel hernieuwbare energie – volgens de definitie van de richtlijn – in beide onder de 34%.

**Tabel 14** Indicatoren voortvloeiend uit de Richtlijn Hernieuwbare Energie

	2020	2030	2050
Belgisch indicatief streefcijfer 2030	13	34	-
Belgisch indicatief streefcijfer 2018	13	17,5	-
Basisscenario	12,8	24,1	45,6
RES Verwarming & koeling	9,9	22,4	39,4
RES Energie	24,8	43,8	52,5
RES Transport	8,4	23,6	619,8

## c. Doelstellingen met betrekking tot energie-efficiëntie

De hernieuwde energie-efficiëntierichtlijn, gepubliceerd in september 2023, legt voor de Unie in haar geheel een reductiedoelstelling van -11,7% op, gedefinieerd als een daling in de primaire energievraag tegenover het referentie-scenario van PRIMES uit 2020. De lidstaten krijgen indicatieve nationale targets, afhankelijk van een complexe formule die onder andere wil rekeninghouden met de draagkracht van verschillende lidstaten. De target komt neer op een gemiddelde jaarlijkse reductie van 1,5%, wat gevoelig sneller is dan de 0,8% per jaar achter de eerdere versie van de Richtlijn, uit 2018. Voor België zou de nationale target een -13% bedragen (Draft Nationaal Energie en Klimaat Plan).

Tabel 16 toont dat de evolutie van finale en primaire energie, vergeleken met het PRIMES referentie-scenario uit 2020, net als enkele andere indicatoren die verband houden met energie-efficiëntie. Uit de resultaten blijkt dat België met een reductie van een kleine 8% ver onder de target zal blijven. Ter info geven we ook de jaarlijkse renovatiegraad, net als een indicator voor efficiëntie van verwarming en verkoeling in de residentiële sector. Impliciet beoogt een andere Europese richtlijn, de Richtlijn Energieprestaties Gebouwen een verdubbeling van de renovatiegraad tegen 2030. Ook deze impliciete target zal niet worden gehaald.

**Tabel 15** Indicatoren voortvloeiend uit de Energie-efficiëntie Richtlijn

	2020	2030	2050
Finale Energie (t.o.v. Ref 2020)		-7,9%	-19,1%
Primaire energie (t.o.v. Ref 2020)		+3,2%	+2,9%
Jaarlijkse renovatiegraad	1,0%	1,5%	3,5%
Residentiële consumptie hitte en koelte (kWh/m <sup>2</sup> )	127,3	83,4	40,2

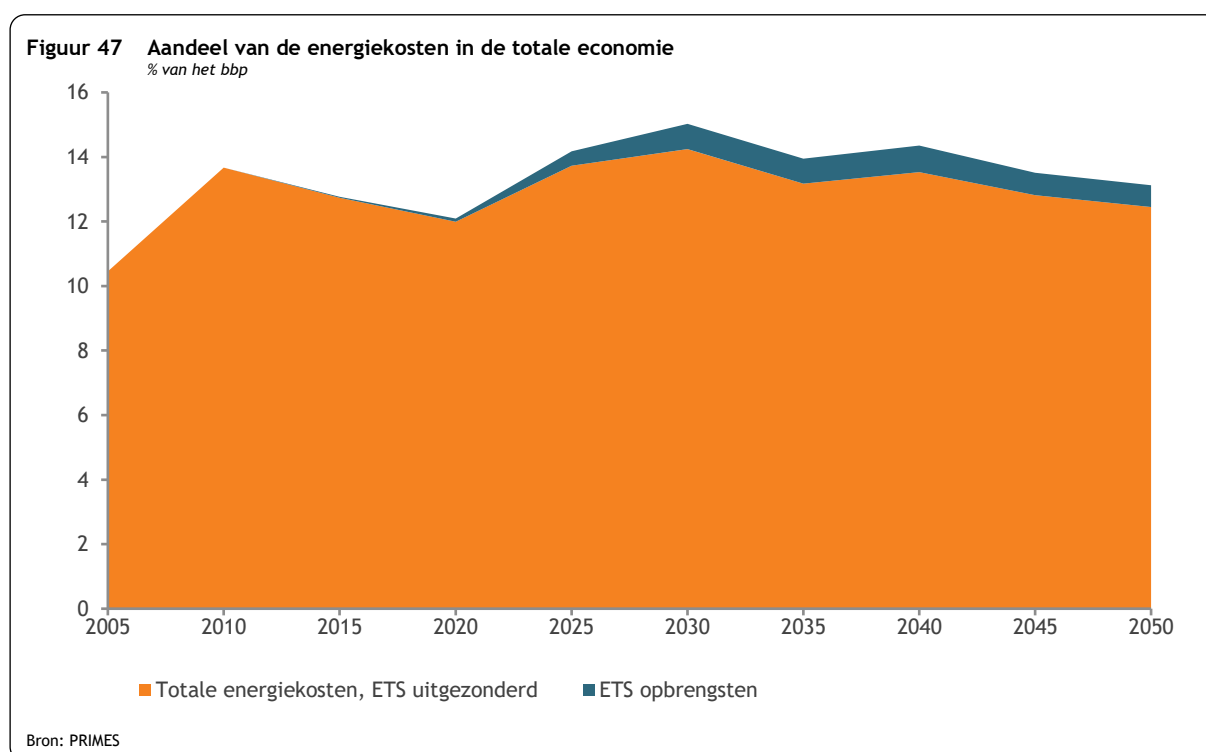
### 4.3.3. Sociaal-economische indicatoren

De sectorale analyses in voorgaande paragrafen suggereerden elk afzonderlijk twee belangrijke trends, die in elke sector mindere of meerdere mate meespelen: een stijging in de kosten van energie (op zijn minst in het begin van de transitie), in hun geheel bekeken, en een toenemend belang van investeringen en kapitaal in de kostenstructuur van huishoudens en gezinnen. In deze paragraaf geven we enkele indicatoren mee die dat beeld voor de ganse economie bevestigen.

#### a. Energiekosten

Figuur 47 toont de totale energiekosten voor de economie, als percentage van het bbp. Tussen 2020 en 2030, stijgt het aandeel van energie in het bbp tot voor de recente geschiedenis ongeziene niveaus. Daarna, als de impact van energiebesparende investeringen zich laat gelden, loopt het aandeel iets terug. De relatief lage niveaus van het begin van deze eeuw worden echter niet meer gehaald.

We geven in dezelfde grafiek, ter info, ook het aandeel ETS-opbrengsten mee (zowel in het ETS-1 als -2). Merk op dat deze in 2030 maar een deel van algemene kostenstijging uitmaakt. Dit suggereert het belang van investeringsuitgaven gedurende deze eerste periode van de transitie, en het belang van de reguleringen en verboden uit het nationaal plan die deze investeringen uitlokken.



Als we inzoomen op de energie-uitgaven van de huishoudens alleen (tabel 16, merken we eenzelfde patroon. Rond 2030 neemt energie een record-aandeel in de totale huishouduitgaven in. Het grootste deel van die stijging is voor rekening van uitgaven aan toestellen en apparaten, waarvan het aandeel stijgt met 1,4 procentpunten. Na 2030 nemen de uitgaven aan brandstof geleidelijk af tot historische laagtes en gaan investeringsuitgaven het uitgavenpatroon van de gezinnen domineren. Deze evolutie

reflecteert het eerder beschreven patroon uit de residentiële sector, waar we een investeringsgolf in energiebesparende verwarmingstechnologie rond het jaar 2030 toonden.

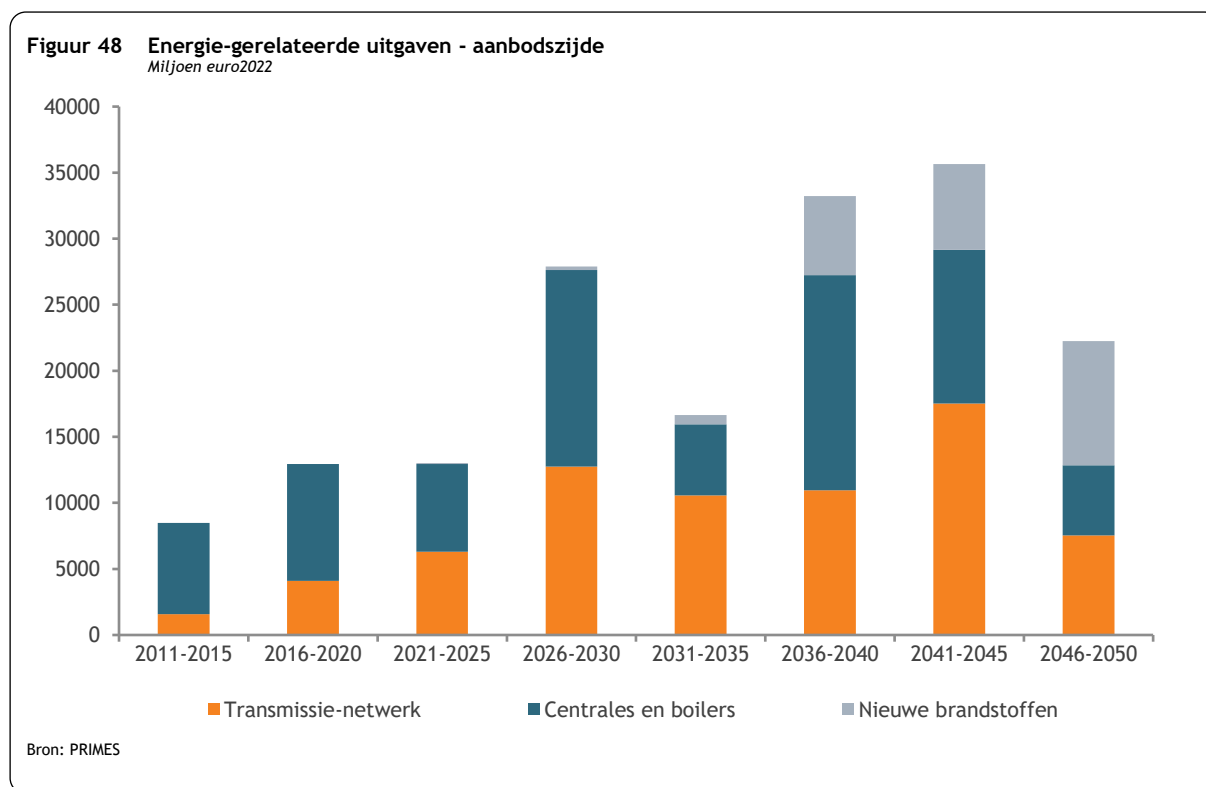
**Tabel 16 Energie-uitgaven van de huishoudens**  
In % van de totale uitgaven

	2020	2030	2050
Brandstof (elektriciteit incl.)	3,8	4,1	2,3
Kapitaalkosten	2,2	3,6	2,4
Totaal	6,0	7,7	4,7

### b. Investeringsuitgaven

Wat voor de huishoudens geldt, geldt ook voor de rest van de economie. De energie-klimaattransitie belooft een investeringsschok van macro-economische proporties met zich mee te brengen. Dat blijkt zelfs in dit scenario, waar het gesimuleerde beleid niet toereikend blijkt de afgesproken doelstellingen rond 2030 te halen, laat staan net-zero in 2050 te bereiken.

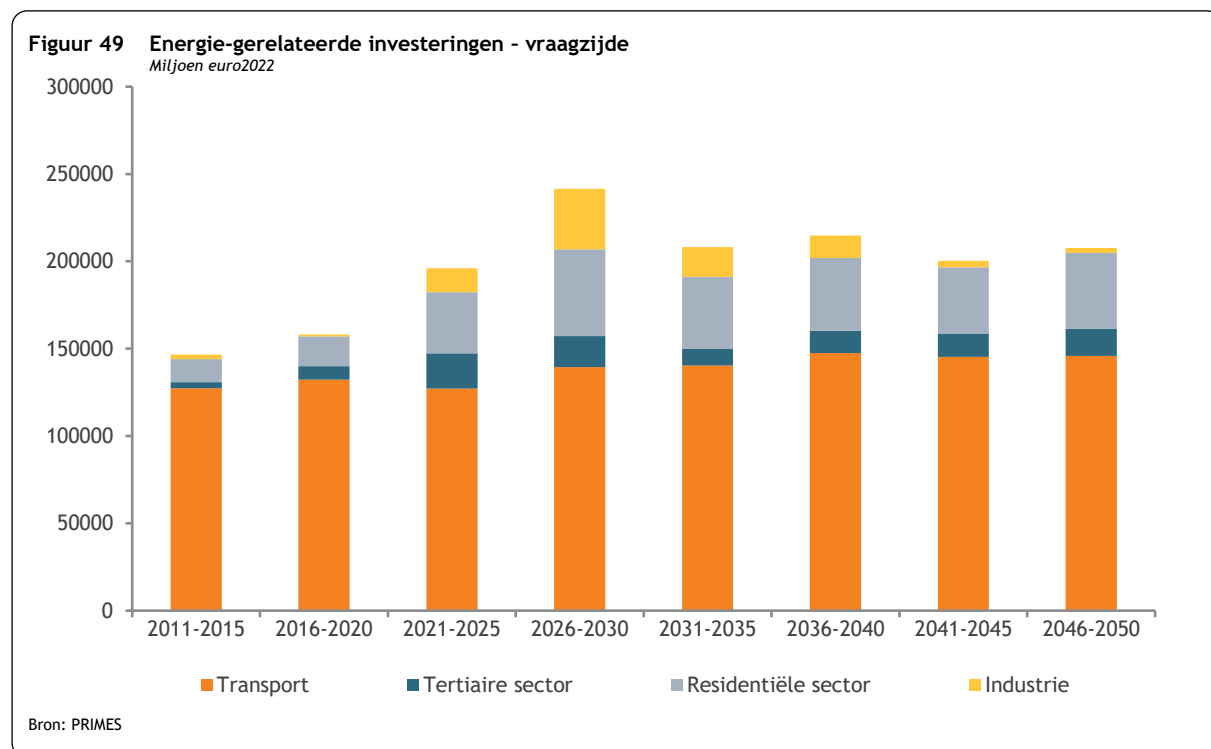
We illustreren dat aan de hand van twee grafieken. De eerste (figuur 48) toont de energiegerelateerde investeringen in de zogenaamde aanbodsector, die de elektriciteitsopwekking, -transmissie en -distributie omvat. We drukken de investeringsbedragen uit als percentage van het bbp. Tijdens de tweede helft van dit decennium stijgen die, naar recente maatstaven, tot ongeziene proporties gedreven door zowel de bouw van nieuwe centrales als door investeringen in het elektriciteitsnetwerk. Vanaf het jaar 2035 komen daar investeringen in de opwekking van nieuwe brandstoffen bij, met name in groene waterstof.



Net als aan de aanbodzijde, is ook aan de vraagzijde het tweede helft van dit decennium cruciaal. Het is dan dat zowel de tertiaire, residentiële als industriële sectoren recordinvesteringen zullen doen. In de



residentiële, en in mindere mate in de tertiaire sector blijven die naar historische maatstaven substantieel. In de transportsector vertoont het investeringsvolume een stijgende trend. Dat is gevolg van een seculier dalend verloop in de kostprijs van voertuigen, wat de beleidsgeïnduceerde switch van de verbrandingsmotor naar propere technologie slechts gedeeltelijk compenseert.



## 5. Besluit

Dit rapport heeft aangetoond dat, gegeven onze – conservatieve – selectie maatregelen uit het ontwerp Nationaal Energie- en Klimaatplan, het te verwachten pad van emissiereductie achter zal blijven bij de doelstellingen die op Europees niveau zijn vastgesteld. In de sectoren die onder de Effort Sharing Regulation vallen, zal de reductie in 2030 ongeveer 32% bedragen, ruim onder de 47% van de ESR en de 42,6% van het NECP. Een sectorale kijk toont echter aan dat de huidige maatregelen – indien uitgevoerd – het potentieel hebben om aanzienlijke reducties te realiseren in de residentiële en tertiaire sectoren. Hoewel België ook de doelstelling van 34% hernieuwbare energie in 2030 niet zal halen, zal de vooruitgang in de sector van de elektriciteitsopwekking waarschijnlijk aanzienlijk zijn.

Op langere termijn, in 2050, ligt een netto nuluitstoot niet binnen bereik gezien een aantal conservatieve veronderstellingen over het prijspad in de emissiehandelssystemen. Dit suggereert dat, bij afwezigheid van grote (exogene of beleidsgeïnduceerde) technologische veranderingen, stringent beleid nodig zal zijn om een volledige transitie te bewerkstelligen.

De resultaten benadrukten ook de sociaaleconomische gevolgen van de transitie. De kosten voor huishoudens en de meeste bedrijven zullen in de loop van de tijd een omgekeerde U-vorm vertonen, waarbij de energiekosten rond 2030 stijgen en vervolgens afnemen naarmate energiebesparende investeringen beginnen te renderen. Alleen voor sommige industriële sectoren en de elektriciteitssector blijven de kosten gedurende de hele periode hoog. Een andere bevinding is het toenemende gewicht van investeringskosten in de totale energierekening voor huishoudens en bedrijven.

Vervolgonderzoek moet zich richten op het verkennen van manieren om de resterende kloof te dichten naar de tussentijdse doelstellingen voor 2030 en netto nul in 2050. Een onderzoek naar het potentieel van een koolstofbelasting, evenals de waarschijnlijke beperkingen ervan, is een uitstekende kandidaat. Het Nationaal Energie- en Klimaatplan zelf, en meer bepaald de beleidslijnen die we in ons basisscenario hebben weggelaten, geeft aanwijzingen voor 'bottom-up' maatregelen die als alternatief kunnen dienen voor een koolstofbelasting. In de transportsector valt te denken aan maatregelen gericht op snellere elektrificatie, zoals een verbod op thermische energie in 2029. In de residentiële sector suggereert het plan ruimte voor een krachtiger uitstap van gas als verwarmingstechnologie. De mogelijkheden van beprijzing versus regulering om de emissiereductiedoelstellingen te halen, worden in een vervolpublicatie besproken.

Zowel de hier gepresenteerde baseline als de voorgestelde vervolgstudie hebben de vraagzijde van het energiesysteem op de voorgrond geplaatst. De aanbodzijde en het technische en economische potentieel van verschillende energiedragers zijn daarentegen niet erg gedetailleerd aan bod gekomen. Evenmin is er veel aandacht besteed aan de bevoorradingszekerheid. Toch zijn dit cruciale vragen met betrekking tot strategische besluitvorming over infrastructuur. In een wereld waar 'strategische autonomie' meer dan een modewoord is geworden, is een grondig onderzoek van de aanbodzijde, gegeven een bepaald decarbonisatiepad, wel degelijk op zijn plaats.

Tot slot wijzen we op de beperkingen van het PRIMES-model zelf. Zoals in elk bottom-up model, heeft PRIMES de neiging om een rijkdom aan technologische details in te ruilen tegen andere

vereenvoudigende aannames. Door een representatieve agent voor huishoudens te gebruiken, maakt PRIMES abstractie van heterogeniteit in de capaciteit om de door het model voorspelde investeringen te doen. Een microsimulatie-oefening zou de huidige analyse kunnen verrijken door te wijzen op specifieke kwetsbare huishoudens die flankerend beleid nodig hebben. Als partieel evenwichtsmodel abstraheert het ook van bredere interacties met de economie. Het belangrijkste is dat het model ervan uitgaat dat de noodzakelijke investeringsbedragen, die macro-economische proporties aannemen, tegen constante kosten beschikbaar zijn. Om deze aanname te versoepelen is een koppeling van PRIMES met een macro-economisch model nodig.

## Bibliografie

- Duyck, J., N. Fasquelle, Nevejan, H. en Vandresse, M. (2023), *Demografische Vooruitzichten 2022-2070*, Federaal Planbureau Vooruitzichten
- E3Modelling (2018), *PRIMES Model Version 2018, Detailed Model Description*.
- Federale Overheid (2023), *Projet de proposition de mise à jour du Plan Federal pour l'Energie et le Climat 2021-2030, version 21/04/2023*.
- Fotiou, T., Capros, P. and P. Fragkos (2022), *Policy Modelling for Ambitious Energy Efficiency Investment in the EU Residential Buildings*, Energies 15.
- Hoge Raad van Financiën (2022), *Studiecommissie voor de Vergrijzing: Jaarlijks Verslag*.
- International Energy Agency (2022), *World Economic Outlook 2022*.
- IMF (2023), *Fiscal Policy Options to Accelerate Emissions Reductions in Belgium*, International Monetary Fund, 2023(099).
- Gouvernement de la RBC (2023), *Plan Régional Air-Climat-Energie – 3ième Lecture*.
- IPCC (2024), *Greenhouse gas emission inventory*
- Umwelt Bundesamt (2022), *Rahmendaten fuer den Projektionsbericht 2023*, FKZ 3722 41 511 0.
- Varga, J., Roeger, W. and J. in 't Veld (2021), *E-QUEST – A Multi-Region Sectoral Dynamic General Equilibrium Model with Energy*, Discussion Paper 146.
- Vlaamse Overheid (2023), *Ontwerp Vlaams Energie- en Klimaatplan 2021-2030*, VR 2023 1205 DOC.0518/2TER.
- Gouvernement Wallon (2023), *Plan Air Climat Energie 2030 de la Wallonie – PACE 2030, version 21 mars 2023*.

## Federaal Planbureau

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

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

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

Belliardstraat 14-18, 1040 Brussel

+32-2-5077311

[www.plan.be](http://www.plan.be)

[contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Baudouin Regout

Wettelijk Depot: D/2024/7433/25