



Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

Bijlage B

Monitor Energiesysteem 2025

Inhoudsopgave

Afkortingenlijst	4
1 Inleiding	5
2 Algemeen	6
3 Elektriciteitsketen	8
4 Waterstofketen	17
5 Koolstofketen	23
6 Warmteketen	32
7 Decentrale ontwikkelingen	36
8 Energiebesparing	41
9 Energieonafhankelijkheid en energiezekerheid	45
10 Kosten en investeringen energiesysteem	52
11 Bronnen	62

Afkortingenlijst

Afkorting Betekenis

ACM	Autoriteit Consument & Markt	LAN	Landelijk Actieprogramma Netcongestie
Bcm	Billion cubic meters	LNG	Liquefied natural gas
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek	MIEK	Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
CCS	Carbon Capture and Storage	MKB	Midden- en kleinbedrijf
CCU	Carbon Capture and Usage	MOOI	Missiegedreven Onderzoek, Ontwikkeling en Innovatie
CLO	Compendium voor de Leefomgeving	MoU	Memorandum of Understanding
CO₂	Koolstofdioxide	NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
DEI	Demonstratie Energie Innovatie	OWE	Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse
DoI	Declaration of Interest	PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
DRC	Delta Rhine Corridor	PJ	Petajoule
DSR	Demand Side Response	planMER	Plan-milieueffectrapport
EED	Energy Efficiency Directive	PPS	Publiek-Private Samenwerking
EHS	Extra hoge spanning	PwC	PricewaterhouseCoopers
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive	RED	Renewable Energy Directive
ETS-BRT	Emission Trading Scheme – Building and Road Transport	RES	Regionale Energiestrategie
EU	Europese Unie	RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biogenic Origin
EV	Electric vehicle	RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat	SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
FID	Financial Investment Decision	SDE	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
GTS	Gasunie Transport Services	SMR	Small Modular Reactor
GW	Gigawatt	TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast-natuurwetenschappelijk Onderzoek
HER	Hernieuwbare Energietransitie subsidie	TRL	Technology Readiness Level
HS	Hoogspanningsnet	TVW	Transitievisie Warmte en Wijkuitvoeringsplan
IEA	International Energy Agency	TWh	Terawattuur
IHTF	International Hydrogen Trade Forum	VEKI	Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie
IPCEI	Important Projects of Common European Interest	WIS	Warmtenetten Investeringsubsidie
JRC	Joint Research Centre	WKK	Warmtekrachtkoppeling
KEV	Klimaat- en Energieverkenning	Zon-PV	Photo-voltaïsche zonne-energie
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei		

1 Inleiding

Dit is de Monitor Energiesysteem. Het doel van deze monitor is om de voortgang van het energiesysteem, zoals beschreven in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), inzichtelijk te maken. In het NPE is aangekondigd dat er jaarlijks een monitoringsrapport wordt opgesteld en gedeeld met de Tweede Kamer. De inzichten uit deze monitor hebben enerzijds als doel beleid tijdig te kunnen bijsturen waar nodig en anderzijds om verantwoording af te leggen over de voortgang aan de Tweede Kamer en andere belanghebbenden. De Monitor Energiesysteem is onderbouwend aan de Klimaat- en Energienota. In dit document worden gerealiseerde ontwikkelingen in het energiesysteem inzichtelijk gemaakt en geduid. In de Klimaat en Energienota wordt een reflectie op deze ontwikkelingen geboden en worden de stappen geschetst die het kabinet zet om vanuit het huidige energiesysteem tot een nieuw energiesysteem te komen.

Centraal in deze Monitor Energiesysteem staan de vier energieketens uit het NPE (elektriciteit, waterstof, koolstof en warmte) en aanvullende thema's die cruciaal zijn om de ontwikkelpaden uit het NPE te volgen. Voor elk van de ketens en thema's is een selectie van indicatoren weergegeven in de vorm van een grafiek, tabel of een tekstuele analyse. Hier is gekozen voor een aantal indicatoren die de (uitdagingen in de) voortgang zichtbaar maken, niet voor een zo compleet mogelijk beeld.

Relatie andere monitors en de Klimaat- en energieverkenning

Deze Monitor Energiesysteem vult aan op bestaande monitors en rapportages die raken aan het energiesysteem. De focus in deze monitor is om deze reden op de energieketens en systeemvraagstukken uit het NPE. Hiermee vult deze monitor aan op de monitoring van ontwikkelingen in de klimaatsectoren, tevens de vraagsectoren voor het energiesysteem, zoals die naar voren komen in het Dashboard Klimaatbeleid en de Klimaat en Energienota. Ook vult de monitor aan op informatie die het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) verschaft binnen de jaarlijkse Klimaat- en energieverkenning (KEV), waarin op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid wordt aangegeven in hoeverre (Europese en nationale) doelen op gebied van hernieuwbare energie (Renewable Energy Directive III - REDIII) en energiebesparing (Energy Efficiency Directive - EED) binnen bereik zijn. Ook wordt er ieder jaar een monitor Verduurzaming Industrie gepubliceerd, gericht op de voortgang van verduurzaming in industriële clusters. Waar de informatie uit de monitors overlapt wordt zoveel mogelijk gewerkt met dezelfde dataset.

Daarnaast zijn er monitors die inzoomen op specifieke thema's, zoals LAN Dashboard of Monitor Wind op Land. In deze Monitor Energiesysteem worden de hoofdlijnen uit zulke monitors weergegeven zodat er een integraal beeld ontstaat over de voortgang van het energiesysteem. Voor meer informatie en gedetailleerdere data op een specifiek onderwerp is het aan te raden om de bijhorende monitor te raadplegen. Op deze manier versterken de Monitor Energiesysteem en themaspecifieke monitors elkaar. Daarnaast wordt in samenhang gekeken hoe zowel de Monitor Energiesysteem als de themaspecifieke monitors zich verder moeten ontwikkelen.

Ontwikkeling monitor

De beschikbaarheid van data over de ontwikkeling van het energiesysteem is nog niet volledig. Voor de verdere ontwikkeling van de Monitor Energiesysteem wordt bijgehouden wat de verdere behoefte is met betrekking tot monitoring, waar de prioriteiten liggen en hoe die het beste kunnen worden ingevuld. Een deel van de monitoringsbehoefte kan worden ondervangen in de verdere ontwikkeling van bestaande monitors, onderzoeken of vragenlijsten. Voor een ander deel zullen echter nieuwe onderzoeken moeten worden uitgezet of nieuwe statistieken moeten worden ontwikkeld. Hiermee kan de monitor elk jaar completer worden gemaakt en kan er tegelijkertijd worden ingespeeld op veranderende monitoringsbehoeften.

Methodologie

Voor deze monitor is hoofdzakelijk gebruik gemaakt van openbare data, zoals data uit bestaande monitors of van het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS). Deze data is verder bewerkt om te komen tot de specifieke resultaten en grafieken die in dit rapport te vinden zijn. In de meeste gevallen richt deze monitor zich op de periode van 2020 - 2024, tenzij anders vermeld. Wanneer een bron van CBS herkomst is, beslaat het voor 2023 en 2024 (nader) voorlopige cijfers. De bronnen van elke figuur staan bij de toelichting. Daarnaast is er een volledige bronvermelding te vinden in hoofdstuk 11.

2 Algemeen

Deze monitor presenteert de voortgang van het energiesysteem aan de hand van de vier energieketens uit het Nationaal plan energiesysteem en de horizontale thema's die van belang zijn voor de ontwikkeling van het energiesysteem. De optelsom van ontwikkelingen in deze ketens en thema's geeft ook zicht op de vijf hoofdkeuzes uit het NPE. Hieronder staat per hoofdkeuze uitgewerkt waar specifieke informatie in de monitor is te vinden. Voor de eerste en tweede hoofdkeuze staat ook aangegeven hoe de optelsom van het duurzame aanbod zich verhoudt tot de doelen voor hernieuwbare energie die we binnen Europa voor Nederland hebben afgesproken – de Renewable Energy Directive III (REDIII) en hetzelfde voor energiebesparing – de Energy Efficiency Directive (EED). In de Klimaat en Energienota wordt de inzet van het kabinet op de hoofdkeuzes uit het NPE en de Europees gestelde doelen toegelicht.

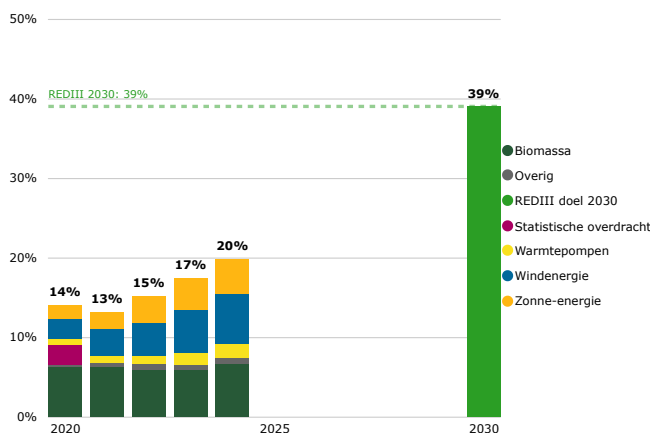
Hoofdkeuze 1: Maximaal aanbod

De opschaling van het aanbod van duurzame energie is zichtbaar binnen de vier ketens: elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof. Binnen elk van deze vier ketens is in deze monitor aandacht voor opschaling van het aanbod. De optelsom van deze vier ketens vormen samen de stand van hoofdkeuze 1.

De optelsom van het gebruik van hernieuwbare energie in de vier energieketens moet leiden tot het halen van de doelen die hierover binnen de EU zijn afgesproken. De REDIII bevat een bindend EU-doel van 42,5% in 2030, met een vrijwillige extra bijdrage van 2,5% die optelt tot 45%. Voor Nederland is de door de EU verwachte bijdrage op nationaal niveau 39%.

Figuur 2.1 laat zien dat het aandeel hernieuwbare energie sinds 2021 gestaag groeit. Het hogere aandeel in 2020 is het gevolg van een statische overdracht vanwege het EU-doel voor dat jaar. Het ontwikkeltempo zal komende jaren hoger moeten liggen om het doel voor 2030 te halen.¹

Figuur 2.1 REDIII hoofddoelstelling voor aandeel hernieuwbare energie



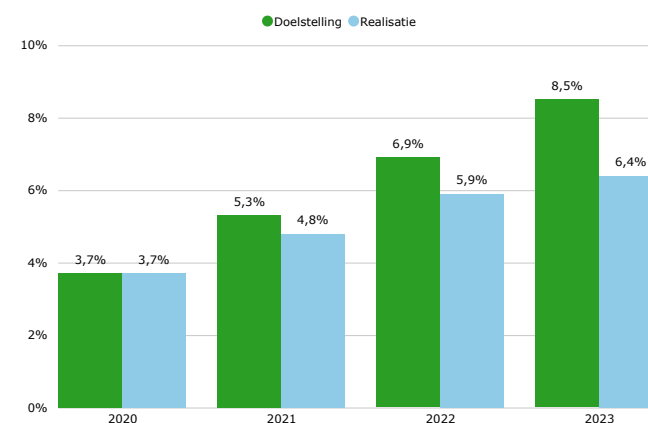
Bron: CBS, [Energieverbruik uit hernieuwbare bronnen stijgt naar 20 procent](#)

Naast het REDIII hoofddoel is Nederland gecommitteerd aan verschillende REDIII subdoelen. Waar mogelijk worden deze subdoelen in deze monitor binnen de ketenhoofdstukken getoond. Echter vallen enkele van deze subdoelen niet binnen één van de vier energieketens zoals gedefinieerd binnen het NPE. Deze REDIII subdoelen zijn vaak sectordoelen, waarbij een bepaald aandeel hernieuwbaar behaald moet worden in het energieverbruik van een sector zoals de gebouwde omgeving of de industrie. Hierbij kunnen verschillende hernieuwbare energiedragers een bijdrage leveren aan het aandeel hernieuwbaar. De getoonde sectordoelen volgen de REDIII rekenmethodiek.

Figuur 2.2 toont het aandeel hernieuwbare energie in het finale verbruik van de sector industrie in procenten, uitgesplitst naar doelstelling en realisatie. Het REDIII streefdoel voor de industrie behelst een jaarlijkse toename in het aandeel hernieuwbaar in het energieverbruik binnen de industrie van 1,6 procentpunt per jaar in 2021 tot 2025 en 2026 tot 2030. Het aandeel hernieuwbare energie is tot nog toe jaarlijks met gemiddeld 0,9 procentpunt

gestegen. Dit is te weinig om aan de doelstelling te voldoen. Onder andere netcongestie en hoge elektriciteitsprijzen belemmeren verduurzaming. Voor het MKB en industriecluster 6 vormen ook onvoldoende kennis voor effectieve verduurzaming en onvoldoende toegang tot financiering obstakels in de verduurzaming.

Figuur 2.2 REDIII doelstelling in de industrie

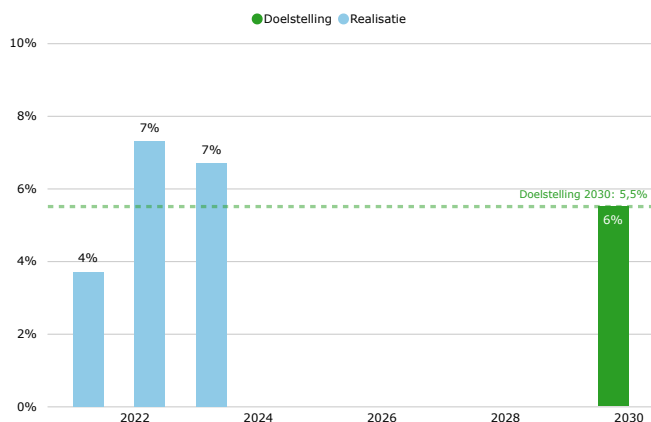


Bron: CBS, [De invloed van RED III op berekeningen hernieuwbare energie](#)

Figuur 2.3, op de volgende pagina, toont het verplichte REDIII doel voor geavanceerde biobrandstoffen, biogas en RFNBO's (hernieuwbare brandstof van niet-biologische oorsprong) in de vervoerssector. Het aandeel van deze energiedragers samen in het energieverbruik van de vervoerssector moet in 2025 tenminste 1% zijn en in 2030 tenminste 5,5% zijn. De waarde die in 2030 behaald moet worden is in 2022 al overstegen. Naast het doel voor alle energiedragers samen moet het aandeel RFNBO's in 2030 met minimaal 1% bijdragen aan het 2030 doel. Informatie over het aandeel RFNBO's is nog niet beschikbaar en wordt ontwikkeld.

¹ De voortgang van het hoofddoel is nog berekend via de rekenmethodiek zoals bepaald in de REDIII richtlijn. In 2023 is de richtlijn herzien en is de REDIII gepubliceerd, waarbij ook de rekenmethodiek voor de doelen zijn herzien. De nieuwe rekenmethode kan impact hebben op het behaalde aandeel hernieuwbaar. Vanaf volgend jaar publiceert CBS het hoofddoel via de REDIII rekenmethodiek.

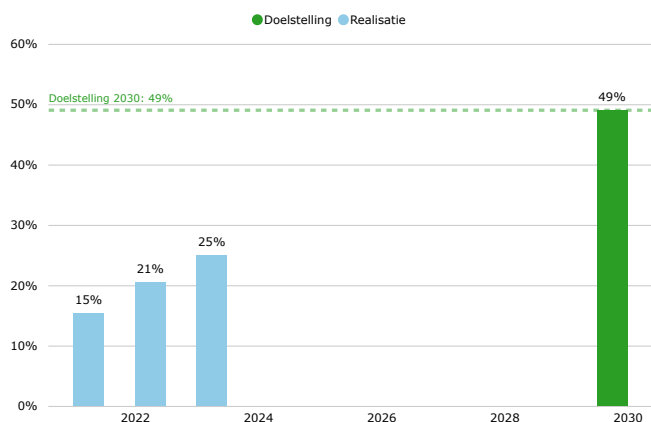
Figuur 2.3 REDIII doelstelling in de vervoerssector



Bron: CBS, [De invloed van RED III op berekeningen hernieuwbare energie](#)

Figuur 2.4 toont het indicatieve REDIII doel voor hernieuwbare energie in het energieverbruik van de gebouwde omgeving in procenten. Het doel voor de sector gebouwde omgeving betreft een aandeel hernieuwbare energie van 49% in 2030. In 2023 is een aandeel hernieuwbare energie van 25% behaald. De toename van hernieuwbare energieverbruik in deze sector is voornamelijk te verklaren door de groei van hernieuwbare elektriciteit als energiebron in de gebouwde omgeving en een daling van het finale energieverbruik in gebouwen.

Figuur 2.4 REDIII doelstelling in de gebouwde omgeving



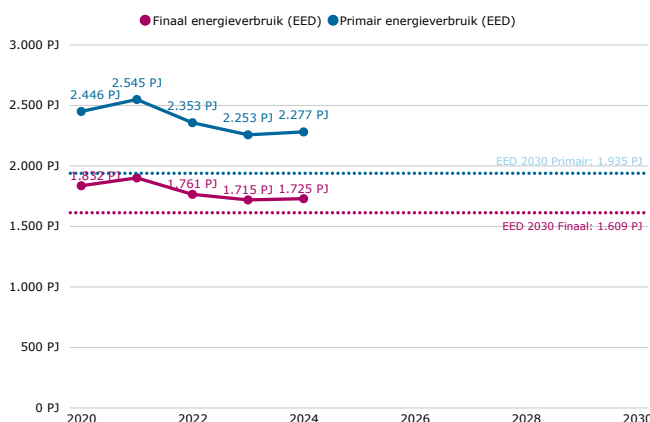
Bron: CBS, [De invloed van RED III op berekeningen hernieuwbare energie](#)

Hoofdkeuze 2: Energiebesparing

De tweede hoofdkeuze staat centraal in hoofdstuk 8 van deze Monitor Energiesysteem. Hierin gaat het zowel over besparing op systeemniveau als over besparing binnen de eindgebruikerssectoren.

Figuur 2.5 laat zien hoe het energieverbruik van Nederland zich ontwikkelt. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen het totale gebruik van energie (primaire energieverbruik) en het gebruik door eindgebruikers (finale energieverbruik). Onder primaire energie wordt de inzet van energiedragers verstaan vóór verlies van energie door omzetting, eigen gebruik in de energiesector en transport. Bijvoorbeeld de inzet van gas voordat het is omgezet naar elektriciteit en is getransporteerd naar de eindbestemming. Onder finaal verbruik van energie wordt verstaan het gebruik van energiedragers door eindgebruikers waarbij geen nuttige energie meer overblijft. Bijvoorbeeld de verbranding van benzine in een auto. Voor 2030 zijn er doelen voor energiebesparing die op basis van Europese afspraken een verwachte bijdrage van Nederland geven voor primair verbruik en finaal verbruik. Deze zijn aangegeven met een stippellijn.

Figuur 2.5 Ontwikkeling primair en finaal energieverbruik (EED)



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Hoofdkeuze 3: Slim inzetten energie en infrastructuur

De derde hoofdkeuze gaat over de wijze waarop we beschikbare duurzame energie en infrastructuur inzetten. Informatie over plannen voor het toekomstige elektriciteit- en waterstofnet is respectievelijk terug te vinden in figuur 3.19 en 4.18. Informatie over verbruik van duurzame energie wordt getoond voor duurzame koolstof (figuur 5.23 t/m 5.25) en hernieuwbare warmte (figuur 6.10 t/m 6.13 en 6.7). Figuur 7.12 toont de ontwikkeling netcongestie op een decentraal niveau. Voor een meer uitgebreid inzicht is de Voortgangsrapportage van het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) beschikbaar.

Hoofdkeuze 4: Internationale samenwerking

De vierde hoofdkeuze gaat over het belang van internationale samenwerking en -verbindingen binnen het energiesysteem. Informatie hierover is te vinden in de hoofdstukken over de ketens, zoals figuur 3.18 over interconnectie, figuur 4.15 en 4.16 over import van waterstof en figuur 5.17 en 5.18 over importcapaciteit van koolstof. Daarnaast gaat hoofdstuk 9 in op import van verschillende energiedragers, wat het belang van internationale samenwerking benadrukt.

Hoofdkeuze 5: Samen sturen

De vijfde hoofdkeuze gaat over de wijze waarop we in Nederland het energiesysteem in de maatschappij vormgeven en de samenwerkingsvormen die dit vraagt, zowel vanuit publieke als private zijde. De mate waarin dit slaagt is niet altijd makkelijk in 'harde' meetbare indicatoren te vatten. Figuur 7.15 en 7.16 tonen informatie over één van deze samenwerkingsvormen, namelijk energiegemeenschappen.

3 Elektriciteitsketen

De opgave voor de elektriciteitsketen bestaat uit groei van het aanbod van CO₂-vrije elektriciteit en vervanging van fossiele bronnen, ontwikkeling van flexibiliteit om variatie in vraag en aanbod op te vangen en sterke toename van transportcapaciteit. Tot 2035 zijn op onderdelen van het aanbod doelen vastgesteld: 35 terawattuur (TWh) hernieuwbare opwek in RES-regio's² in 2030, voor wind op zee 21 gigawatt (GW) in 2032. De groei van hernieuwbaar aanbod moet een grote bijdrage leveren aan het doel voor gebruik van hernieuwbare energie in 2030, voor Nederland een aandeel van 39 procent (volgens de REDIII). In de Energienota wordt nader ingegaan op ontwikkeling van kernenergie, wind op zee en netcongestie.

Aanbod

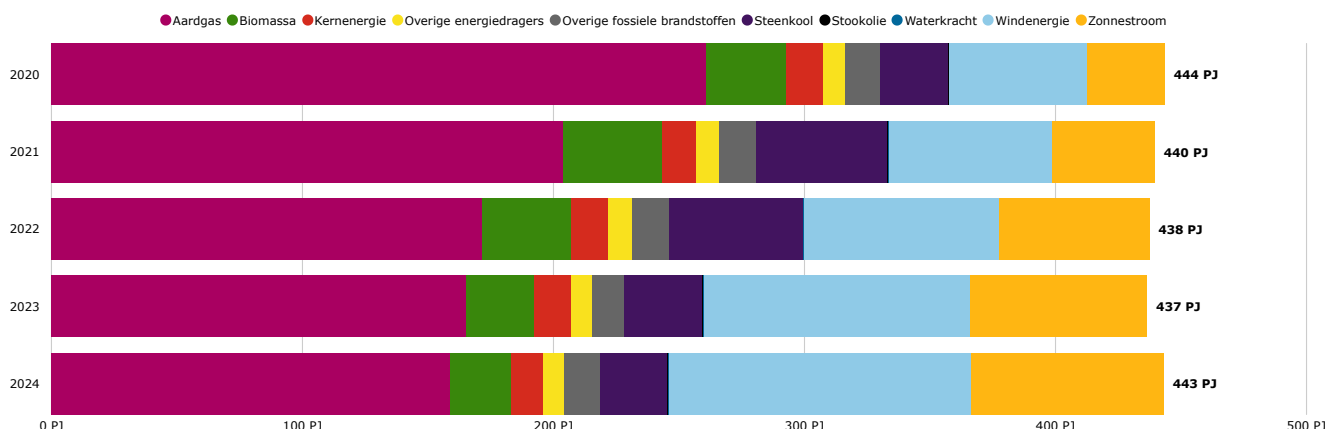
Elektriciteitsproductie naar bron

Figuur 3.1 toont dat elektriciteitsproductie uit wind en zon afgelopen jaren de grootste groei heeft doorgemaakt, terwijl elektriciteitsproductie vanuit aardgas het meest is afgenomen. Inmiddels is meer dan de helft afkomstig uit niet-fossiele bronnen. De figuur geeft de bruto elektriciteitsproductie in Nederland per jaar in petajoule weer, uitgesplitst naar bron.

Invoer en uitvoer

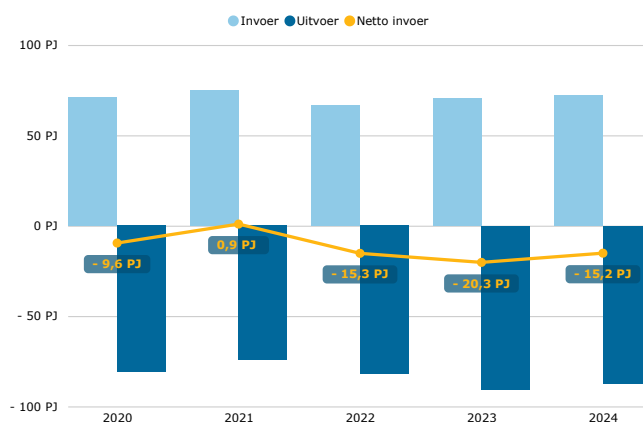
Verbindingen met het buitenland (interconnectie) zijn een belangrijke manier om flexibel om te gaan met variatie in elektriciteitsopwekking uit zon en wind. Figuur 3.2 laat zien hoe Nederland de afgelopen vijf jaar een netto exporterend land is geworden voor elektriciteit. De figuur geeft de invoer, uitvoer en netto invoer van elektriciteit van Nederland per jaar in petajoule weer. Later in het elektriciteitshoofdstuk (figuur 3.18) is de interconnectiecapaciteit met buurlanden te zien.

Figuur 3.1 Bruto elektriciteitsproductie per jaar naar bron



Bron: CBS: [Elektriciteit en warmte; productie en inzet naar energiedrager](#)

Figuur 3.2 Invoer en uitvoer van elektriciteit in Nederland

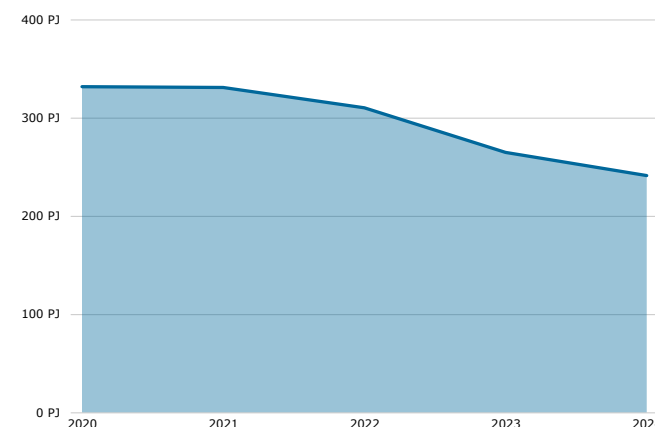


Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Conversieverliezen productie

Figuur 3.3 toont de conversieverliezen bij productie van elektriciteit en warmte in elektriciteitscentrales en WKK-installaties.

Figuur 3.3 Het verschil tussen de inzet voor en productie elektriciteit/WKK-omzetting



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Conversieverliezen betreffen de energieverliezen die optreden bij de productie van elektriciteit vanuit andere energiedragers als aardgas, steenkool of biomassa. Tijdens de productie van

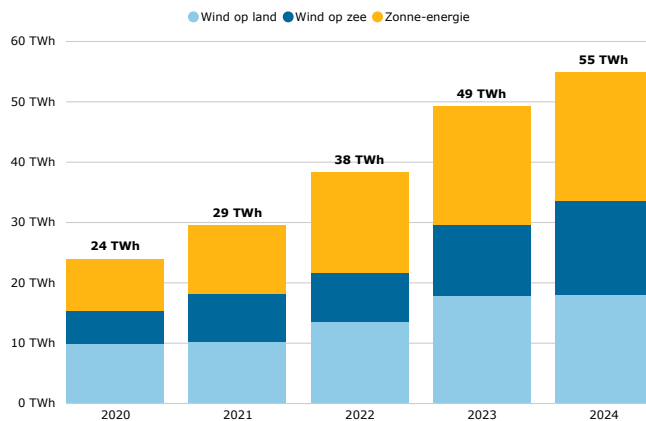
² Regio's volgens de Regionale Energie Strategieën (RES).

elektriciteit uit andere energiedragers komt energie vrij in de vorm van warmte. Deze warmte is niet altijd bruikbaar waardoor energie verloren gaat. Deze verliezen zijn de afgelopen jaren afgenomen omdat er hedendaags meer elektriciteit rechtstreeks geproduceerd wordt via zonnepanelen of windmolens en hierdoor minder elektriciteit hoeven te produceren door omzetting vanuit andere energiedragers.

Huidige en verwachte productie hernieuwbare elektriciteit

Figuur 3.4 laat zien dat zonne-energie de grootste bijdrage levert aan de huidige productie van elektriciteit uit zon en wind, gevolgd door wind op land en vervolgens door wind op zee. De productie uit wind en zon is hier weergegeven op jaarbasis in terrawattuur. Zonne-energie omvat zowel grootschalige zonne-installaties als kleinschalige zon op dak. De kleinschalige zonne-energie telt niet mee voor het doel van 35 terawattuur elektriciteitsproductie in 2030 vanuit grootschalige zon en wind op land in de RES-regio's.

Figuur 3.4 Bruto elektriciteitsproductie uit zon en wind

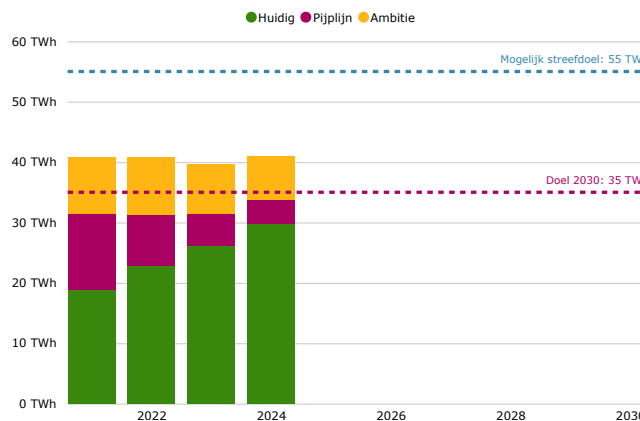


Bron: CBS, [Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen](#)

Figuur 3.5 toont de elektriciteitsproductie uit zon en wind op land binnen de RES regio's per jaar in terrawattuur, samen met de klimaatdoelstelling van 35 terrawattuur in 2030 en het streefdoel van 55 terrawattuur in 2030. De categorie 'pijplijn' betreft alle projecten met een SDE- of SCE-beschikking. De categorie 'ambitie' is een inschatting op basis van beleidsvoornemens uit regionale plannen.

De energieproductie uit zon en wind op land binnen de RES-regio's is toegenomen in tussen 2020 en 2024. De klimaatakkoord doelstelling van 35 terawattuur in 2030 is hierdoor al bijna behaald in 2024. Gezien de trend in de onderdelen huidig, pijplijn en ambitie is het onwaarschijnlijk dat het hogere streefdoel (de optelling van RES-biedingen tot 55 terawattuur) in 2030 wordt gehaald.

Figuur 3.5 Inschatting productie hernieuwbare elektriciteit op land 2030

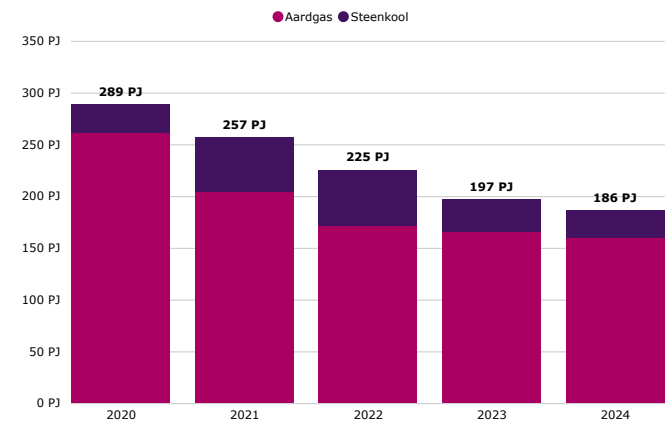


Bron: PBL, [Monitor RES 2024](#)

Productie elektriciteit uit gas- en kolencentrales

Figuur 3.6 laat zien dat de elektriciteitsproductie uit aardgas en steenkool sinds 2020 is gedaald.

Figuur 3.6 Elektriciteitsproductie uit gas- en kolencentrales



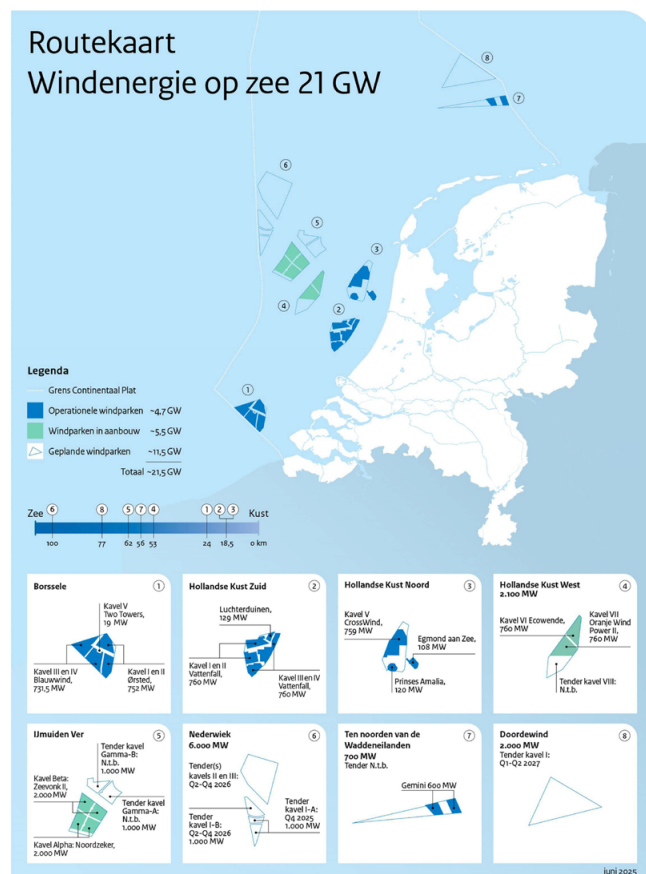
Bron: CBS, [Elektriciteit en warmte; productie en inzet naar energiedrager](#)

Omdat de elektriciteitsproductie vanuit zon en wind is toegenomen, hoeven we minder elektriciteit op te wekken vanuit fossiele bronnen als aardgas en steenkool.

Opgesteld en gepland vermogen hernieuwbare elektriciteit

Figuur 3.7, op de volgende pagina, geeft weer hoe de groei van wind op zee er ruimtelijk uitziet en bestaat uit een serie te ontwikkelen kavels voor opbouw van windmolenparken.

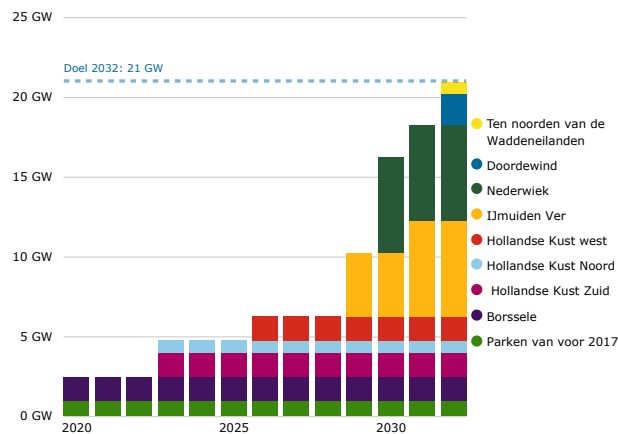
Figuur 3.7 Routekaart Windenergie op zee



Bron: Rijksoverheid, [Waar staan en komen de windparken op zee?](#)

Figuur 3.8 toont de gestage opbouw van wind op zee over de afgelopen jaren en de geplande opbouw voor de komende jaren op basis van de Routekaart wind op zee, uitgedrukt in opgesteld vermogen (gigawatt) en uitgesplitst naar te ontwikkelen kavel. Te zien is dat met name in tussen 2029 en 2032 veel capaciteit gepland staat voor ingebruikname binnen de kavels IJmuiden Ver en Nederwiek. Het doel van 21 gigawatt voor 2032, weergegeven als stippellijn, vereist een continue verdere opbouw.

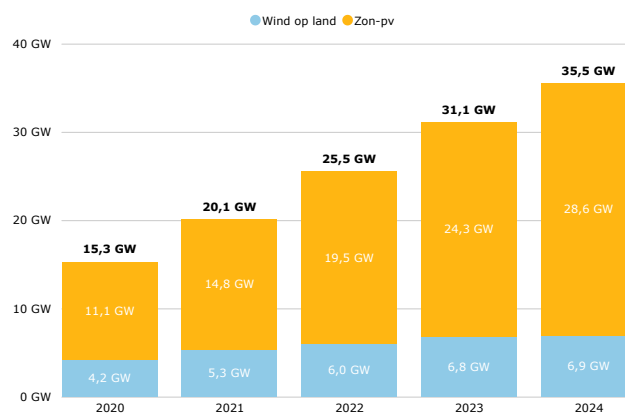
Figuur 3.8 Opgesteld en verwacht vermogen van windturbines op zee



Bron: RVO, [Waar staan en komen de windparken op zee?](#)

Figuur 3.9 toont het opgesteld vermogen van wind op land en zon-pv in gigawatt per jaar. Voor zon-pv wordt het opgesteld vermogen getoond in gigawattpiek.

Figuur 3.9 Opgesteld vermogen wind op land en zon-pv



Bron: RVO, [Monitor windenergie op land in Nederland](#); CBS, [Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio](#)

Het opgesteld vermogen is de laatste jaren sterk toegenomen, met de grootste groei in zon-pv. Het opgesteld vermogen toont hoeveel elektriciteit er via deze methoden in theorie opgewekt kan worden. Hoeveel elektriciteit er in de praktijk wordt opgewekt met zonnepanelen of windturbines hangt af van verschillende factoren (zoals weersomstandigheden) en verschilt per type technologie. Zo wordt er met 1 gigawatt wind op land gemiddeld meer elektriciteit in een jaar opgewekt dan met 1 gigawatt zon-pv. De verhouding in opgestelde vermogens tussen kan dus niet direct vertaald worden naar dezelfde verhouding in elektriciteitsproductie.

Kernenergie

Het kabinet zet zich in om zo snel mogelijk tot de benodigde besluiten te komen om met de bouw van de eerste twee nieuwe kerncentrales (in totaal >1000 MW per stuk) aan de slag te gaan. Hierbij doorloopt het kabinet de volgende sporen (KGG, 2025):

Techniekselectie: In de afgeronde Third Party Review zijn de inzichten van de technologie leveranciers tegen het licht gehouden en is gekeken wat er nodig is om de kerncentrales centrales in Borssele (naast het EPZ-terrein) te passen. Het kabinet is voornemens om de Kamer na de zomer te informeren over de uitgangspunten en planning van de technologieselectie die de komende 2-3 jaar moet plaatsvinden, inclusief eventuele versnellingsmogelijkheden.

Financiering: Uit de technische onderzoeken is een eerste investeringsbandbreedte duidelijk geworden van 20-30 miljard euro voor de eerste twee centrales. Het kabinet onderzoekt op dit moment op welke wijze het de kerncentrales het best kan financieren en heeft de ambitie om na de zomer hier een voorstel voor te doen.

Locatie: Het kabinet zet zich in om zo snel als mogelijk duidelijkheid te geven over de beoogde locatie voor de eerste twee kerncentrales. Als het daarbij een keuze heeft zal het kabinet kiezen voor een locatie in Zeeland. De verwachting is dat in het tweede kwartaal van 2026 voldoende inzicht heeft verkregen uit de Integrale Effectenanalyse (waaronder de planMER) om een voorkeurslocatie te kunnen onderbouwen.

Het kabinet kijkt hiervoor naar in totaal zeven locaties in vier gebieden: twee in het Sloegebied, één in Terneuzen, één locatie op Maasvlakte II en drie locaties in de Eemshaven.

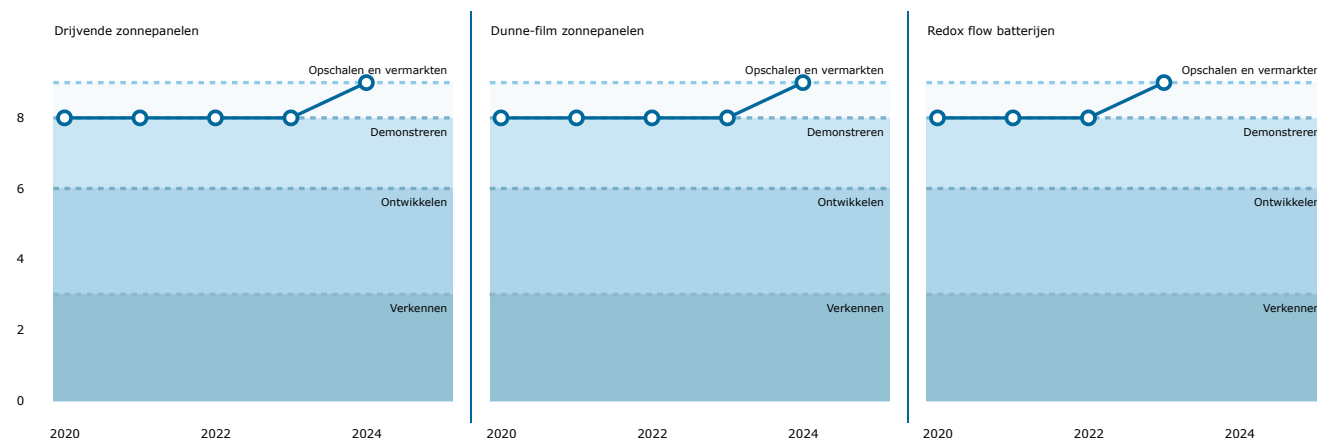
Rijk-Regio pakket: In aanloop naar een locatiebesluit neemt het kabinet de verschillende regio's mee in de mogelijke bouw van twee kerncentrales. Samen met medeoverheden wordt er in Zeeland gewerkt aan een voorlopig rijk-regiopakket. Eind 2025 maken de overheden hiervan de tussenbalans op. Indien een andere locatie dan een Zeeuwse locatie wordt aangewezen, zal er meer tijd nodig zijn om tot een rijk-regiopakket te komen.

SMRs: Ten slotte worden de mogelijkheden verkend met het programma voor Small Modular Reactors (SMRs) om op termijn ook kleine modulaire kernreactoren te realiseren in Nederland. Het kabinet verwacht dit jaar nog met een SMR visie te komen.

Innovaties aanbod

Figuur 3.10 toont de ontwikkeling van enkele relevante innovatieve technologieën voor de elektriciteitsketen. Dit is gedaan aan de hand van het Technology Readiness Level (TRL). De TRL geeft aan hoe ver een technologie is doorontwikkeld. Innovaties die zich in de vierde fase bevinden (opschalen en

Figuur 3.10 TRL-niveaus van innovaties binnen elektriciteitsketen



Bron: IEA, [ETP Clean Energy Technology Guide](#)

vermarkten) kunnen aan de markt worden geïntroduceerd. Dat deze technologieën op de markt geïntroduceerd kunnen worden betekent niet dat deze technologieën volledig zijn uitontwikkeld, en mogelijk is er nog extra innovatie nodig voor deze innovaties om competitief te kunnen zijn op de markt. In de periode 2020 – 2024 hebben drijvende zonnepanelen, dunne-film zonnepanelen en redox flow batterijen zich verder ontwikkelt tot TRL niveau 9.

Flexibiliteitsaanbod

In de toekomst zullen we steeds meer elektriciteit produceren vanuit weersafhankelijke productiemethoden zoals zon-pv en wind. Dit heeft als gevolg dat vraag en aanbod van elektriciteit in de toekomst niet altijd op hetzelfde moment in de dag, week, maand of in het jaar plaatsvinden. Om vraag en aanbod van elektriciteit aan elkaar te verbinden is flexibiliteit nodig in het energiesysteem, bijvoorbeeld via regelbaar vermogen, opslag,

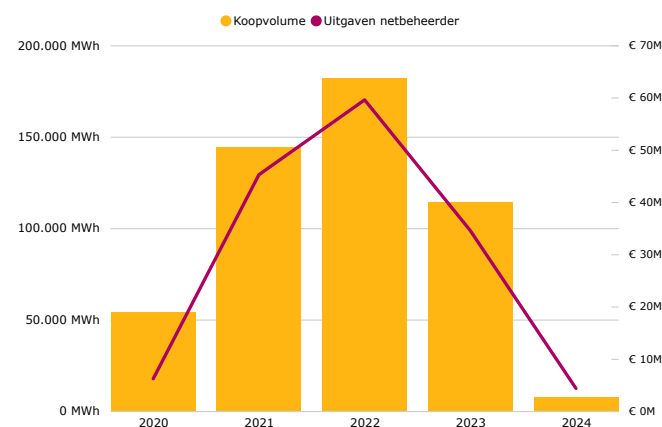
Demand Side Response (waarbij de gebruiker van elektriciteit zich aanpast op het beschikbare (verwachte) aanbod), omzetting van elektriciteit naar waterstof (power-to-gas) of warmte (power-to-heat) en uitwisseling met buurlanden (interconnectie). Ook kan flexibiliteit in het energiesysteem bijdragen aan een efficiëntere benutting van het elektriciteitsnet en zo helpen om netcongestie te verlichten.

Redispatch

Er zijn momenten dat de opwek en het verbruik van elektriciteit ver uit elkaar liggen en er beperkingen zijn in het elektriciteitsnet. Door deze beperkingen kan elektriciteit niet van A naar B verplaatst worden. Op zulke momenten kunnen netbeheerders aan de producenten van elektriciteit vragen om op locatie A af te schakelen, en op locatie B op te schakelen, zodat de gebruiker alsnog elektriciteit kan ontvangen. Deze op- en afschakeling vindt plaats tegen een vergoeding. Dit wordt redispatch genoemd.

Figuur 3.11 toont de hoeveelheid plaatsgevonden redispatch via het platform GOPACS in megawattuur per jaar in Nederland, en de vergoedingen in euro vanuit de TenneT en de regionale netbeheerders aan de producenten die op- en afgeschakeld hebben. De figuur geeft niet alle redispatch in Nederland weer. TenneT kan ook buiten het GOPACS platform om redispatch biedingen afroepen.

Figuur 3.11 Aangeboden/plaatsgevonden koopvolume en uitgaven netbeheerders redispatch GOPACS



Bron: GOPACS, [Performance Metrics](#)

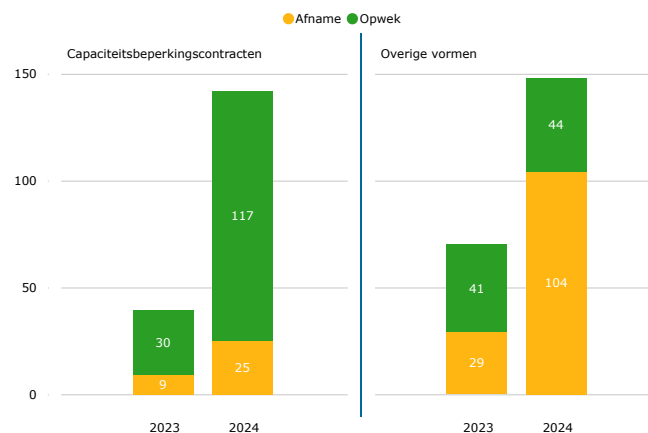
De vergoedingen lopen evenredig met de hoeveelheid plaatsgevonden redispatch. De piek in plaatsgevonden redispatch in 2022 komt onder andere door grote onderhouds- en uitbreidingswerkzaamheden aan het 380 kilovolt net rond Lelystad, waardoor minder transportcapaciteit beschikbaar was. Redispatch is richting 2024 sterk afgenomen doordat

congestiemanagement is verschoven van correctieve- naar preventieve congestiemanagement. De behoefte aan congestiemanagement is niet kleiner geworden, maar wordt in recente jaren vaker preventief opgelost (bijvoorbeeld via capaciteitsbeperking, zie figuur 3.12 en 3.13) in plaats van correctief (via redispatch).

Vraagsturing

Figuur 3.12 toont het totaal aantal afgesloten flexibele leveringscontracten (bestaande én nieuw afgesloten contracten) voor aansluitingen op het elektriciteitsnet in Nederland per jaar, uitgesplitst naar afname en opwek van elektriciteit en naar capaciteitsbeperkende contracten en overige contractvormen³. Vaste contracten bieden partijen gegarandeerde transportcapaciteit van elektriciteit aan, waarbij de partijen ten alle tijden de volledige transportcapaciteit kunnen benutten. Bij flexibele contracten leveren partijen een deel van deze rechten in en ontvangen hiervoor een vergoeding (of korting). Zo kan een partij ermee akkoord gaan om op momenten van netcongestie geen elektriciteit te gebruiken en op deze manier congestie te verlichten.

Figuur 3.12 Bestaand en nieuw aantal afgesloten flexibele leveringscontracten

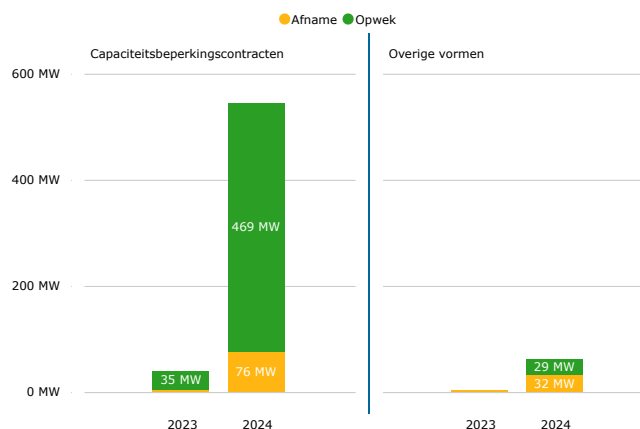


Bron: LAN, [LAN-dashboard](#)

Het opgetelde aantal afgesloten flexibele leveringscontracten is in 2024 sterk toegenomen. Er zijn beduidend meer capaciteitsbeperkende contracten afgesloten bij opwekking van elektriciteit ten opzichte van afname. Overige contractvormen zijn juist vaker afgesloten door afnemers van elektriciteit.

Figuur 3.13 toont het opgetelde vrijgespeeld vermogen op het elektriciteitsnet op basis van afgesloten flexibele leveringscontracten met afnemers en opwekkers van elektriciteit in megawatt per jaar, uitgesplitst naar afname en opwek. Het vrijgespeeld vermogen is in 2024 sterk toegenomen.

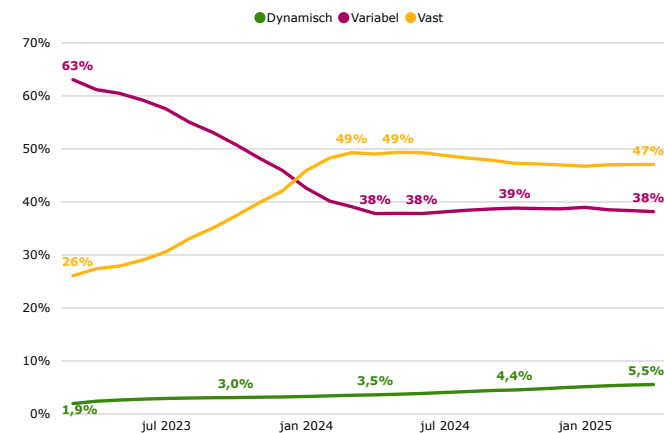
Figuur 3.13 Opgeteld vrijgespeeld vermogen door flexibele leveringscontracten



Bron: LAN, [LAN-dashboard](#)

In reactie op de energiecrisis sloten veel consumenten een ander leveringscontract af met hun energieleverancier, zoals te zien in figuur 3.14. Tot aan 2023, in de nasleep van de energiecrisis, is er een toename van variabele contracten te zien als vervanging van vaste contracten. Inmiddels is deze ontwikkeling gestopt. Het dynamische contract heeft de afgelopen jaren voorzichtig een intrede gemaakt en is inmiddels tot 5,5% gestegen. Bij deze contracten volgen de tarieven de actuele prijzen op de groothandelsmarkt, ook voor kleinverbruikers zoals huishoudens.

Figuur 3.14 Afgesloten leveringscontracten elektriciteit voor kleinverbruikers naar contracttype

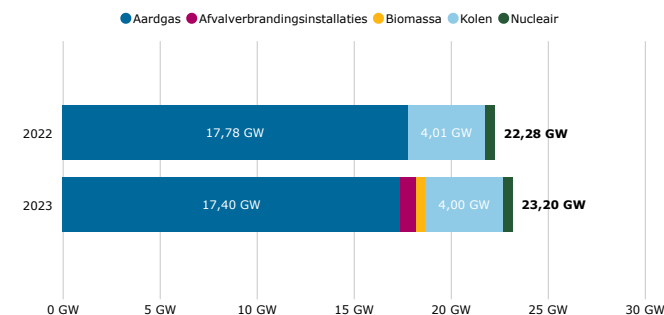


Bron: ACM, [Monitor Consumentenmarkt Energie](#)

Regelbaar productievermogen

Figuur 3.15 laat zien dat het huidige opwaarts regelbaar vermogen van gas- en kolencentrales verreweg het grootste deel vormt van het vermogen waarmee het aanbod van elektriciteit de vraag kan volgen.

Figuur 3.15 Capaciteit geïnstalleerd regelbaar vermogen naar technologie



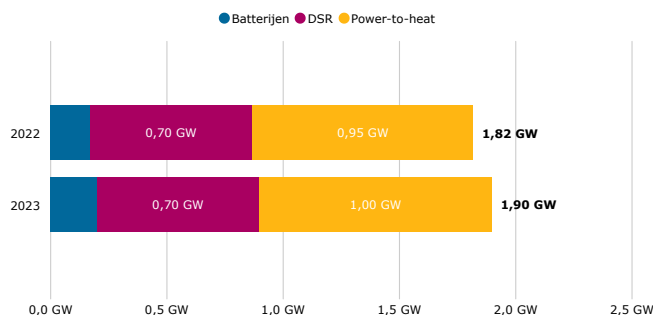
Bron: TenneT, [Monitor Leveringszekerheid 2024](#)

³ Overige contractvormen in figuur 3.12 en 3.13 betreffen bij opwek: dynamisch terugleveren, tijdsgebonden capaciteit bij transportbeperking, een letter of intent en statistische beperking. Bij afname gaat het om: tijdsgebonden capaciteit bij transportbeperking, statistische beperking en een tijdsduurgebonden contract.

Het opgesteld vermogen van aardgascentrales is in 2023 afgenomen. De daling in het opgesteld vermogen van aardgascentrales is verhoudingsgewijs kleiner dan de daling in elektriciteitsproductie uit kolen- en gascentrales, zoals zichtbaar is in figuur 3.6. Dit betekent dat centrales gemiddeld minder uren draaien op jaarbasis. De capaciteit is op sommige momenten in het jaar wel volop nodig om de leveringszekerheid van elektriciteit te verzekeren op momenten dat er geen zon of wind is.

Figuur 3.16 toont de huidige omvang van flexibiliteitsopties in gigawatt per jaar, aanvullend op het 'opwaarts' regelbaar vermogen van centrales. Te zien is dat batterijen en power-to-heat met een kleine marge zijn toegenomen ten opzichte van 2022. De capaciteit van grootschalige batterijen is nog beperkt in Nederland, en is in 2023 licht toegenomen.

Figuur 3.16 Capaciteit van verschillende flexibiliteitsopties



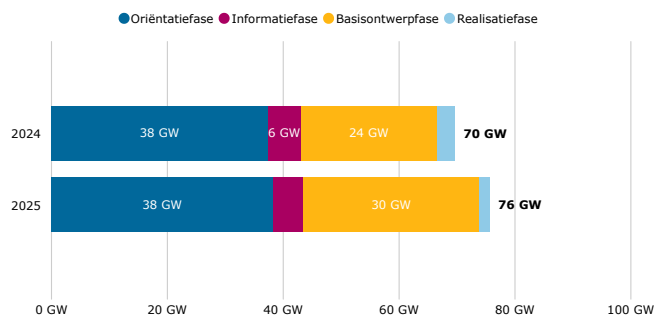
Bron: TenneT, [Monitor Leveringszekerheid 2024](#)

Opslag

Figuur 3.17 geeft inzicht in de mogelijke ontwikkeling van grootschalige batterijcapaciteit de komende jaren. Het geeft inzicht in informatieaanvragen en daadwerkelijke aansluitaanvragen die TenneT heeft ontvangen voor aansluitingen van batterijen op het hoogspanningsnet van TenneT.

Deze aanvragen bevinden zich nadrukkelijk in verschillende stadia van ontwikkeling en verschillen als gevolg hiervan ook in de kans dat ze daadwerkelijk gerealiseerd gaan worden. Sommige partijen onderzoeken bijvoorbeeld parallel een aansluiting op meerdere locaties en staan er dan dus dubbel in. TenneT heeft ze voor een beter beeld ingedeeld in vier ontwikkelingsfases, waarbij de laatste twee fases worden beschouwd als aansluitingsvragen die in de wachtrij staan, omdat daar door de aanvragende partij een handtekening is gezet onder de offerte voor het basisonwerp. Hieruit is te zien dat met name batterijen in de basisonwerpfase zijn toegenomen.

Figuur 3.17 Ontwikkeling batterijaanvragen

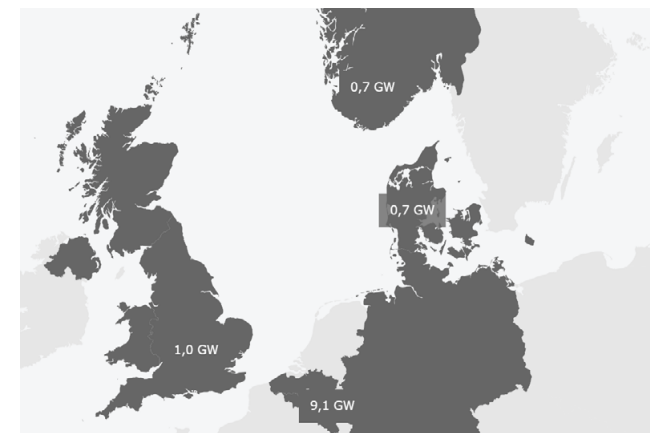


Bron: TenneT, [TenneT's position on Battery Energy Storage Systems \(BESS\)](#)

Interconnectie

Figuur 3.18 laat de interconnectie met de buurlanden zien in gigawatt. Nederland is via interconnecties direct verbonden met de elektriciteitsmarkten in Duitsland/België (samen 9.1 GW), Denemarken (0.7 GW), Noorwegen (0.7 GW) en het VK (1GW).

Figuur 3.18 Interconnectie capaciteit met buurlanden



Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, geen publicatie beschikbaar

In praktijk is de beschikbare capaciteit naar BEL+DUI afhankelijk van flow-based marktkoppeling en de technische netveiligheid, waardoor in de praktijk de beschikbaarheid van deze verbindingen rond 4,7 GW ligt (op basis van 2024 data), zoals te zien in de figuur

Daarnaast is uitbreiding van interconnectiecapaciteit voorzien in 2032 met de ontwikkeling van het LionLink-project, een zogenoemde hybride interconnectie tussen Nederland en het VK, gekoppeld aan een windpark op de Noordzee.

Transport

Bestaande en geplande elektriciteitsinfrastructuur

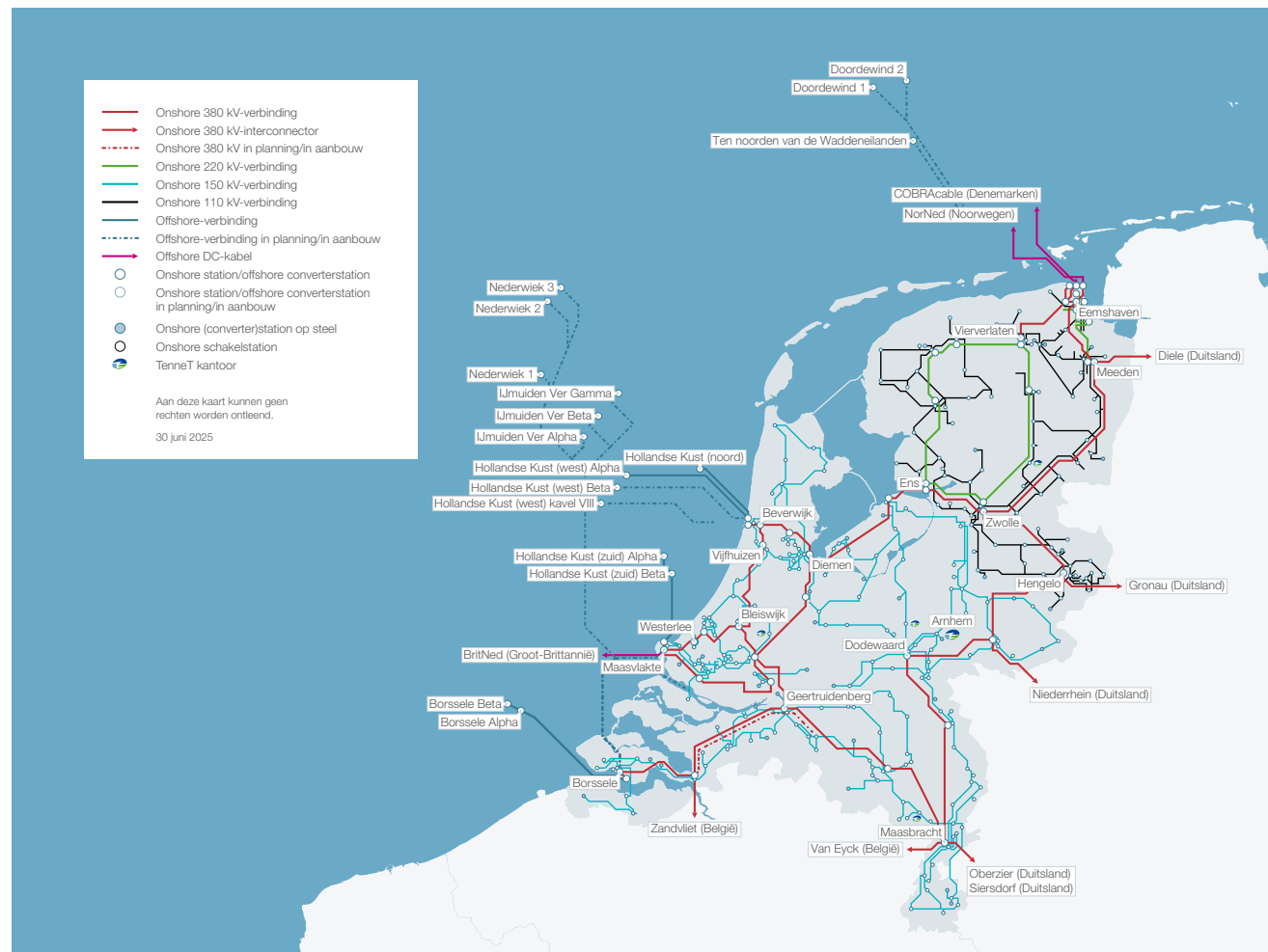
De groei van vraag en aanbod in de elektriciteitsketen vereist een enorme groei van transportcapaciteit. Figuur 3.19 toont de (geplande) verbindingen voor het hoogspanningsnet, inclusief de offshore verbindingen naar windparken op zee. Naast nieuwe verbindingen worden veel bestaande verbindingen verzaamd om meer elektriciteit te kunnen transporteren. Op de website van TenneT worden de gerealiseerde en geplande infrastructuurprojecten zoals lijnverzwaring en nieuwe hoogspanningsstations uit de investeringsplannen van 2024 getoond.

Investeringen

De investeringen in het elektriciteitsnet nemen stevig toe tot en met 2033 vergeleken met de reeds gerealiseerde bestedingen. De investeringen in het net betreffen verzwaring van het bestaande elektriciteitsnet en uitbreiding hierop. Deze verzwaringen en uitbreidingen maken het mogelijk dat (het toenemende aantal) producenten en verbruikers van elektriciteit aangesloten kunnen worden op het elektriciteitsnet en deze voor hun verbruik kunnen overstappen van fossiele energiebronnen op duurzame elektriciteit.

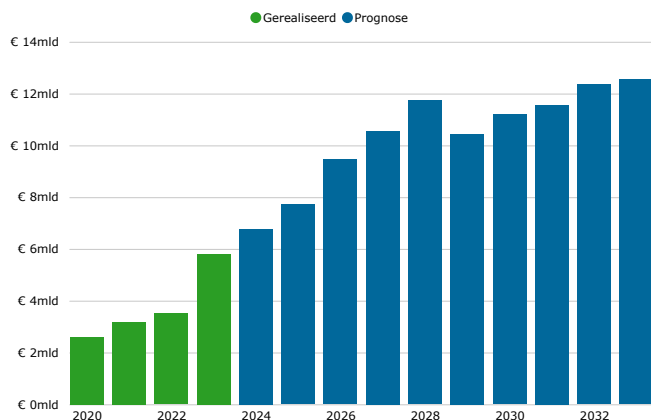
Figuur 3.20, op de volgende pagina, toont de gerealiseerde en geplande investeringen in het elektriciteitsnet van TenneT en de regionale netbeheerders Liander, Enexis en Stedin voor de jaren 2020 tot en met 2033 in miljarden euro, uitgesplitst naar gerealiseerde en geprognosticeerde uitgaven. De cijfers zijn gebaseerd op prognoses uit begin 2024.

Figuur 3.19 Bestaande en geplande elektriciteitsinfrastructuur hoogspanningsnet



Bron: TenneT, [Grid Map NL Onshore Netherlands](#)

Figuur 3.20 Investeringsplannen in het elektriciteitsnet

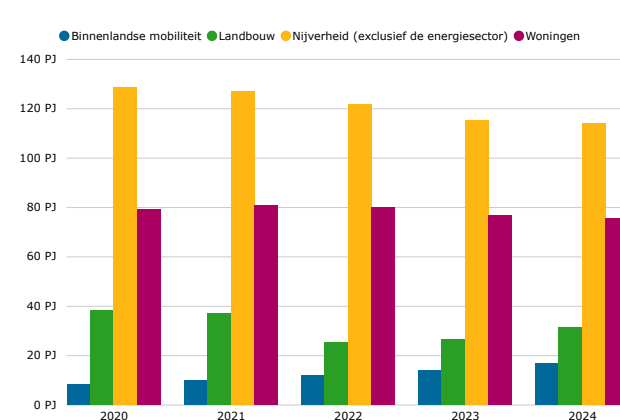


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Verbruik

Figuur 3.21 toont de ontwikkeling van het finaal verbruik van elektriciteit in petajoule per jaar en per sector. De nijverheid (exclusief de energiesector) en woningen verbruiken verreweg het meeste elektriciteit. In deze sectoren is het elektriciteitsverbruik licht aan het afnemen de afgelopen jaren. Deze trend gold ook voor de landbouwsector, maar in 2024 wordt er weer meer elektriciteit verbruikt. Binnen de mobiliteitssector is het verbruik juist toegenomen door de ingroei van elektrische voertuigen, wat ten goede komt aan de energie-efficiëntie binnen de sector.

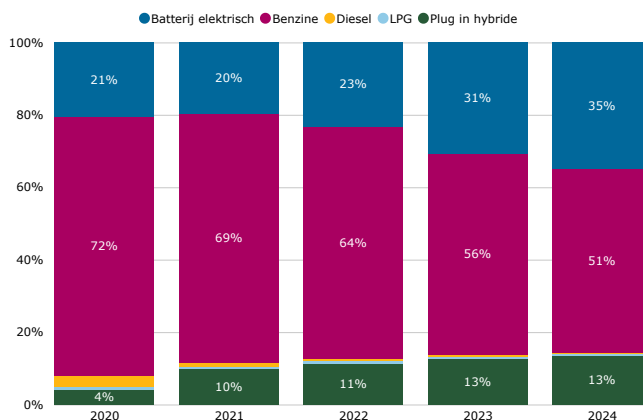
Figuur 3.21 Finaal verbruik naar sector



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 3.22 toont de nieuwverkoop van verschillende typen voertuigen door de jaren heen. Sinds 2020 is een duidelijke toename zichtbaar in de nieuwkoop van elektrische en hybride voertuigen, terwijl de verkoop van benzine- en dieselauto's juist is afgenomen. In 2024 is 35% van de nieuw verkochte auto's volledig elektrisch.

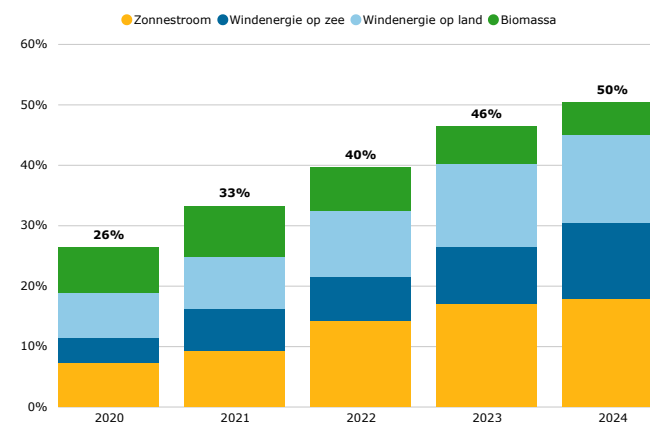
Figuur 3.22 Nieuwverkopende emissieloze voertuigen



Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, [Dashboard Klimaatbeleid - Mobiliteit](#)

Figuur 3.23 toont de ontwikkeling van de het jaarlijkse totale elektriciteitsverbruik uit hernieuwbare bronnen volgens de definities van de richtlijn voor hernieuwbare energie (RED). De groei hiervan levert een belangrijke bijdrage aan het algehele doel voor hernieuwbare energie voor Nederland (REDIII). Door een toename in het verbruik van hernieuwbare zonnestroom en wind komt in 2024 de helft van de stroom momenteel uit hernieuwbare bronnen. Het aandeel biogrondstoffen is over de jaren heen gedaald.

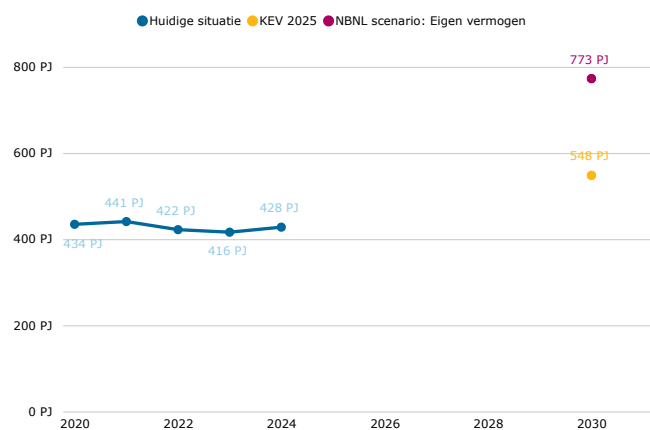
Figuur 3.23 Aandeel hernieuwbaar in elektriciteitsverbruik



Bron: CBS, [Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen](#)

Figuur 3.24 laat zien dat de totale elektriciteitsvraag de afgelopen jaren behoorlijk stabiel is geweest. De verwachting is dat deze komende jaren toe gaat nemen⁴, gezien de rol van elektriciteit als ruggengraat van het energiesysteem. De figuur toont dat de onzekerheid over deze groei al op korte termijn groot is. De Klimaat- en energieverkenning (KEV) van PBL geeft een prognose op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en komt hiermee voor 2030 beduidend lager uit dan het scenario met de snelst groeiende elektriciteitsvraag die netbeheerders gebruiken voor het toetsen van hun investeringsplannen⁵.

Figuur 3.24 Gerealiseerde en verwachte vraag vanuit verschillende prognoses



Bron: PBL, Klimaat- en energie verkenning 2025 (publicatie volgt nog); Netbeheer Nederland, [Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025](#); CLO, [Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2024](#)

⁴ De verwachte elektriciteitsvraag voor het scenario uit Netbeheer Nederland Scenario's editie 2025: Eigen Vermogen en de prognose uit de KEV2025 tonen de totale elektriciteitsvraag, inclusief eigen verbruik, distributieverliezen en de indirecte elektriciteitsvraag voor opwek van warmte en waterstof.

⁵ De cijfers uit het Netbeheer Nederland Scenario's 2025 rapport tonen cijfers over de verwachte elektriciteitsvraag zonder laadverliezen van batterijen. Deze worden in dit rapport wel meegenomen.

4 Waterstofketen

Waterstof zal in de toekomst voor specifieke onderdelen van het energiesysteem een belangrijke rol gaan spelen. Nederland is al een grote gebruiker van waterstof - met name in raffinaderijen en voor kunstmestproductie wordt waterstof als grondstof gebruikt. Deze bestaande vraag wordt nu vrijwel volledig ingevuld met waterstof van fossiele oorsprong en zal moeten worden verduurzaamd. Daarnaast zullen in de toekomst nieuwe toepassingen van waterstof ontstaan, onder andere voor de verduurzaming van zwaar (internationaal) transport (productie van synthetische brandstoffen), industriële processen en voor het opwekken van elektriciteit op momenten met weinig zon en wind.

Nationaal beleid richt zich daarom op het bouwen van elektrolyzers – apparaten die met behulp van elektriciteit waterstof maken uit water. Eerder heeft het kabinet een richtdoel geformuleerd van 3-4 gigawatt elektrolysecapaciteit in 2030 en een streefdoel van 8 GW in 2032. Zoals beschreven in de Klimaat en Energienota is dit bijgesteld naar 3-4 gigawatt in 2035. Verder ontwikkelt Nederland nationale transportinfrastructuur voor waterstof, locaties voor ondergrondse waterstof-opslag en wordt ingezet op de import van hernieuwbare waterstof en afgeleiden daarvan (waterstofdragers). Hernieuwbare waterstof wordt geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit, zoals gesteld in de Hernieuwbare Energie Richtlijn (REDIII). Vanuit de EU zijn er in de REDIII verschillende doelen voor de inzet van hernieuwbare waterstof opgenomen. Zo moet in 2030 42% van de in de industrie gebruikte waterstofdragers hernieuwbaar zijn. Daarnaast moet in 2030 1% van het energiegebruik in de mobiliteit (inclusief de toeleveringsketen) ingevuld worden met hernieuwbare waterstofdragers. Daarnaast wordt de inzet van koolstofarme waterstof verkend. Er zijn verschillende productiemethoden van koolstofarme waterstof, bijvoorbeeld de productie vanuit aardgas of restgassen van de raffinage in combinatie met Carbon Capture and Storage (CCS) waarbij CO₂ (gedeeltelijk) wordt afgevangen en opgeslagen.

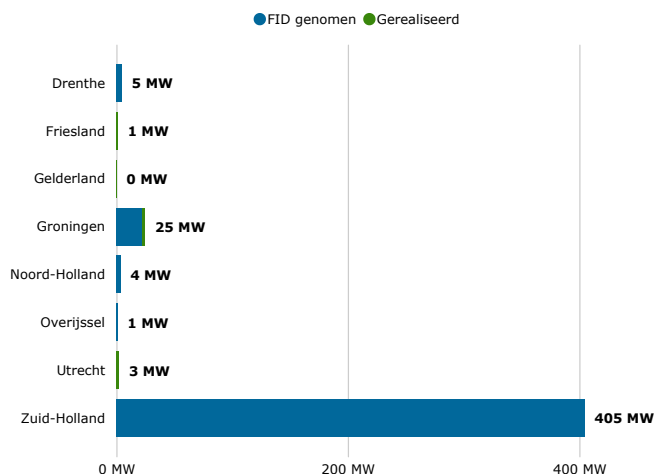
Aanbod

Het huidige aanbod van waterstof(dragers) in Nederland bestaat uit een combinatie van productie in Nederland uit aardgas en olie, en import van voornamelijk ammoniak die wordt ingezet als grondstof in de industrie. Cijfers over daadwerkelijke productie van waterstof uit elektrolyse in Nederland is vooralsnog niet beschikbaar in de statistiek van CBS en kan hier dus niet worden weergegeven. Wel zijn er gegevens beschikbaar over het opgesteld vermogen van elektrolyse in Nederland.

Huidig en verwacht vermogen elektrolyse

Figuur 4.1 toont het elektrolysevermogen in Nederland in megawatt uitgesplitst naar gerealiseerd en FID genomen (Financial Investment Decision). Voor de projecten waarvoor een FID is genomen kan de bouw inmiddels al gestart of afgerond zijn. In totaal staat er 6,7 megawatt opgesteld gerealiseerd elektrolysevermogen in Nederland. Hiernaast is er voor 437,5 megawatt aan FID's genomen.

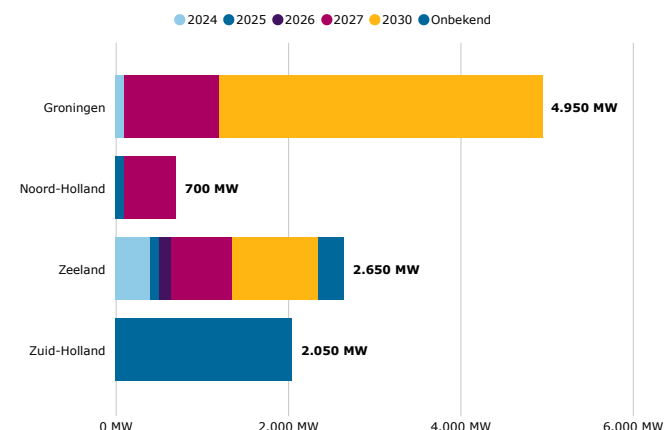
Figuur 4.1 Huidig elektrolysevermogen en elektrolysevermogen op basis van genomen FID medio 2025



Bron: RVO, geen publicatie beschikbaar

Figuur 4.2 geeft een overzicht van beoogde projecten voor de productie van groene waterstof met een capaciteit van 100 megawatt of meer, die rond 2022 zijn bekend gemaakt. Alle beoogde projecten hadden een aangekondigde opleverdatum van voor 2030. In totaal gaat het om 10.350 megawatt aan plannen. Er is nog een groot verschil tussen het daadwerkelijk gerealiseerde vermogen en het vermogen waarvoor een FID is genomen, te zien in figuur 4.1, en de hoeveelheid aangekondigde megawatt in de plannen van rond 2022.

Figuur 4.2 Oorspronkelijke plannen tot 2030 voor elektrolyse

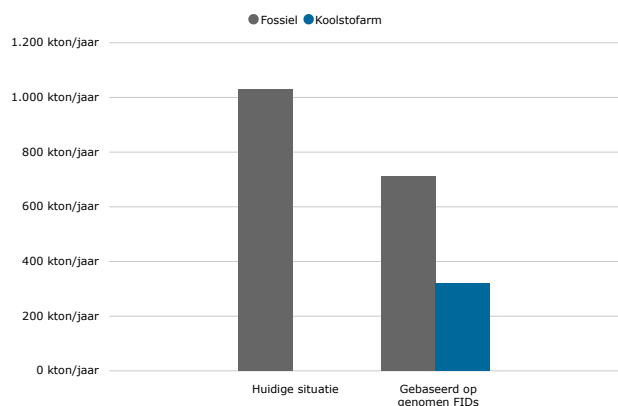


Bron: PBL, [Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid](#)

Fossiele en koolstofarme waterstofproductie

Figuur 4.3 toont de huidige waterstofproductie op basis van fossiele bronnen en de waterstofproductie gebaseerd op genomen FIDs.

Figuur 4.3 Fossiele waterstofproductie en aandeel dat omgezet wordt naar koolstofarme waterstofproductie



Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, geen publicatie beschikbaar; TNO, [The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics](#)

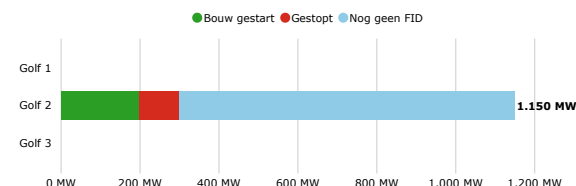
Momenteel is er in Nederland alleen waterstofproductie uit fossiele bronnen waarbij alle geproduceerde CO₂ vrij komt. Voor circa een derde van de fossiele waterstofproductie zijn op dit moment FID's zijn genomen om deze stroom koolstofarm te maken. Bij koolstofarme waterstofproductie wordt waterstof ook geproduceerd op basis van fossiele bronnen, maar wordt de geproduceerde CO₂ grotendeels afgevangen en onder de grond gestopt. De afgevangen CO₂ uit deze projecten wordt opgeslagen in lege gasvelden via projecten zoals Porthos en Northern Lights.

Publieke subsidies en verwante projecten elektrolyse

Voor de opschaling van waterstofproductie kunnen projecten aanspraak maken op (financiële) ondersteuning, waaronder het Important Projects of Common European Interest (IPCEIs) programma. IPCEI is een geïntegreerd Europees projectinitiatief bedoeld om lidstaten te stimuleren om middelen grensoverschrijdend te bundelen.

Figuur 4.4 toont de Nederlandse waterstofprojecten die deel uitmaken van de 'tweede golf' van het IPCEI, welke zich richt op projecten rond waterstofproductie door elektrolyse.

Figuur 4.4 Status van IPCEI-projecten



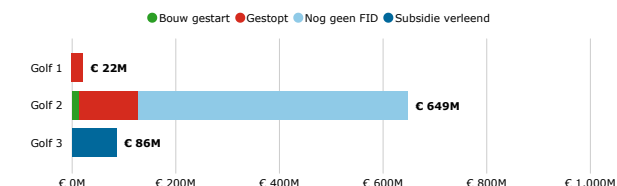
Bron: RVO, [Important Project of Common European Interest \(IPCEI\)](#)

Voor de meeste van deze projecten binnen het IPCEI is nog geen FID genomen, waarmee organisaties grote financiële middelen besluiten te investeren in het project en financiële verplichtingen aangaan. Ten opzichte van 2024 hebben projecten geen nieuwe FID's genomen en is een deel van de eerder geplande projecten in 2025 gestopt.

Figuur 4.5 toont het totaal verleende subsidiebedrag in miljoenen euro's aan projecten binnen het IPCEI, uitgesplitst naar golf. Golf drie richt zich op projecten rond waterstofinfrastructuur en

de opslag en import van hernieuwbare waterstof. De verleende subsidiebedragen laten het totaal verleende bedrag zien, niet het verleende bedrag per jaar.

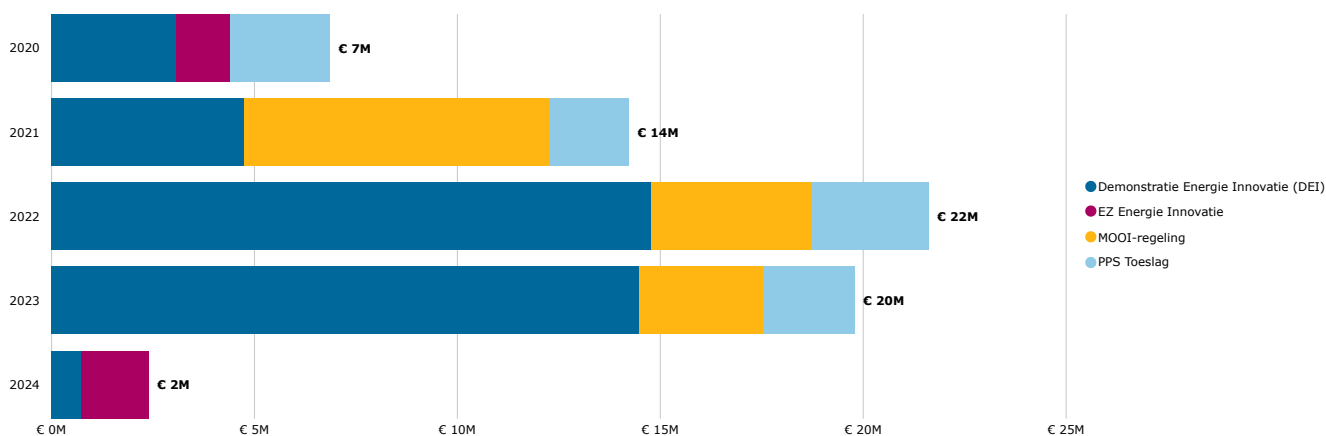
Figuur 4.5 Subsidiebedragen van IPCEI-projecten



Bron: RVO, [Important Project of Common European Interest \(IPCEI\)](#)

Figuur 4.6, toont dat de beschikte subsidie voor waterstofprojecten uit Nederlandse innovatiemiddelen tussen 2020 en 2024 sterk is toegenomen, en staat in 2024 op 125 miljoen euro. In elk jaar is het meeste budget gereserveerd voor de innovatieregeling 'Demonstratie Energie Innovatie (DEI)'. Binnen deze regeling kunnen demonstratie- en testprojecten rondom CO₂-reductie methodes subsidie aanvragen. In 2024 is ook veel subsidie gereserveerd binnen de VEKI, welke technologieën subsidieert die al klaar zijn voor de markt.

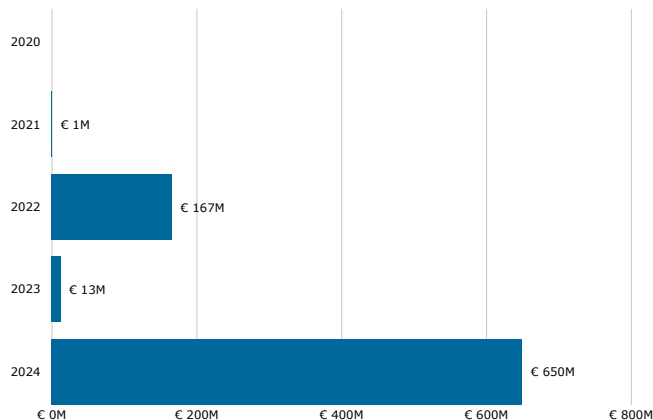
Figuur 4.6 Ontwikkeling van Nederlandse innovatiemiddelen voor waterstof



Bron: RVO, [Energie-innovatiemiddelen](#)

Figuur 4.7 toont alle beschikkingen vanuit de Stimulering Duurzame Energieproductie en klimaattransitie (SDE) binnen de waterstofketen in de periode 2020 - 2024. In totaal is er rond de 830 miljoen beschikt sinds 2020.

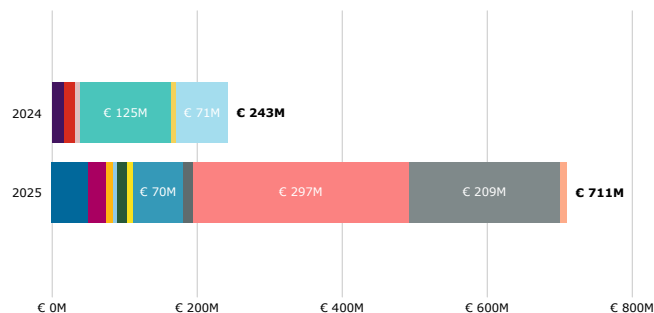
Figuur 4.7 Ontwikkeling van SDE(+)(+) beschikkingen voor waterstof



Bron: RVO, [Feiten en cijfers SDE\(+\)\(+\)](#)

Figuur 4.8 laat zien dat in 2024 in totaal 243 miljoen euro aan subsidie is toegekend voor de productie van volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse, in het kader van de regeling Opschaling volledig hernieuwbare waterstofproductie via elektrolyse (OWE). Voor de tweede ronde van deze regeling, waarvan de uitkomsten in 2025 worden verwacht, is een bedrag van 711 miljoen euro beschikbaar gesteld.

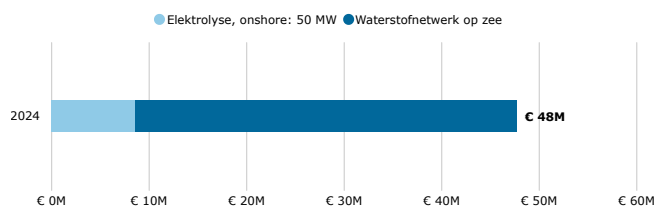
Figuur 4.8 OWE input vermogen in 2023



Bron: RVO, [Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse \(OWE\)](#)

Figuur 4.9 laat de kasuitgaven uit het klimaatfonds op de percelen 'energie infrastructuur' en 'vroeg fase opschaling' zien in miljoenen euro's. Dit geld is ingezet voor elektrolyse op land en het waterstofnetwerk op zee.

Figuur 4.9 Kasuitgaven in miljoen euro uit het klimaatfonds percelen 'energie infrastructuur' en 'vroeg fase opschaling'

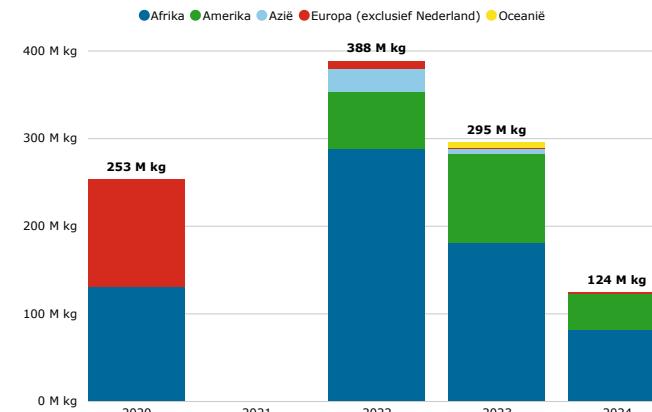


Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, [Klimaatfondsbijlage KGG 2025](#)

Import

Figuur 4.10 toont de invoer van watervrije ammoniak in Nederland in kg per jaar. Waterstof kan getransporteerd worden via ammoniak dat als drager van waterstof dient en gemakkelijker te transporteren is. Ammoniak kan ook voor andere doeleinden worden gebruikt en is niet één op één te zien als waterstofimport. De invoer van ammoniak is gepiekt in 2022 naar aanleiding van de piek in aardgas prijzen. Vanwege de piek in aardgas prijzen zijn kunstmestproducenten op grote schaal overgestapt op import van ammoniak. In de jaren 2023 en 2024 is de ammoniak, samen met de prijs van aardgas, weer gedaald. Voor 2021 is geen data beschikbaar.

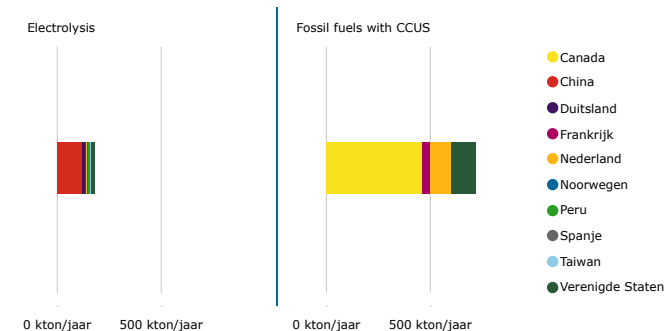
Figuur 4.10 Invoer watervrije ammoniak in kg



Bron: CBS, [Goederen: grensoverschrijding, GN](#)

Figuur 4.11 toont de waterstofproductie van de top 10 waterstof producerende landen wereldwijd in oktober 2024.

Figuur 4.11 Gerealiseerde waterstofproductie top 10 landen wereldwijd

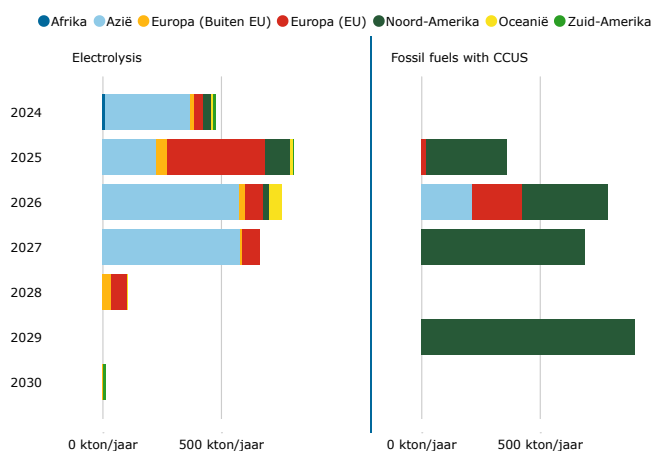


Bron: IEA, [Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database](#)

Canada produceert momenteel het meeste waterstof per jaar in de vorm van fossiele waterstofproductie met CCUS. China leidt in waterstofproductie via elektrolyse. De figuur toont de waterstofproductie in kiloton per jaar, uitgesplitst naar land en opwek methode.

Figuur 4.12 toont de waterstofproductieprojecten in kiloton per jaar waarvoor een FID is genomen, uitgesplitst naar jaar van ingebruikname en continent. Op basis van genomen FID's vindt de grootste ingebruikname van elektrolyseprojecten tot 2030 plaats in Azië. In de EU staan veel elektrolyseprojecten gepland voor ingebruikname in 2025. De ingebruikname van fossiele waterstofproductie met CCUS vindt hoofdzakelijk in Noord-Amerika plaats. Naast de getoonde data in deze figuur is ook 631 kton/jaar aan FID's genomen waar nog geen datum voor ingebruikname bekend is gemaakt.

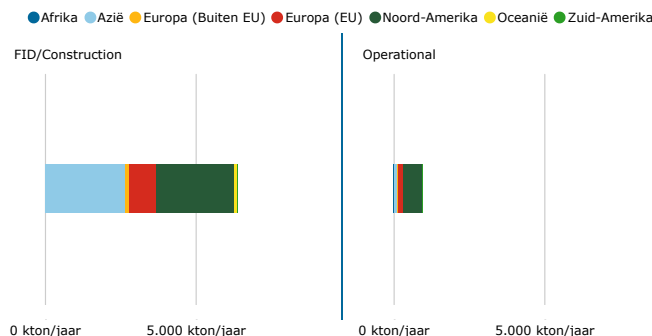
Figuur 4.12 Waterstofproductie projecten in bouwfase en genomen FID wereldwijd



Bron: IEA, [Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database](#)

Figuur 4.13 toont het verschil tussen wereldwijde waterstofproductie waarvoor een FID is genomen of welke momenteel in de bouwfase zijn, en de productie vanuit projecten welke al operationeel zijn. Het overgrote deel van de projecten bevindt zich in de FID/onder constructie fase.

Figuur 4.13 Waterstofproductie naar continent

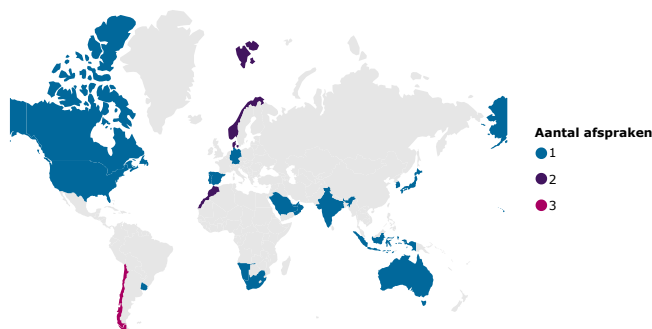


Bron: IEA, [Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database](#)

Om genoeg waterstofaanbod in Nederland in de toekomst te verzekeren is import van waterstof nodig en dus samenwerking met het buitenland. Dit behelst onder andere het tot stand brengen van verschillende vormen van samenwerkingsverbanden in afspraken zoals Memorandums of Understanding (MoU), Declarations of Interest (DoI) en Joint Statements. Het doel van deze samenwerkingsverbanden is om de dialoog tussen overheden op te starten, Nederlandse bedrijven te positioneren in de markten van derde landen en consortia te vormen.

De Nederlandse overheid heeft afspraken omtrent waterstofimport gemaakt met buitenlandse overheden in landen rondom de wereld, zoals te zien in figuur 4.14.

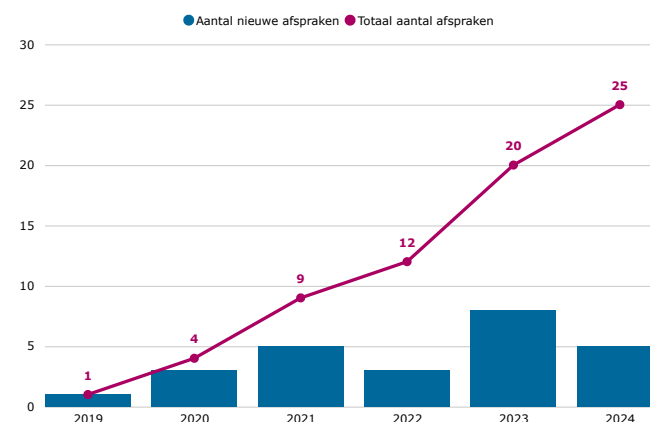
Figuur 4.14 Waterstofdiplomatie: geografische spreiding van afspraken met andere landen



Bron: Nationaal Waterstof Programma, [Internationale Samenwerking](#)

Figuur 4.15 laat de ontwikkeling van het aantal samenwerkingsverbanden zien sinds 2019 tot juni 2025. Sinds 2019 zijn afspraken met andere landen geleidelijk toegenomen. Naast bilaterale samenwerking wordt, ten behoeve van leveringszekerheid, ook in Europees verband partnerschappen gesloten en maakt Nederland deel uit van multilaterale samenwerkingen zoals het International Hydrogen Trade Forum (IHTF). Deze zijn niet getoond in de figuur.

Figuur 4.15 Waterstofdiplomatie: aantal afspraken met andere landen



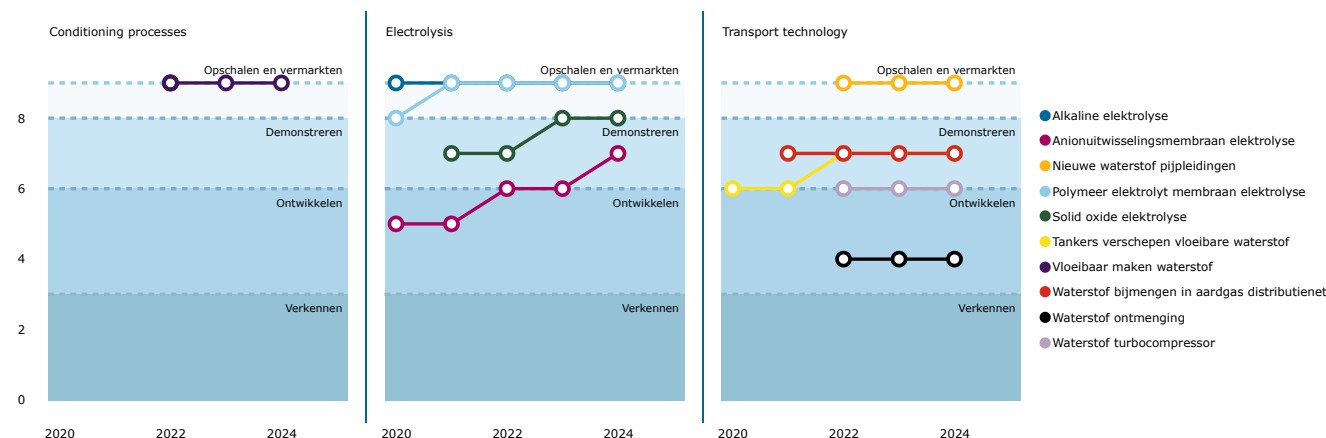
Bron: Nationaal Waterstof Programma, [Internationale Samenwerking](#)

Innovaties

De TRL geeft aan hoe ver een technologie is doorontwikkeld. Innovaties die zich in de vierde fase bevinden (opschalen en vermarkten) kunnen aan de markt worden geïntroduceerd. Dat deze technologieën aan de markt geïntroduceerd kunnen worden betekent niet dat deze technologieën volledig zijn uitontwikkeld, en mogelijk is er nog extra innovatie nodig voor deze innovaties om competitief te kunnen zijn op de markt. Enkele waterstofinnovaties zitten op dit niveau.

Figuur 4.16, op de volgende pagina, laat de ontwikkeling van innovaties binnen de waterstofketen zien in de afgelopen jaren voor verschillende ketenonderdelen op basis verschillende TRL fases. De technieken solid oxide elektrolyse, anion uitwisselingsmembranen voor elektrolyse, tankers die vloeibare waterstof verschepen en polymeer elektrolyt membraan elektrolyse zijn in de laatste jaren een TRL-niveau omhoog gegaan.

Figuur 4.16 TRL-niveaus van innovaties binnen waterstofketen



Bron: IEA, [ETP Clean Energy Technology Guide](#)

Opslag

Momenteel wordt er door Gasunie gewerkt aan de ontwikkeling van vier zoutcavernes in Zuidwending met een beoogde netto opslagcapaciteit van ongeveer 1 terawattuur. De ontwikkeling van een zoutcaverne is een langjarig proces, welke verloopt van het uitvoeren van proefboringen, vergunningen, logen en aanleg bovengrondse installaties naar deze vullen met waterstof. In Q4 van 2025 zullen noodzakelijke proefboringen worden uitgevoerd. Een van de vier cavernes, A5, is reeds geloofd en kan in 2031 beschikbaar komen. De andere drie zoutcavernes (genaamd A9, A10 en A11) bevinden zich in een vroeger stadium. Deze moeten nog volledig worden geloofd en aangelegd. Deze worden verwacht tussen 2032 en 2037 beschikbaar te zijn. Voor het hele project is een milieueffectrapportage opgesteld.

Transport

Geplande waterstofinfrastructuur

Figuur 4.17 toont het geplande eindplaatje voor de transport-infrastructuur voor gasvormige waterstof (het landelijke waterstofnetwerk). Deze infrastructuur verbindt de (potentiële) productielocaties, opslaglocaties, industriële clusters en belangrijke (potentiële) invoer- en uitvoerpunten. De getoonde figuur betreft niet het vastgestelde uitrolplan. Gasunie heeft de consultatiefase voor het uitrolplan afgerond en het kabinet

geadviseerd. Het kabinet stelt het uiteindelijke uitrolplan vast. Meer informatie over het uitrolplan en de verschillende fases in het uitrolplan is te vinden in het [Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan](#) van Hynetwork.

Figuur 4.18, op de volgende pagina, toont een tabel met de voortgang van de verschillende delen van het geplande waterstofnetwerk, uitgesplitst naar projectfase. De meeste projecten bevinden zich in de verkenningfase en voorbereidingsfase.

Figuur 4.17 Gepland en potentieel waterstofnetwerk



Bron: Hynetwork, [Het uitrolplan](#)

Figuur 4.18 Voortgang MIEK- projecten waterstof

Project	Huidige fase
Energiebuffer Zuidwending - project Hystock waterstofopslag	Planuitwerkingsfase
Kavel Ten Noorden van de Waddeneilanden	Planuitwerkingsfase
Delta Rhine Corridor - Zuid-Holland	Verkenningfase
Waterstofnetwerk Drenthe-Overijssel	Verkenningfase
Waterstofnetwerk Noordzeekanaalgebied	Verkenningfase
Waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland	Verkenningfase
Delta Rhine Corridor - Noord-Brabant	Vorbereidingsfase
Waterstofnetwerk Oost Nederland	Vorbereidingsfase
Waterstofnetwerk West-Nederland	Vorbereidingsfase
H-vision Rotterdam	Vroege onderzoeksfase MIEK
Multi Utiliteiten Kruising (MUK) Westerschelde	Vroege onderzoeksfase MIEK

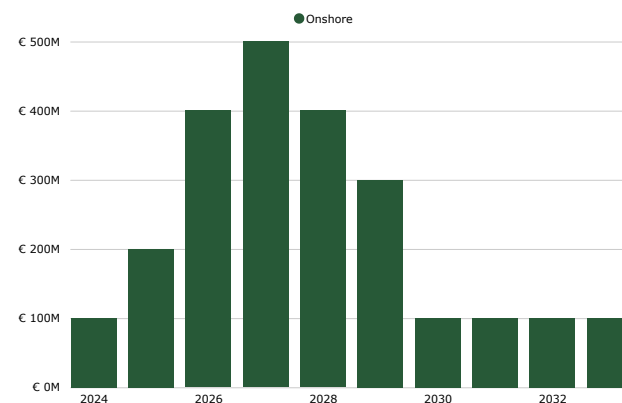
Bron: MIEK-projecten

Het zuidelijke deel van het waterstofnetwerk is onderdeel van de plannen voor de Delta Rhine Corridor (DRC): een bundel van buisleidingen voor het transport van waterstof en CO₂, die loopt van Rotterdam via Moerdijk naar Zuid-Limburg en Duitsland. De planning voor ontwikkeling van de waterstofverbinding als onderdeel van de DRC is aangepast en nu voorzien voor 2032, zoals aangegeven in een eerdere kamerbrief (EZK, 2024).

Figuur 4.19 toont de investeringsplannen van Gasunie in het waterstofnetwerk in miljoenen euro voor de jaren 2024 tot en met 2033. De investeringen betreffen de ombouw van (een deel van) het bestaande aardgasnet naar een waterstof-netwerk en eventuele nieuwe leidingen en stations. De cijfers zijn gebaseerd op prognoses uit begin 2024. Investerings in het distributienet van de regionale netbeheerders zijn niet meegenomen in deze prognose.

De investeringsprognose in het waterstofnetwerk tussen 2024 en 2040 wordt ingeschat op cumulatief 3 miljard euro. Tot 2030 vinden de grootste investeringen in het onshore waterstofnetwerk plaats. Na 2030 kantelen de investeringen verhoudingsgewijs richting het offshore netwerk.

Figuur 4.19 Investeringsplannen Gasunie waterstofnetwerk

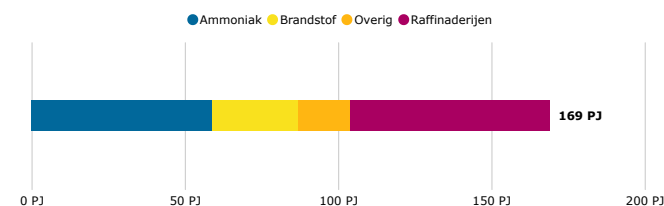


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Verbruik

De huidige vraag naar waterstof in de Nederlandse industrie die naar verwachting ook in 2030 relevant is, bestaat uit inzet voor ammoniak, verbruik in raffinaderijen, verbruik als brandstof en overig verbruik. Dit telt op tot ongeveer 170 petajoule en staat weergegeven in figuur 4.20. Deze waterstofvraag nagenoeg volledig ingevuld met waterstofproductie uit fossiele energiebronnen. De eerste koolstofarme waterstofproductie projecten met behulp van CC(U)S projecten worden in de tweede helft van 2025 en begin 2026 verwacht. Voor een deel van dit waterstofverbruik in de industrie bestaan concrete doelen voor 2030 onder de Europese richtlijn voor hernieuwbare energie (REDIII) om het waterstofverbruik te vergroenen.

Figuur 4.20 Geschatte waterstofvraag in Nederland in 2020



Bron: TNO, [The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics](#); CE Delft, [Toetsing beleidsontwikkelingen waterstof](#)

5 Koolstofketen

De opgave voor de koolstofketen is om de inzet van fossiele koolstofdragers te minimaliseren richting 2050 en de resterende koolstofbehoefte zoveel mogelijk in te vullen met duurzame koolstofdragers (biogene, gerecyclede of synthetische koolstofdragers). Omdat duurzame koolstofdragers naar verwachting schaars zullen zijn is het van belang om het aanbod te vergroten en daarnaast koolstofdragers zoveel mogelijk in te zetten daar waar geen (haalbare) alternatieven zijn. In de beleidsagenda wordt toegelicht hoe het kabinet invulling wil geven aan deze uitgangspunten.

Op de korte termijn zijn er verschillende doelstellingen met betrekking tot aanbod en inzet van duurzame koolstofdragers. Aan de aanbodkant streeft het kabinet naar 2 billion cubic meters (bcm) (70 petajoule) groengasproductie in 2030. De inzet van biograndstoffen voor elektriciteit en warmteproductie levert op dit moment nog een belangrijke bijdrage aan de doelstellingen voor hernieuwbare energieproductie. De inzet van duurzame (bio)brandstoffen in de mobiliteitssector (inclusief scheepvaart) levert een bijdrage aan het ketenemissiereductiedoel van 14,5% in 2030 (EU RED III richtlijn). De komende decennia zal een verschuiving plaats moeten vinden van de inzet van duurzame koolstofdragers naar (meer) hoogwaardige toepassingen, zoals lucht- en scheepvaart brandstoffen en als grondstof in de chemie (niet-energetisch gebruik).

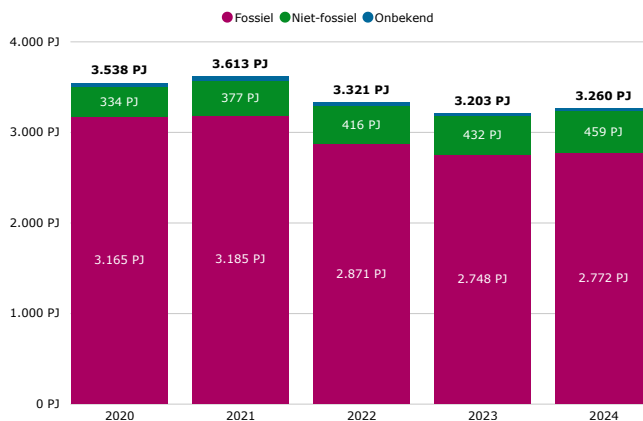
Deze monitor bevat gegevens over het aanbod en de inzet van fossiele koolstofdragers en biogene koolstofdragers (biograndstoffen). Met betrekking tot secundaire en synthetische koolstofdragers is nog onvoldoende data beschikbaar. Ook ontbreekt vooralsnog data over de inzet van duurzame koolstof voor niet-energetisch gebruik.

Aanbod

Inzet koolstofdragers energieproductie

Figuur 5.1 toont het aandeel fossiel in de Nederlandse energiemix (primaire energieverbruik). Ondanks een daling in het aandeel fossiele brandstoffen over de afgelopen jaren, blijft het in 2024 met 85 procent nog steeds de grootste bron van energie in Nederland.

Figuur 5.1 Aandeel fossiel in Nederlands energiesysteem



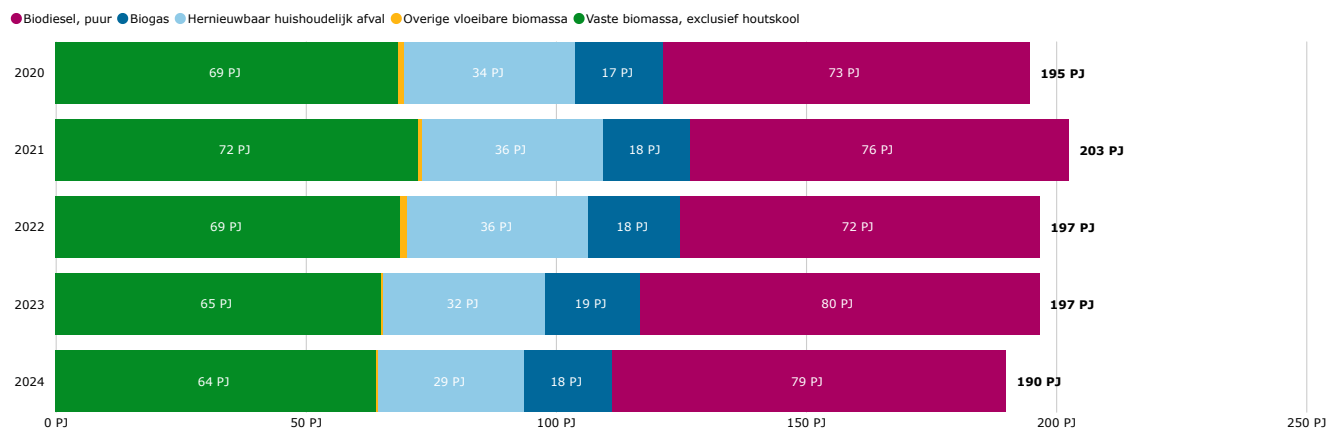
Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Duurzame koolstofdragers

Om in de toekomst aan de vraag van duurzame koolstofdragers te voldoen moet Nederland zowel binnenlandse productie als import van duurzame koolstofdragers opschalen. In welke mate Nederland duurzame koolstofdragers kan produceren en importeren is mede afhankelijk van de beschikbaarheid van duurzame koolstofbronnen en de mogelijkheid om duurzame koolstofdragers te kunnen produceren of beter te ontsluiten. Binnen Nederland zal de beschikbaarheid van koolstofbronnen in de toekomst niet voldoende zijn om aan de Nederlandse vraag te voldoen. Wereldwijd hangt het aanbod van duurzame koolstofbronnen ten behoeve van het energiesysteem mede af van de vraag voor duurzame koolstofbronnen in andere sectoren, bijvoorbeeld van de vraag naar afvalstromen van houtachtige materialen in de bouw. Een grotere vraag naar duurzame koolstofbronnen in andere sectoren leidt tot minder beschikbaarheid van bronnen ten behoeve van het energiesysteem, en vice versa. Echter ook betere ontsluiting van reststromen of verandering van productie kunnen een aanzienlijke bijdrage leveren.

Figuur 5.2, op de volgende pagina, laat zien dat de productie van duurzame koolstofdragers licht is afgenomen over de jaren heen. Biodiesel en vaste biograndstoffen maken het grootste deel van de productie uit. Figuur 5.2 betreft uitsluitend productie van biogene koolstofdragers. Secundaire (gerecyclede) en synthetische koolstofdragers ontbreken. Productie gaat hier om het omzetten van bronnen in een bruikbare energievorm. Een deel van de productie vindt plaats op basis van geïmporteerde biograndstoffen.

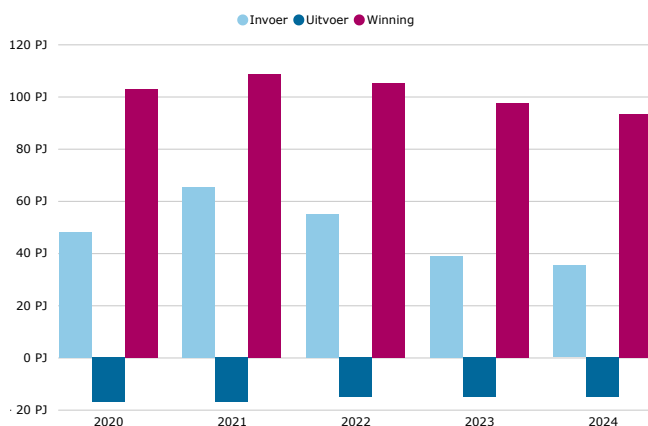
Figuur 5.2 Geproduceerde duurzame koolstofdragers in Nederland



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.3 laat zien dat het totale aanbod van vaste biograndstoffen en hernieuwbaar huishoudelijk afval licht is toegenomen tussen 2020 en 2021. Vanaf 2021 is zowel het aandeel van invoer, uitvoer als winning van deze stromen gedaald. Het grootste deel van het aanbod komt beschikbaar uit productie in Nederland.

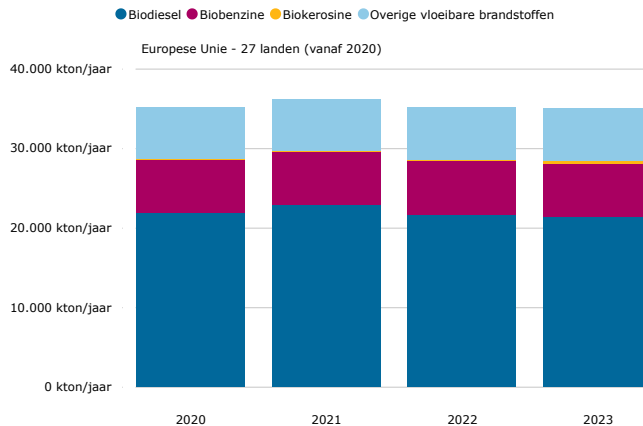
Figuur 5.3 Aanbod vaste biograndstoffen en hernieuwbaar huishoudelijk afval



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.4 toont de Nederlandse en Europese productiecapaciteit voor een selectie aan duurzame koolstofdragers (biobrandstoffen). Duitsland springt eruit met een relatief hoge productiecapaciteit. Pure biodiesel vormt veruit het grootste aandeel, gevolgd door andere vloeibare biobrandstoffen zoals biogasoline en biojetfuel. De vergelijking laat zien hoe de productie verdeeld is over landen en brandstoftypen.

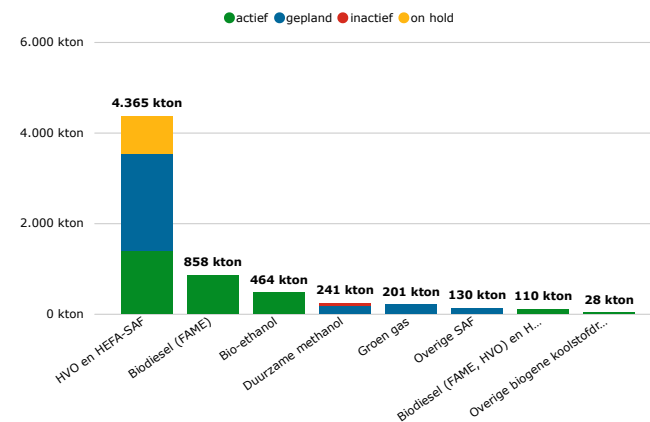
Figuur 5.4 Nederlandse en Europese productiecapaciteit diverse biobrandstoffen



Bron: Eurostat, [Liquid biofuels production capacities](#)

Figuur 5.5 toont de productiefaciliteiten voor groen gas, duurzame methanol en overige biogene koolstofdragers in Nederland per april 2023 in megawatt, uitgesplitst per locatie. Het grootste deel van de projecten bevindt zich nog in de planningsfase. Dit betekent dat het vooral gaat om toekomstige plannen en een indicatie geeft van de mogelijke ontwikkeling in de komende jaren.

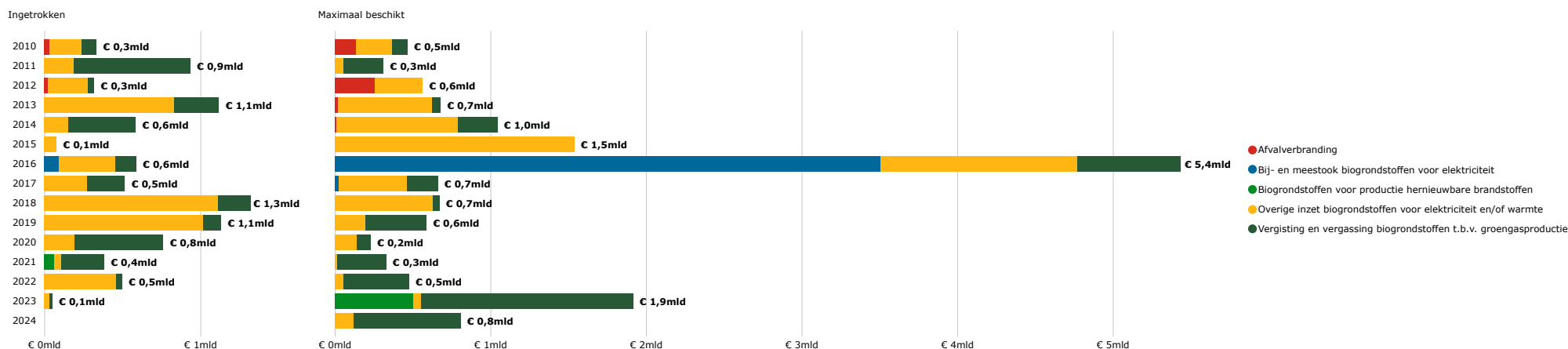
Figuur 5.5 Productiefaciliteiten hernieuwbare brandstoffen in Nederland



Bron: Platform Hernieuwbare Brandstoffen, [Hernieuwbare brandstoffen in Nederland](#)



Figuur 5.6 Ingetrokken en beschikte SDE(+)(+) subsidies voor de inzet of verwerking van biogrondstoffen



Bron: RVO, [Feiten en cijfers SDE\(+\)\(+\)](#)

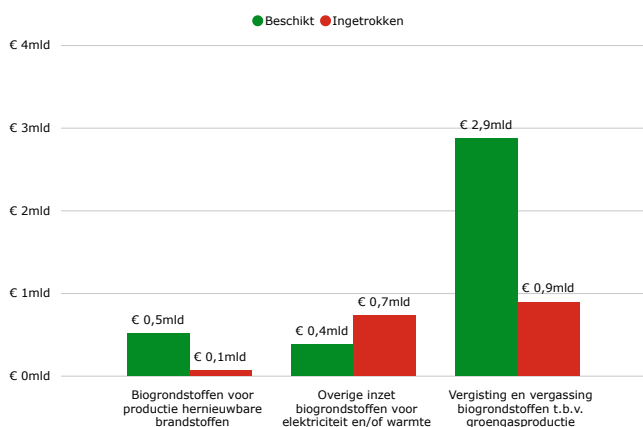
Publieke subsidies duurzame koolstof

Figuur 5.6 en 5.7 tonen de beschikte SDE(+)(+) subsidies voor de inzet of verwerking van biogrondstoffen. De beschikte subsidie is het bedrag dat formeel aan een project is toegekend na goedkeuring van de aanvraag, en dit vertegenwoordigt het maximale bedrag dat het project kan ontvangen. De uitbetaalde subsidie daarentegen is het daadwerkelijke bedrag dat aan het project wordt uitgekeerd, gebaseerd op de daadwerkelijke prestaties zoals de geproduceerde energie of de gerealiseerde CO₂-reductie, en dit bedrag kan lager zijn dan het beschikte bedrag.

In figuur 5.6 valt op dat in 2016 veruit de meeste subsidie is beschikt aan bij- en meestook van biogrondstoffen. Ook is in 2015 en 2016 veel subsidie beschikt aan andere projecten die elektriciteit en/of warmte produceren op basis van biogrondstoffen. In lijn met het streven om subsidiëring van laagwaardige toepassingen van biogrondstoffen af te bouwen, komt de productie van elektriciteit en lage-temperatuurwarmte, waaronder bij- en meestook van biogrondstoffen al een aantal jaar niet meer in aanmerking voor subsidiëring. Over de jaren heen is de verhouding van beschikte subsidies mede daardoor verschoven naar projecten die groengas produceren via vergisting en vergassing van biogrondstoffen, met 2023 als piek. Ook is in 2023 voor het eerst subsidie beschikt aan projecten voor de productie van hernieuwbare brandstoffen voor de mobiliteitssector.

Figuur 5.7, toont de beschikte SDE(+)(+) subsidies voor de inzet of verwerking van biogrondstoffen binnen de jaren 2020 t/m 2024 in miljarden euro's. De meeste subsidie is beschikt aan vergisting en vergassing ten behoeve van groengasproductie (niet zijnde bij- en meestook).

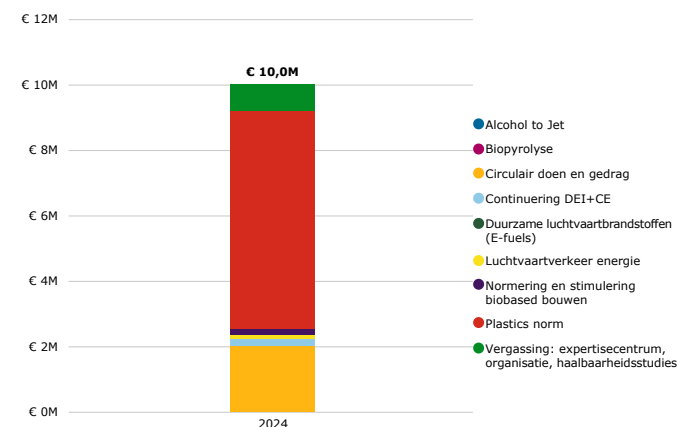
Figuur 5.7 Totaal aan beschikte SDE(+)(+) subsidies naar inzet of verwerking biogrondstoffen



Bron: RVO, [Feiten en cijfers SDE\(+\)\(+\)](#)

Figuur 5.8 laat zien dat de kasuitgaven in miljoenen euro uit het klimaatfonds zien op het perceel 'vroeg fase opschaling'. Uit het figuur blijkt dat in 2024 10 miljoen euro is uitgekeerd voor projecten binnen de koolstofketen.

Figuur 5.8 Kasuitgaven in miljoen euro uit het klimaatfonds perceel 'vroeg fase opschaling'

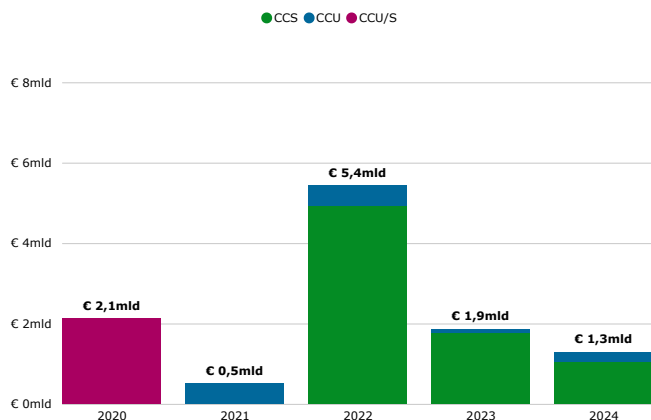


Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, [Klimaatfondsbijlage KGG 2025](#)

Publieke subsidies CCS/CCU

Figuur 5.9 toont de beschikte SDE(+)(+) subsidies voor de afvang en opslag (CCS) of gebruik (CCU) van CO₂ over de jaren 2020 t/m 2024 in miljarden euro's. De meeste subsidie is beschikbaar aan CCS de afgelopen jaren, wat duidelijk naar voren komt in 2022. In 2024 is er 21 miljoen euro beschikbaar voor CCU.

Figuur 5.9 Beschikte SDE(+)(+) subsidies naar CCU/S

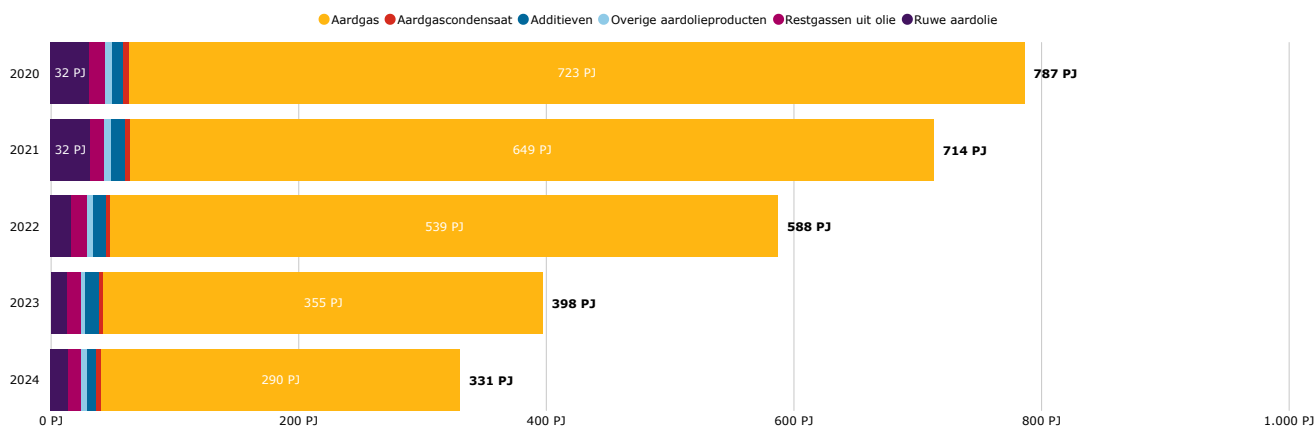


Bron: RVO, [Feiten en cijfers SDE\(+\)\(+\)](#)

Fossiele koolstofdragers

Figuur 5.10 toont de totale hoeveelheid gewonnen fossiele koolstofdragers in Nederland per jaar in petajoule, uitgesplitst naar type fossiele energiedrager. De winning beslaat vooral aardgas. De gewonnen hoeveelheid fossiele koolstofdragers is sinds 2020 sterk afgenomen en is inmiddels meer dan gehalveerd. De afname zet ook in 2024 door.

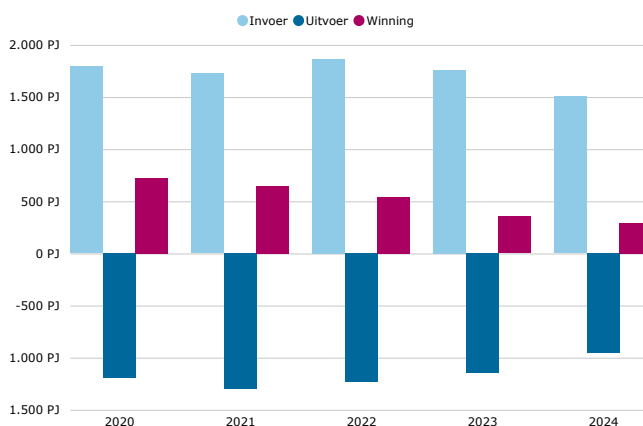
Figuur 5.10 Winning van fossiele koolstofdragers in Nederland



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.11 en 5.12 tonen het aanbod van aardgas en aardoliegrondstoffen en -producten in Nederland per jaar in petajoule. Over de jaren heen is een dalende trend te zien in het totale aanbod van aardgas, waarbij de verhouding tussen de leveringsbronnen sterk is verschoven naar invoer van aardgas in plaats van aardgaswinning.

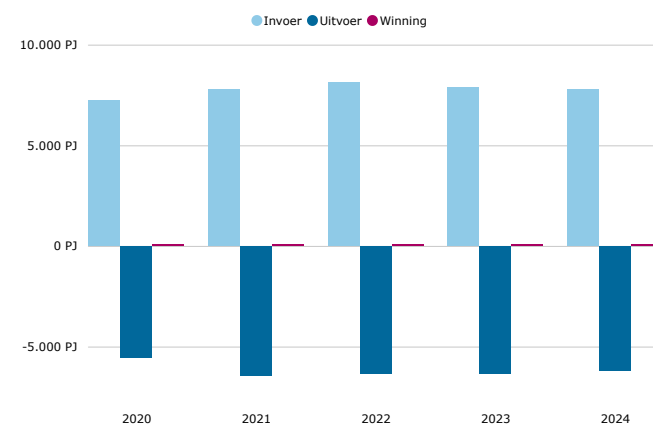
Figuur 5.11 Aanbod aardgas



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

In figuur 5.12 is te zien dat Nederland een belangrijke doorvoerrol voor aardoliegrondstoffen en producten vervult. Een deel hiervan wordt direct doorgevoerd. Een ander deel wordt in Nederlandse raffinaderijen verwerkt en vervolgens geëxporteerd. Het aanbod van aardoliegrondstoffen en -producten is licht gedaald tussen 2020 en 2024.

Figuur 5.12 Aanbod van aardoliegrondstoffen en -producten

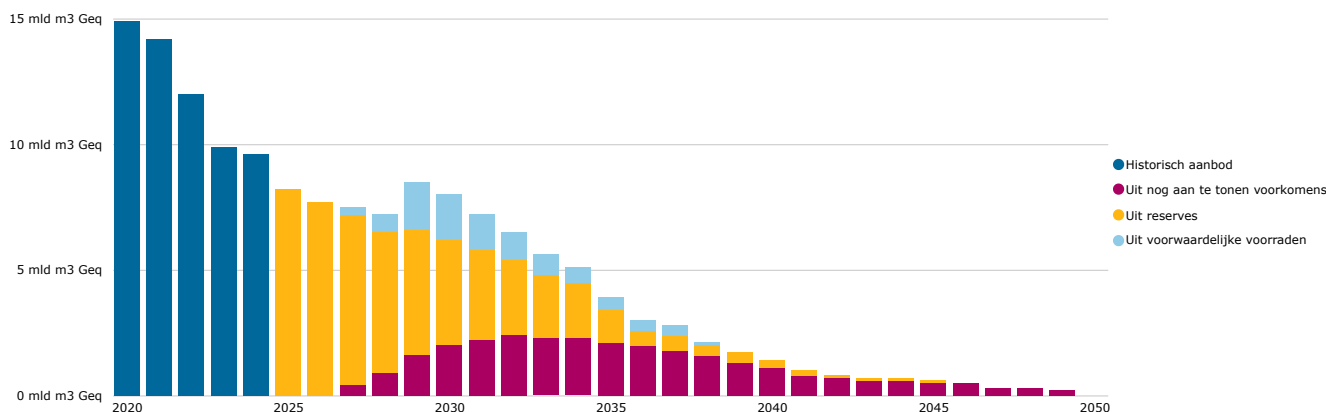


Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

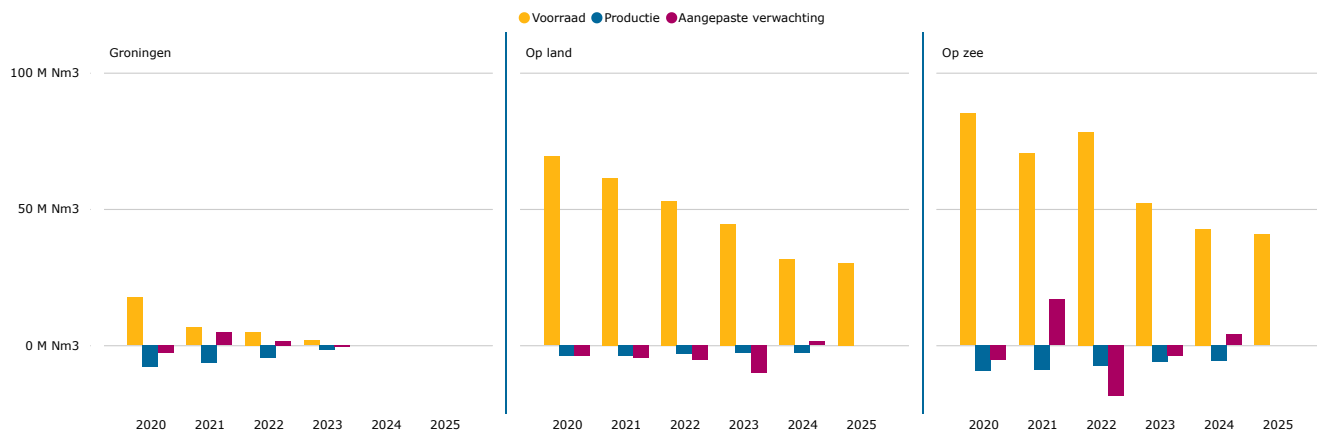
Verwachte gasproductie

Figuur 5.13 toont de verwachte totale gasproductie uit kleine velden (gerealiseerd t/m 2023) en verwachte (2024-2048) productie van aardgas uit kleine velden voor zowel land als zee. Er is een duidelijke daling te zien van de verwachte gasproductie richting 2048. De daling wordt veroorzaakt door natuurlijke uitputting.

Figuur 5.13 Verwachte gasproductie uit kleine velden



Figuur 5.14 Ontwikkeling aardgasvoorraad per aardgasgebied



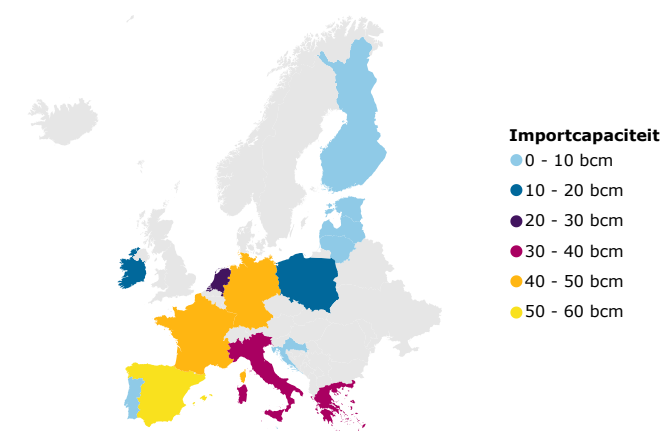
Bron: TNO-AGE, [Delfstoffen en aardwarmte in Nederland - Jaarverslag 2023](#); [2022](#); [2021](#); [2020](#); [2019](#)

Figuur 5.14 toont de ontwikkeling van de aardgasvoorraad per aardgasgebied vanaf 2019. Er is een duidelijke daling te zien van de voorraad van het Groningenveld naar nul vanaf 2024. De velden op land en op zee laten tot en met 2024 een sterke daling zien. Deze daling is in 2025 gestagneerd.

Importcapaciteit LNG

Figuur 5.15 en Figuur 5.16 tonen de totale capaciteit van LNG-import terminals in Europa. Ook hierin neemt Nederland een relatief grote positie in. Voor de Nederlandse capaciteit geldt dat de GATE terminal 4 bcm extra afschakelbare capaciteit heeft t.o.v. de cijfers in figuur 5.16. Inclusief deze afschakelbare capaciteit bedraagt de huidige totale 28 bcm. Met de plannen hierbij opgeteld komt Nederland uit op 32 bcm. Binnen de EU is de verwachting dat – gezien de huidige plannen voor capaciteitsuitbreiding – er nieuwe terminals worden gerealiseerd en huidige terminals worden uitgebreid tot een totale capaciteit van ca. 320 bcm in 2030.

Figuur 5.15 Terminal LNG-importcapaciteit in de EU



Bron: Strategy&, [Onderzoek langetermijnbehoefte LNG in Nederland](#)

Figuur 5.16 Terminal LNG-importcapaciteit in de EU

Land	Gepland	Onder constructie	Operationeel
België		1,80	15,30
Kroatië		2,60	2,60
Cyprus		2,44	
Estland		6,50	
Finland			4,50
Frankrijk	2,00		39,50
Duitsland	18,64	10,82	14,49
Griekenland	18,02		12,50
Ierland	10,40		
Italië	8,00	5,00	20,95
Letland	1,50		
Litouwen			3,75
Malta			0,70
Nederland	4,00		24,00
Polen	6,10	2,10	6,20
Portugal			7,60
Spanje			67,10

Bron: Gas Infrastructure Europe, [LNG import terminal database](#)

Innovaties

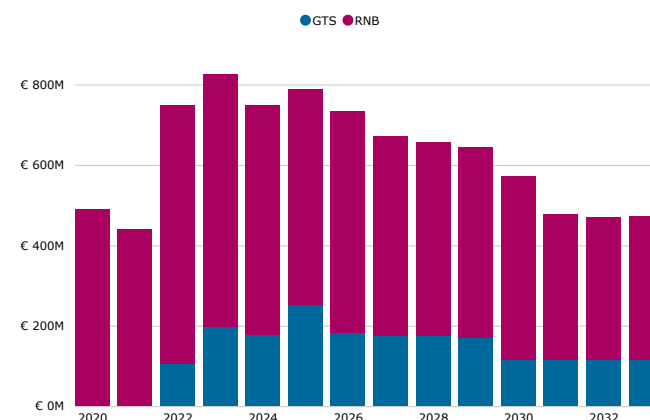
De Technology Readiness Level (TRL) geeft aan hoe ver een technologie is doorontwikkeld. Innovaties die zich in de vierde fase bevinden (opschalen en vermarkten) zijn technisch en commercieel gereed. Pas twee van de getoonde technieken hebben de laatste fase bereikt. Figuur 5.17 toont de innovaties binnen de koolstofketen. De geselecteerde technieken zijn tussen 2023 en 2024 niet van TRL-niveau veranderd. Dit betekent dat geselecteerde technologieën nog niet zijn doorontwikkeld naar nieuwe fases.

Transport en opslag

De investeringen in het gasnet nemen in de komende jaren af. De verwachte investeringen in het aardgasnet liggen lager dan in de andere netten omdat er geen grote uitbreidingen meer zijn voorzien in het transport en distributienet. De toekomstige investeringen in het aardgasnet bestaan hierom vooral uit vervangingsinvesteringen in het bestaande netwerk. De hier geprognosticeerde investeringen hebben de verwijderingskosten van aardgasnetten niet meegenomen.

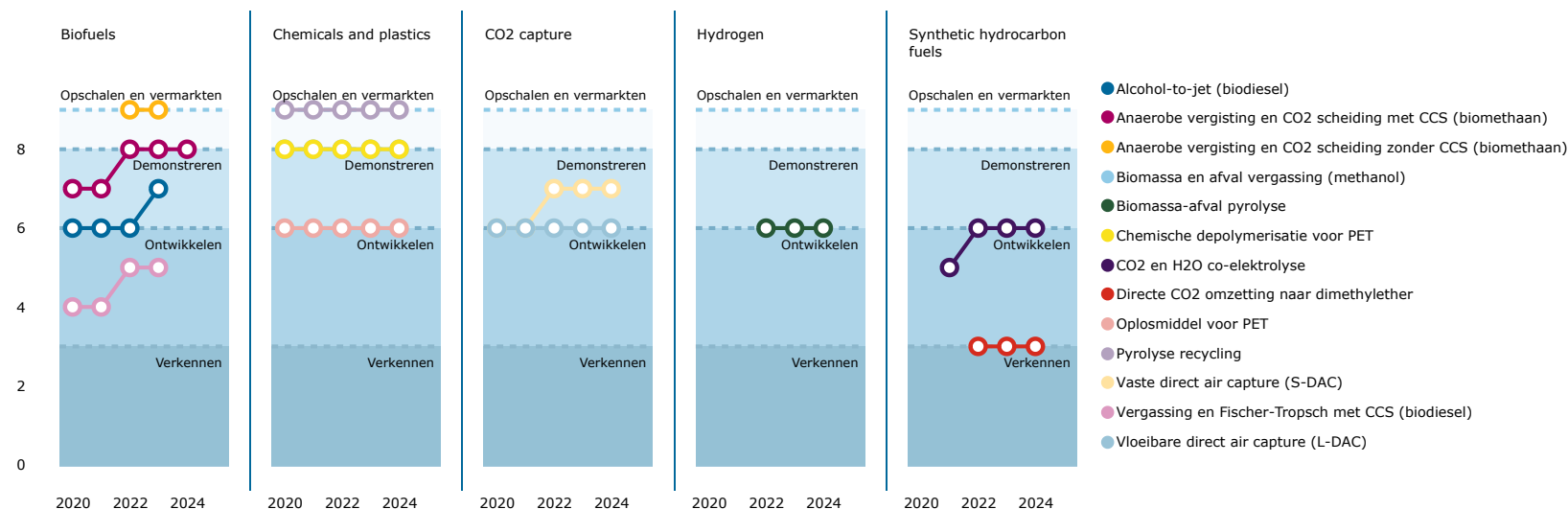
Figuur 5.18 toont de investeringsplannen van GTS en de regionale netbeheerders in het gasnet zien voor de periode 2024 – 2033 in miljarden euro waar circa 9 miljard euro wordt geïnvesteerd door regionale netbeheerders en 2,7 miljard euro door GTS. De cijfers zijn gebaseerd op prognoses uit begin 2024.

Figuur 5.18 Investeringsplanning voor het gasnet



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

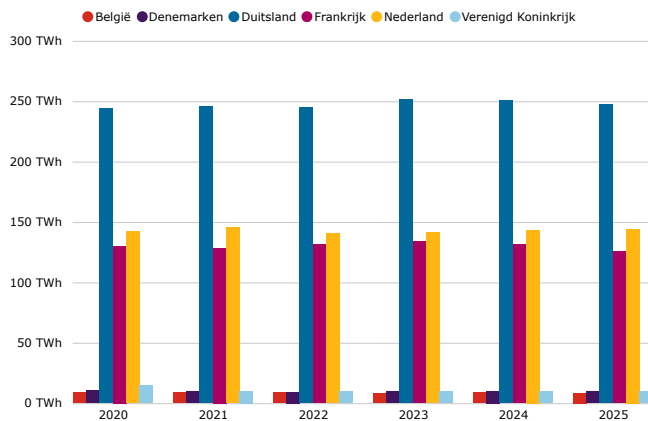
Figuur 5.17 TRL-niveaus van innovaties binnen koolstofketen



Bron: IEA, ETP [Clean Energy Technology Guide](#)

Figuur 5.19 toont de maximum opslagcapaciteit van aardgas voor verschillende landen in terawattuur. Het beeld is stabiel. Zichtbaar is hoe Nederland een relatief grote opslagcapaciteit heeft in vergelijking met buurlanden.

Figuur 5.19 Maximum opslagcapaciteit van gas per land

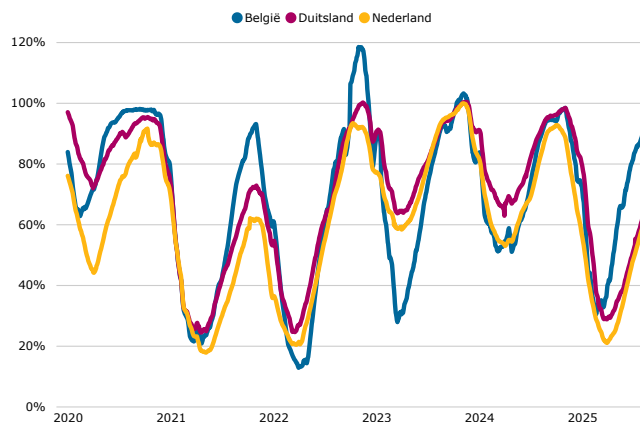


Bron: Gas Infrastructure Europe, [Aggregated Gas Storage Inventory \(AGSI\)](#)

Gasvoorraden over de jaren heen

In Nederland en Noordwest Europa zie je een sterk seizoensgebruik van gasopslagen. Dit betekent dat gasopslagen in de zomer worden gevuld om in de winter te gebruiken. Zoals te zien in Figuur 5.20 komt de trend van de vulgraad sterk overeen met onze buurlanden⁶. Dit geeft een indicatie hoe gasopslagen ingezet worden in de Noordwest Europese markt.

Figuur 5.20 Gasvoorraden door de jaren heen



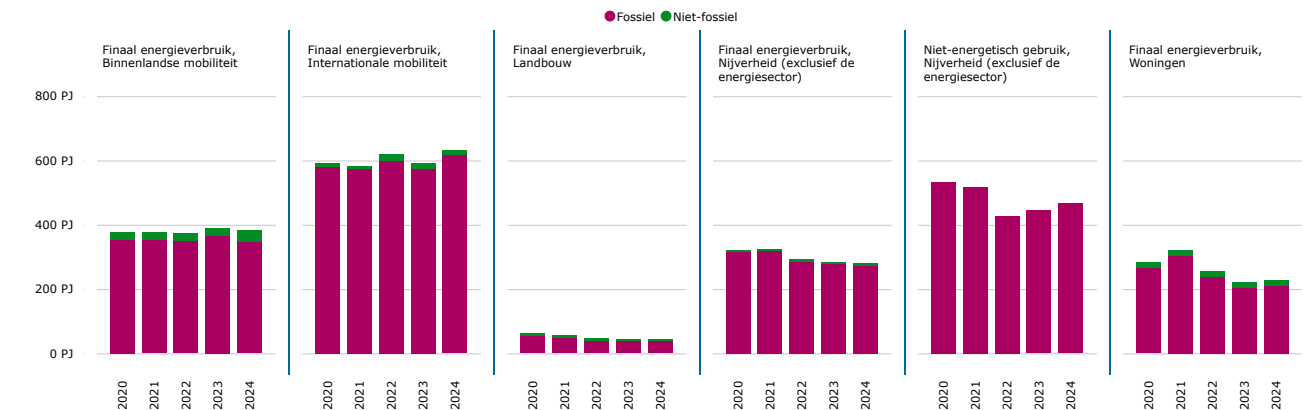
Bron: Gas Infrastructure Europe, [Aggregated Gas Storage Inventory \(AGSI\)](#)

Verbruik

Verbruik per sector, onderscheid naar fossiel en duurzaam

Figuur 5.21 toont het finaal verbruik van fossiele en duurzame koolstofdragers per sector. Duurzame koolstofdragers hebben in de afgelopen jaren in elke weergegeven sector waarvoor data beschikbaar is een intrede gemaakt, waarbij de grootste groei is te zien in de mobiliteitssector (internationaal en nationaal). Echter blijft het aandeel van duurzame koolstofdragers in alle sectoren klein. Voor de inzet van duurzame koolstofdragers als grondstof (niet-energetisch) in de industrie is momenteel nog geen data beschikbaar.

Figuur 5.21 Finaal verbruik van fossiele en duurzame koolstofdragers per sector

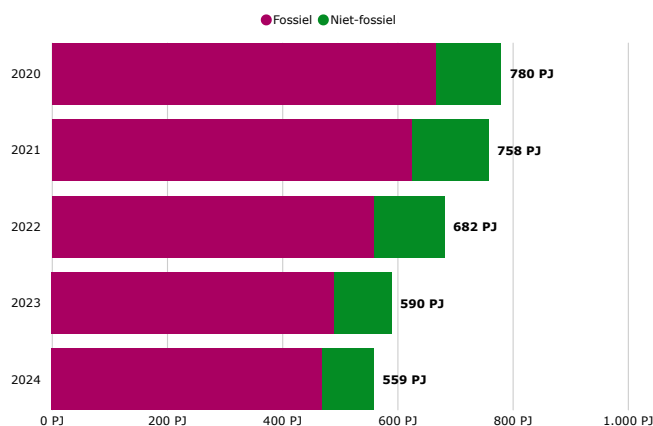


Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

⁶ Het kan soms voorkomen dat het fysieke volume van een ondergrondse gasopslag groter is dan de werkcapaciteit, waardoor er gasopslagen ontstaan die boven de 100% uitkomen

Figuur 5.22 toont de inzet van fossiele en duurzame koolstof voor de opwek van elektriciteit en elektriciteit/warmte in een warmte-krachtkoppeling (WKK) in Nederland per jaar in petajoule. Daarnaast is ook nog sprake van inzet van duurzame koolstof voor andere omzettingen, zoals warmte. Deze omzetting ontbreekt in figuur 5.23.

Figuur 5.22 Inzet fossiel en duurzame koolstof voor elektriciteit en WKK

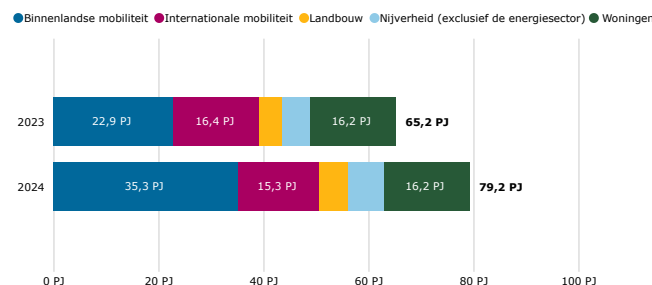


Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.23 toont het finaal verbruik duurzame koolstofdragers in Nederland per sector in 2023 en 2024 in petajoule. Ontbrekend in deze figuur is de inzet van duurzame koolstofdragers voor elektriciteit, WKK en overige omzettingen (o.a. warmte). Inzet van duurzame koolstofdragers voor elektriciteit en WKK bedroeg in 2024 90 petajoule.

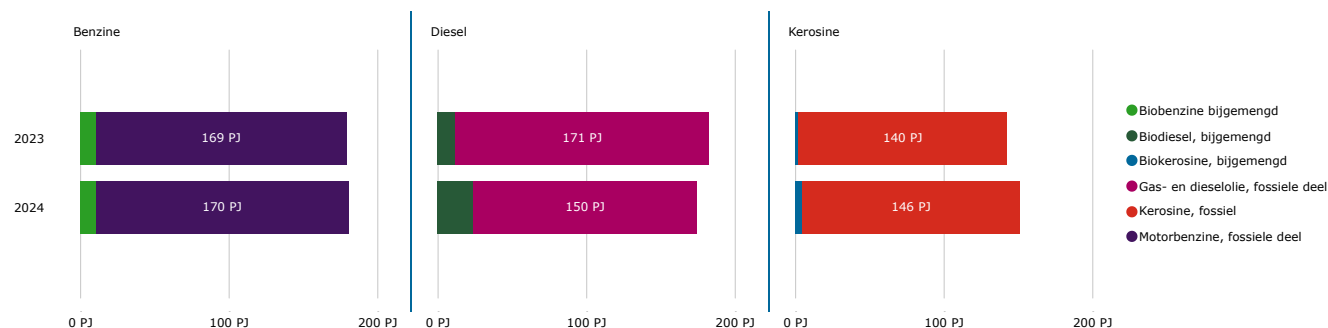
Inzet duurzame koolstofdragers als finaal verbruik voor binnenlandse en internationale mobiliteit, woningen, nijverheid (exclusief de energiesector) en landbouw bedroeg 75,6 petajoule in 2024. Het finaal verbruik van duurzame koolstofdragers in de sectoren is daarmee gegroeid tussen 2023 en 2024, maar is nog altijd lager dan het verbruik van duurzame koolstofdragers voor elektriciteit, WKK en andere omzettingen.

Figuur 5.23 Finaal verbruik van duurzame koolstofdragers per sector in 2023 en 2024



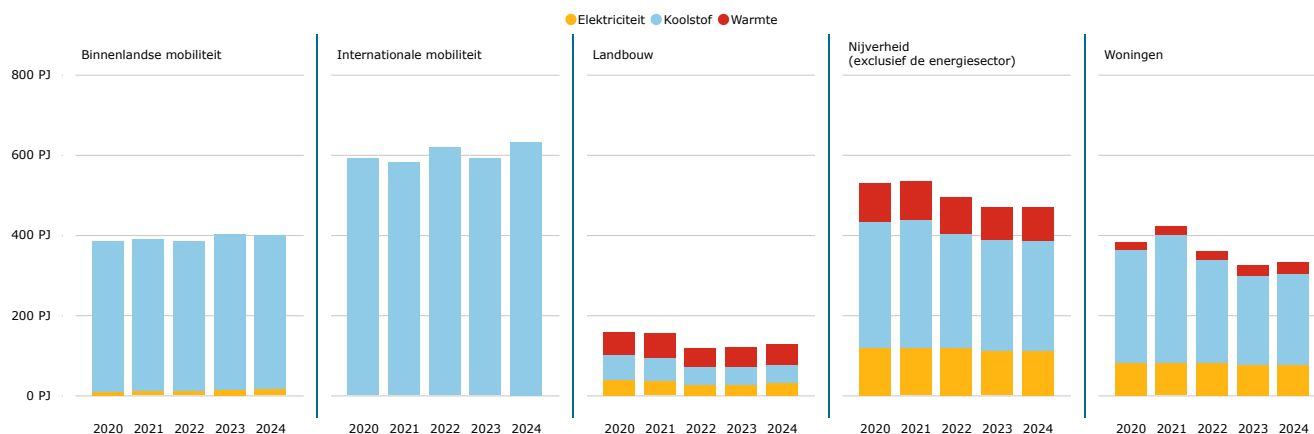
Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.24 Verbruik van kerosine, diesel en benzine voor weg en vliegverkeer



Bron: CBS, [Energieverbruik uit hernieuwbare bronnen stijgt naar 20 procent | CBS](#)

Figuur 5.25 Finaal energieverbruik koolstof in verhouding tot finaal energieverbruik andere ketens per sector



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.24 toont het verbruik van kerosine, diesel en benzine voor weg- en vliegverkeer. Het verbruik van (bio)benzine is vrijwel gelijk gebleven, terwijl er een sterke groei van biodiesel plaats heeft gevonden, het gebruik is tussen 2023 en 2024 verdubbeld. In 2024 is er ook meer kerosine getankt, waarbinnen een lichte groei van biokerosine te zien is.

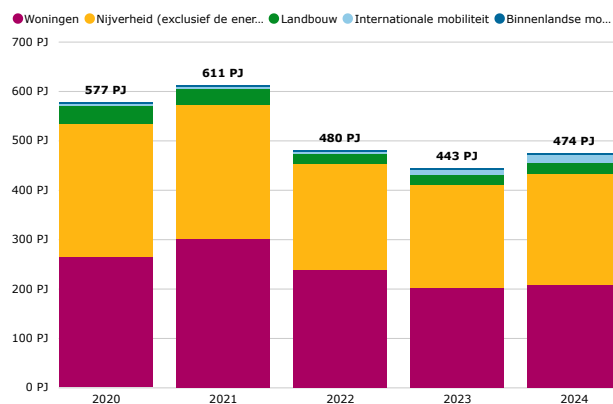
Aandeel koolstof van geheel finale energieverbruik sectoren

Figuur 5.25 zet het finaal verbruik koolstof af tegen het totale finaal energieverbruik voor verschillende sectoren. Te zien is dat het totale verbruik is gedaald tot en met 2023, met de grootste daling in koolstofgebruik. In 2024 is het totale verbruik gestegen.

Een deel van het finale verbruik van warmte en elektriciteit wordt echter ook opgewekt op basis van koolstofdragers. Hierdoor ligt het aandeel van koolstofgebruik in het primaire energieverbruik hoger dan het aandeel koolstofgebruik in het finale energieverbruik.

Figuur 5.26 laat zien dat de daling van het aardgasverbruik tot en met 2023 is versneld als reactie op de energiecrisis na de Russische inval in Oekraïne. Vooral bij woningen en in de nijverheid (exclusief de energiesector) is deze daling groot. In 2024 is het verbruik gestegen.

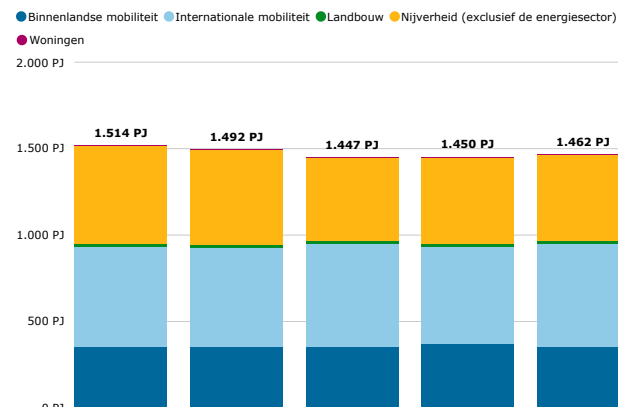
Figuur 5.26 *Finale verbruik aardgas (energieverbruik en niet-energetisch) in sectoren.*



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 5.27 toont het relatief trage verloop van de daling in olie-verbruik. De vraag naar olie voor transportbrandstoffen blijft vrij constant, terwijl het gebruik van olie in de nijverheid (exclusief de energiesector), vooral ingezet als grondstof, licht afneemt.

Figuur 5.27 *Finale verbruik olie (energieverbruik en niet-energetisch) in sectoren*



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

6 Warmteketen

De opgave voor de warmteketen bestaat uit de verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw. Voor de gebouwde omgeving zijn doelen vastgesteld voor 2030 waaronder de isolatie van 2,5 miljoen woningen, de uitrol van 1 miljoen hybride warmtepompen en het realiseren van 500.000 nieuwe aansluitingen aan warmtenetten. In het voorjaar is op basis van de Klimaat- en Energieverkenning van PBL het beoogd aantal aansluitingen voor de Warmtenetten Investeringsubsidie (WIS) tot 2030 bijgesteld van 500.000 naar 200.000 aansluitingen. Hiernaast moeten gemeenten uiterlijk 31 december 2026 een transitievisie warmte (TVW) hebben opgesteld waarin gemeentes bepalen hoe en wanneer wijken aardgasvrij worden.

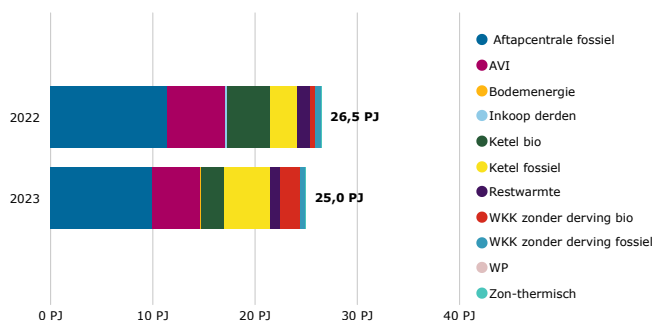
Naast het Nederlandse beleid is er ook Europees beleid dat relevant is voor de warmtetransitie, zoals de uitbreiding van het emissiehandelssysteem naar de gebouwde omgeving (ETS-BRT), de herziening van de Energy Efficiency Directive (EED), de herziening van de Richtlijn Energieprestatie van Gebouwen (EPBD) en de herziening van de Renewable Energy Directive (REDIII). De ambitie van de glastuinbouwsector is om in 2040 klimaatneutraal te zijn.

Aanbod

Ontwikkeling warmtebronnen warmtenetten

Figuur 6.1 laat de warmtelevering van grote warmtenetten zien in petajoule per jaar, uitgesplitst naar warmtebron. Grote netten zijn netten met meer dan 150 TJ aan warmtelevering. De totale warmtelevering vanuit warmte is in 2023 iets gedaald ten opzichte van 2022. Daarnaast is er in 2023 minder warmte opgewekt vanuit ketels met biomassa. Dit is gecompenseerd door een toename van warmteproductie vanuit WKK's met biomassa en ketels met fossiel.

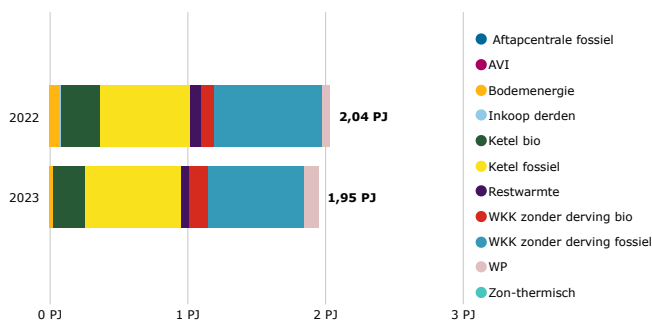
Figuur 6.1 Warmtebronnen grote warmtenetten



Bron: RVO, [Duurzaamheidsrapportage warmtenetten](#)

Figuur 6.2 laat de warmtelevering van middelgrote warmtenetten zien in petajoule per jaar, uitgesplitst naar warmtebron. Middelgrote netten zijn netten met minder dan 150 TJ aan warmtelevering en meer dan 500 aansluitingen. Ook voor middelgrote warmtenetten is de totale levering iets gedaald. Er zijn kleine verschuivingen geweest in de bronnen voor de warmtelevering. De warmtebronnen van grote en middelgrote warmtenetten verschillen sterk van elkaar.

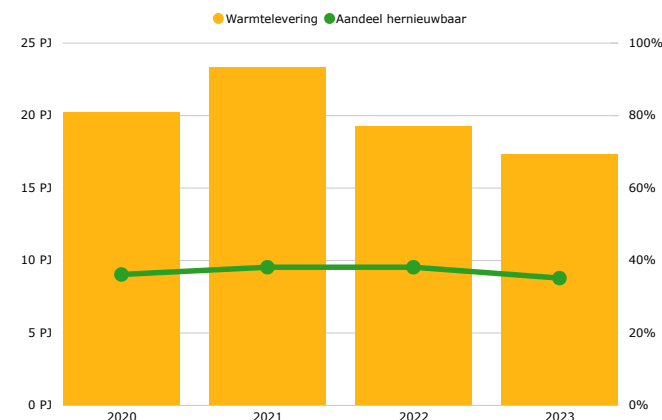
Figuur 6.2 Warmtebronnen middelgrote warmtenetten



Bron: RVO, [Duurzaamheidsrapportage warmtenetten](#)

Figuur 6.3 toont de warmtelevering en het aandeel hernieuwbare warmte in grote warmtenetten per jaar. De linker as toont de warmtelevering in petajoule en de rechteras het aandeel hernieuwbare warmte in procenten. De warmtelevering vanuit warmtenetten heeft in 2021 gepiekt, waarna de levering de afgelopen 2 jaar is gedaald. Het aandeel hernieuwbaar is redelijk stabiel gebleven over de jaren heen.

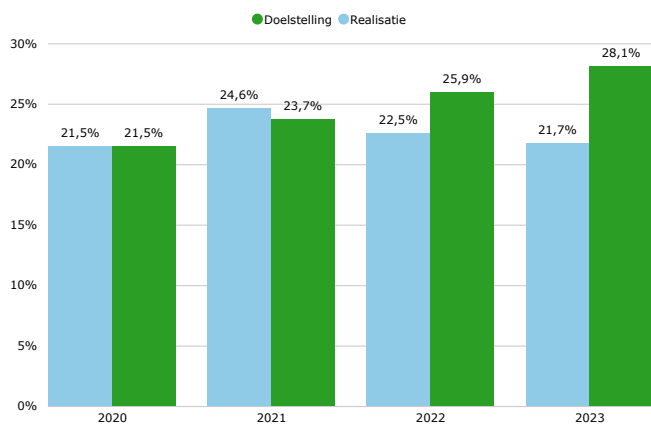
Figuur 6.3 Warmtelevering en aandeel hernieuwbaar in grote warmtenetten



Bron: RVO, [Duurzaamheidsrapportage warmtenetten](#)

Figuur 6.4, op de volgende pagina, toont het indicatieve REDIII doel voor stadsverwarming en -koeling. Het REDIII doel stelt een minimale toename per jaar in 2021 tot en met 2030 ten opzichte van 2020 van 2,2 procentpunt per jaar. Het aandeel hernieuwbaar is in 2024 ten opzichte van 2022 met 0,2% toegenomen. Het doel is in de afgelopen jaren buiten bereik gebleven. De definitie van hernieuwbare energie in stadsverwarming en koeling volgens de REDIII verschilt van de definities over hernieuwbare energie die RVO hanteert. Dit verklaart het verschil tussen figuur 6.3 en 6.4.

Figuur 6.4 REDIII doel stadsverwarming en -koeling

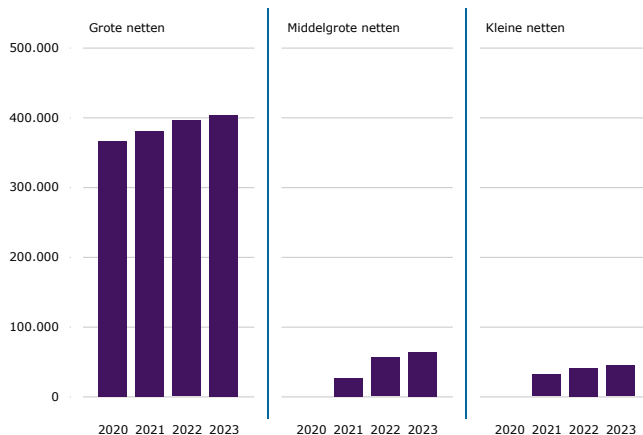


Bron: CBS, [De invloed van RED III op berekeningen hernieuwbare energie](#)

Type installaties en aansluitingen

Figuur 6.5 toont het aantal aansluitingen op een warmtenet per jaar, uitgesplitst naar type warmtenet. Over de jaren heen is er een lichte stijging te zien in het aantal aansluitingen op warmtenetten⁷. Gegevens over het aantal (geplande) aansluitingen op warmtenet naar temperatuur-niveaus is vooralsnog niet beschikbaar. Beter inzicht hierin is onderdeel van de ontwikkeling van deze monitor.

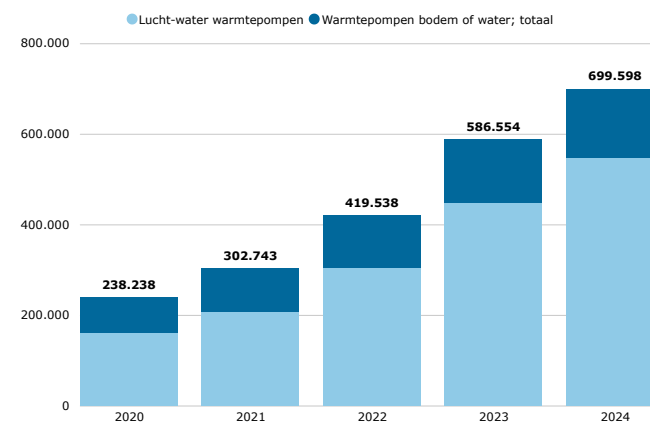
Figuur 6.5 Aantal aansluitingen warmtenetten naar type warmtenet



Bron: RVO, [Duurzaamheidsrapportage warmtenetten](#)

Figuur 6.6 laat zien dat het aantal warmtepompen voor woningen sinds 2020 elk jaar is gegroeid, met de grootste groei in 2023. Verreweg de meeste woningen maken gebruik van een lucht-water warmtepomp. Het totaal aan warmtepompen in 2024 is bijna 700.000. De figuur toont de groei van warmtepompen voor woningen voor zowel nieuwbouw als bestaande bouw. De groei bij nieuwbouw komt voort uit het verbod om bij nieuwe woningen nog cv-ketels op gas te installeren. Beleidsdoelen voor warmtepompen zijn alleen ingesteld voor de bestaande bouw. De voortgang daarop kan dus niet direct uit deze figuur worden afgeleid.

Figuur 6.6 Aantal warmtepompen in woningen



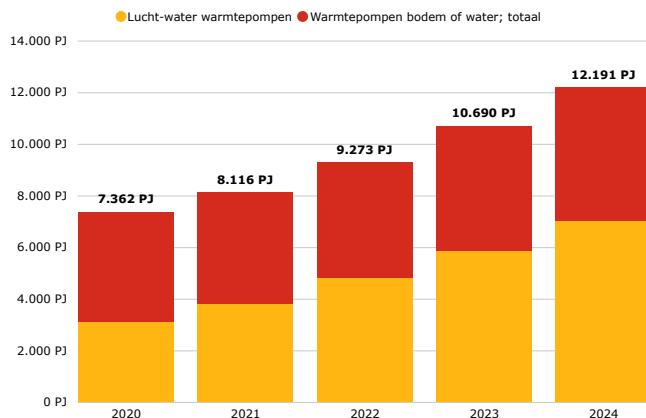
Bron: CBS, [Warmtepompen – Aantallen, vermogen, energiestromen](#)

Figuur 6.7 toont dat warmte uit warmtepompen binnen utiliteitsgebouwen, stallen en kassen geleidelijk is toegenomen de afgelopen jaren. Bij utiliteitsgebouwen gaat het bijvoorbeeld over scholen, kantoorgebouwen en ziekenhuizen. Hier is een meer gelijke verdeling te zien tussen het aantal bodemwarmtepompen en lucht-water warmtepompen.

Deze figuur toont de warmteproductie in petajoule, omdat warmtepompen voor de dienstensector veelal een groter (en verschillend) vermogen hebben dan warmtepompen voor woningen. De groei van de inzet van warmtepompen is in dit geval daarom beter zichtbaar aan de hand van de productie.

⁷ De getoonde aantallen voor warmtenetten betreffen niet alle warmtenetten in Nederland. Alleen gegevens voor warmtenetten die boven de 10 gigajoule per jaar leveren en meer dan 10 klanten hebben zijn beschikbaar. Dit betreft ongeveer 90% van alle aansluitingen in Nederland.

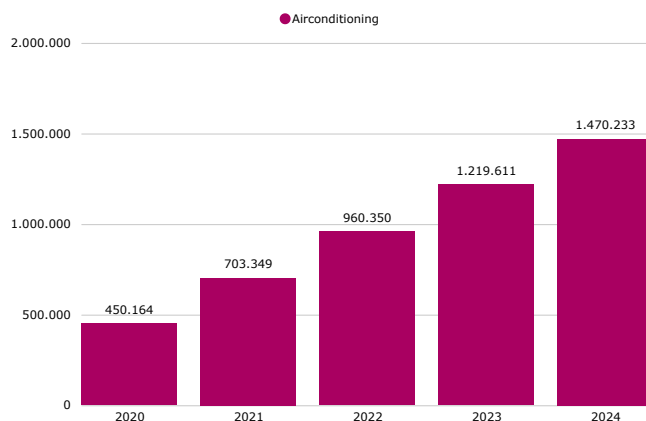
Figuur 6.7 Bruto warmteproductie uit warmtepompen in utiliteitsgebouwen, stallen en kassen



Bron: CBS, [Warmtepompen – Aantallen, vermogen, energiestromen](#)

Figuur 6.8 laat zien dat het aantal airco's sinds 2020 fors is toegenomen, met een stijging van rond de miljoen airco's tussen 2020 en 2024. Waar warmtepompen een cv-ketel geheel of grotendeels kunnen vervangen, kunnen airco's ingezet worden om afzonderlijke ruimtes te verwarmen in aanvulling op andere warmte-installaties en/of om te koelen in de zomer.

Figuur 6.8 Aantal airco's in woningen



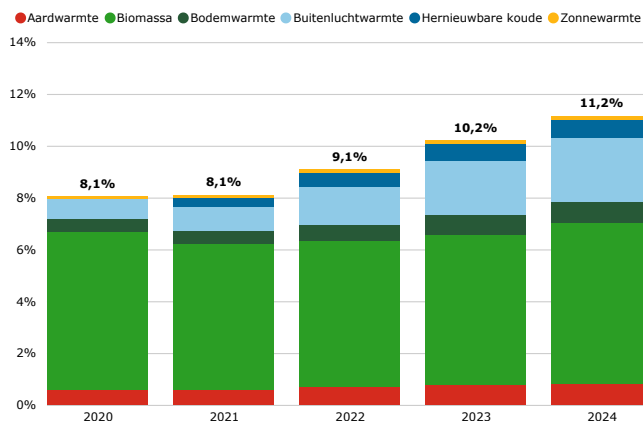
Bron: CBS, [Warmtepompen – Aantallen, vermogen, energiestromen](#)

Verbruik

De REDIII doelstelling voor warmte en koude stelt dat er jaarlijks tussen 2021 en 2025 minimaal een 0,80 procentpunt stijging moet zijn in het gebruik van hernieuwbare warmte. Tussen 2026 en 2030 moet dit jaarlijks minimaal 1,1 procentpunt zijn.

Figuur 6.9 laat de ontwikkeling hiervan sinds 2020 zien. Tussen 2020 en 2024 is de gemiddelde toename 0,78 procentpunt⁸. De grootste toename in hernieuwbaar energieverbruik ten behoeve van warmte en/of koude komt vanuit buitenluchtwarmte, waar warmtepompen gebruik van maken om warmte te kunnen leveren.

Figuur 6.9 Ontwikkeling aandeel hernieuwbare warmte

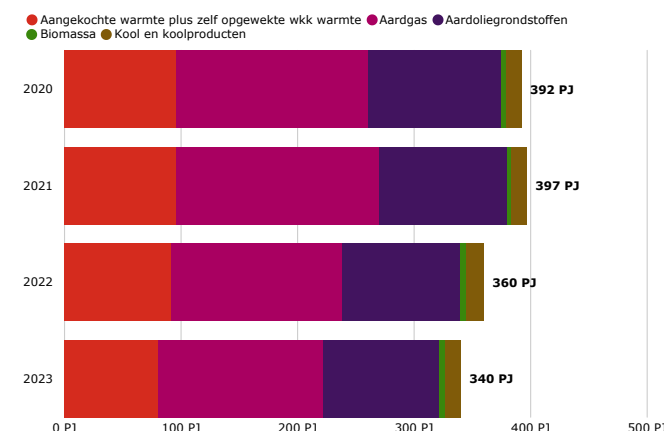


Bron: CBS, [Hernieuwbare energie; verbruik naar energiebron, techniek en toepassing](#)

⁸ De voortgang van het warmte en koude doel is nog berekend via de rekenmethodiek zoals bepaald in de REDII richtlijn. In 2023 is de richtlijn herzien en is de REDIII richtlijn gepubliceerd, waarbij ook de rekenmethodiek voor de doelen zijn herzien. De nieuwe rekenmethode kan impact hebben op het behaalde aandeel hernieuwbaar. Vanaf volgend jaar publiceert CBS het doel via de REDIII rekenmethodiek.

Figuur 6.10 toont het finaal warmteverbruik in de nijverheid in petajoule per jaar, uitgesplitst naar type bron. Het warmteverbruik in de nijverheid is sinds 2020 aan het dalen. De daling is het sterkste binnen warmte opwek vanuit aardgas en aangekochte warmte plus zelf opgewekte WKK warmte. Gegevens over warmte opwek vanuit elektriciteit zijn nog niet beschikbaar.

Figuur 6.10 Finaal warmteverbruik naar bron in de nijverheid

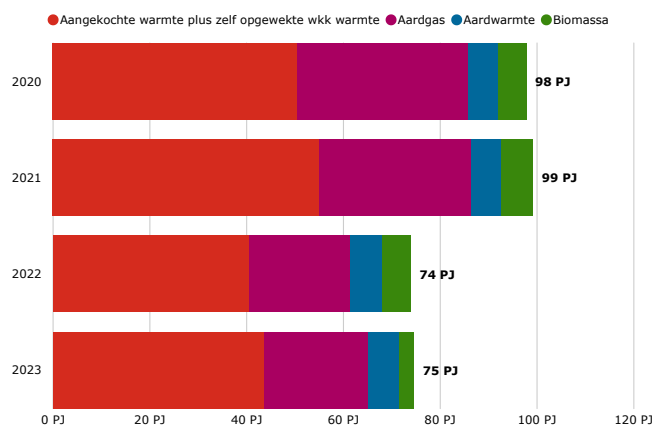


Bron: CBS, [Warmtemonitor](#)

Figuur 6.11, op de volgende pagina, toont het finaal warmteverbruik in de landbouwsector in petajoule per jaar, uitgesplitst naar bron.

Ook het warmteverbruik in de landbouwsector is sinds 2020 gedaald, al is het verbruik in 2023 met één petajoule toegenomen ten opzichte van 2022. Ook in deze sector is het aardgasverbruik voor warmtedoeleinden het meest afgenomen. Daarnaast is biomassaverbruik voor warmte opwek ook gedaald sinds 2020.

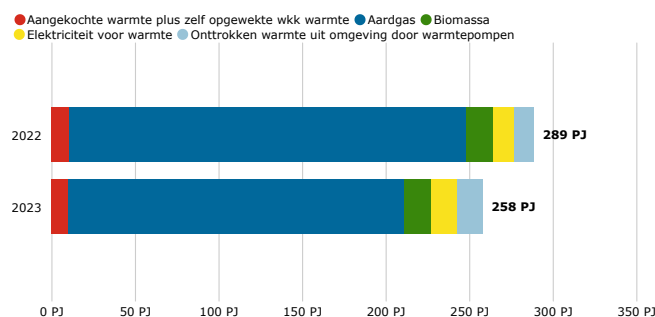
Figuur 6.11 Finaal warmteverbruik naar bron in landbouw



Bron: CBS, [Warmtemonitor](#)

Figuur 6.12 toont het finaal warmteverbruik in woningen in petajoule per jaar, uitgesplitst naar bron. Het warmteverbruik in woningen is afgenomen in 2023 ten opzichte van 2022. Deze daling is hoofdzakelijk te zien in de hoeveelheid gebruikte aardgas voor warmte opwek.

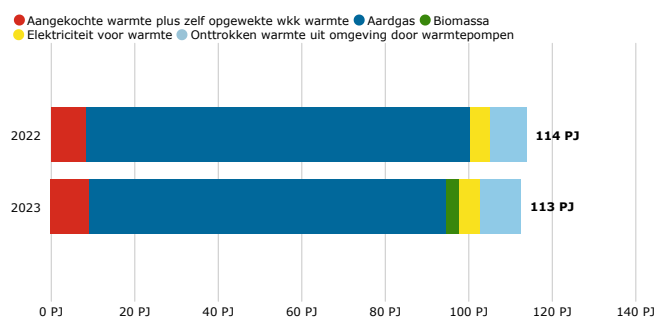
Figuur 6.12 Finaal warmteverbruik naar bron in de gebouwde omgeving



Bron: CBS, [Warmtemonitor](#)

Figuur 6.13 toont het finaal warmteverbruik in gebouwen van bedrijven die onder de dienstensector vallen in petajoule per jaar, uitgesplitst naar bron. Het warmteverbruik in de dienstensector is in 2023 met één petajoule gedaald ten opzichte van 2022. Er is met name minder aardgas voor de warmtelevering ingezet. Ten opzichte van 2022 is er iets meer aardoliegrondstoffen en producten en biomassa ingezet voor warmte opwek.

Figuur 6.13 Finaal warmteverbruik naar bron in dienstensector



Bron: CBS, [Warmtemonitor](#)

7 Decentrale ontwikkelingen

De energietransitie vindt niet alleen plaats op nationaal niveau, maar ook op provinciaal en gemeentelijk niveau. Dit hoofdstuk focust zich op de decentrale ontwikkelingen binnen het energiesysteem. Aan de hand van provinciale cijfers wordt inzicht gegeven in de voortgang op het gebied van hernieuwbare opwek, warmtevoorziening, laadinfrastructuur, netcapaciteit, energieverbruik en lokaal eigenaarschap.

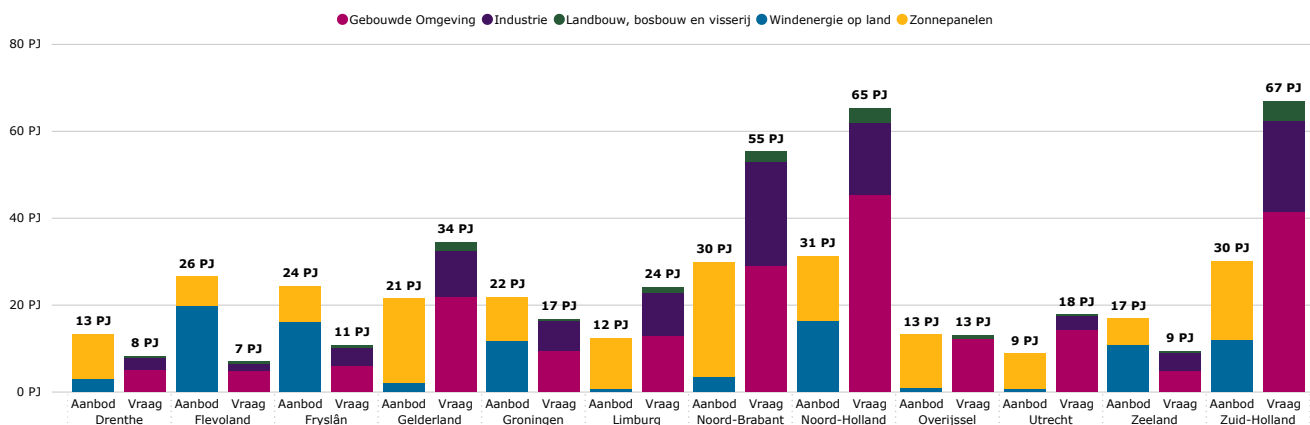
Aanbod

Figuur 7.1 toont de elektriciteitsproductie en finale elektriciteitsvraag in de gebouwde omgeving, industrie en landbouw per provincie in 2023 in petajoule. Gezien de aard van mobiliteit, ligt het niet voor de hand om een uitsplitsing van energieverbruik van de mobiliteitssector naar provincie te maken. Zuid-Holland, Noord-Holland en Noord-Brabant hebben de grootste elektriciteitsvraag. Deze provincies produceren ook de meeste elektriciteit met zon en wind op land. Echter zit er een groot verschil tussen de vraag en het hernieuwbare aanbod in deze provincies. Flevoland, Fryslân en Zeeland produceren juist meer hernieuwbare elektriciteit met zon en wind op land dan ze vanuit de gebouwde omgeving, industrie en visserij nodig hebben.

Figuur 7.2 toont het opgesteld vermogen van zon op dak, zon op veld en wind op land per provincie in 2023. Noord-Brabant heeft het grootste aandeel opgesteld vermogen zon op dak, wat bestaat uit zowel groot- als kleinschalige zon op dak (woningen en utiliteitsgebouwen). Drenthe en Groningen hebben het grootste aandeel opgesteld vermogen zon op veld en Flevoland het grootste aandeel opgesteld vermogen wind op land. Wanneer we zon en wind op land samen nemen, heeft Flevoland in totaal het grootste opgesteld vermogen, terwijl Utrecht het minste opgesteld vermogen kent.

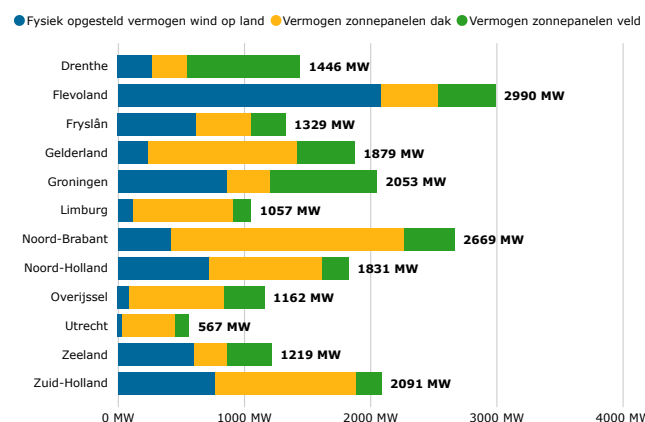
Figuur 7.3 toont het percentage woningen per provincie met zonnepanelen op het dak. Het aandeel van woningen met zonnepanelen is het hoogst in Zeeland en Drenthe, en het laagst in Zuid-Holland en Noord-Holland.

Figuur 7.1 Vraag en aanbod per provincie (PJ) in 2023



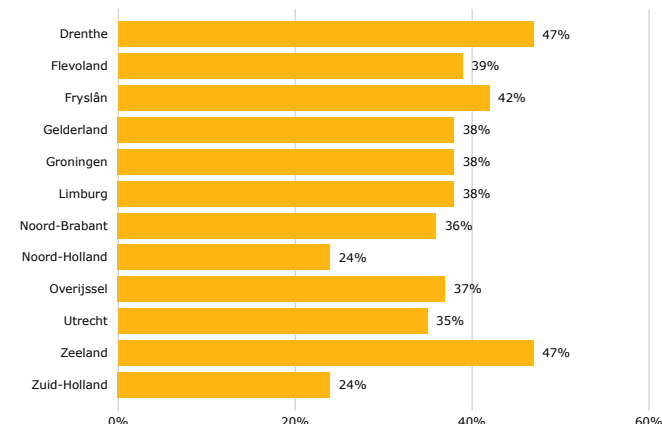
Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#) & [Nationaal Energie Dashboard](#)

Figuur 7.2 Opgesteld vermogen zon en wind per provincie in 2023



Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Figuur 7.3 Percentage woningen met zonnepanelen per provincie in 2023



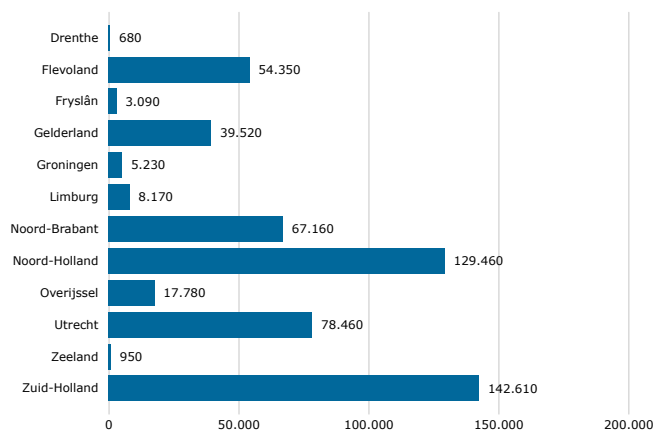
Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Transport

Warmtenetten

Figuur 7.4 toont het aantal woningen per provincie dat aangesloten is op stadsverwarming in 2023. Het aantal woningen dat is aangesloten op stadsverwarming is het hoogst in de provincies Zuid-Holland en Noord-Holland, en het laagst in Drenthe en Zeeland. Zuid-Holland en Noord-Holland tellen ook de meeste woningen en binnen deze provincies is er veel stedelijk gebied, waar warmtenetten vaker een geschikte warmteoplossing zijn. Drenthe en Zeeland behoren juist tot de provincies met de kleinste woningvoorraad. Opvallend is dat in Flevoland, ondanks het relatief lage aantal woningen, al een groot aantal woningen is aangesloten op stadsverwarming.

Figuur 7.4 Aantal woningen met stadsverwarming per provincie in 2023

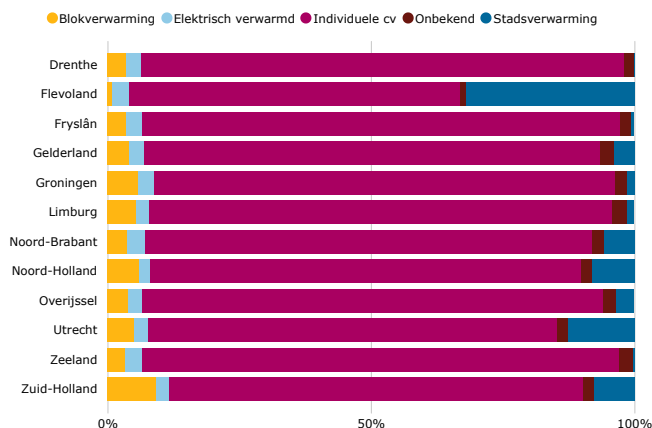


Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Type warmte installaties en aansluitingen

Figuur 7.5 geeft inzicht in het type verwarmingsaansluiting voor huishoudens per provincie. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen stadsverwarming, blokverwarming, elektrische verwarming en individuele cv-installaties. In Nederland worden veruit de meeste huishoudens nog altijd verwarmd met een individuele cv-ketel. Wederom opvallend is dat in Flevoland relatief veel huishoudens zijn aangesloten op stadsverwarming. Ook in de provincies Utrecht, Noord-Holland en Zuid-Holland ligt het aandeel stadsverwarming iets hoger dan in de rest van het land. Wat betreft het aandeel huishoudens met blokverwarming of elektrische verwarming zijn er nauwelijks provinciale verschillen zichtbaar.

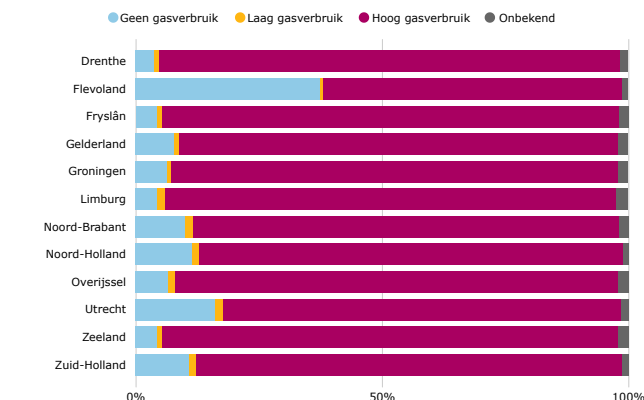
Figuur 7.5 Verdeling van aansluitingstypen bij huishoudens per provincie in 2023



Bron: CBS, [Woningen; hoofdverwarmingsinstallaties, regio 2017-2022](#)
[Hoofdverwarmingsinstallaties woningen, 2022-2023](#)

In figuur 7.6 is het type gasverbruik van huishoudens weergegeven. Het patroon sluit aan bij de provinciale verschillen in verwarmings-systemen. In provincies waar relatief veel gebruik wordt gemaakt van stadsverwarming, blokverwarming of elektrische verwarming, komt een groter aandeel huishoudens voor met een laag of zelfs geen gasverbruik.

Figuur 7.6 Percentage gasverbruik voor verwarming bij huishoudens per provincie in 2023

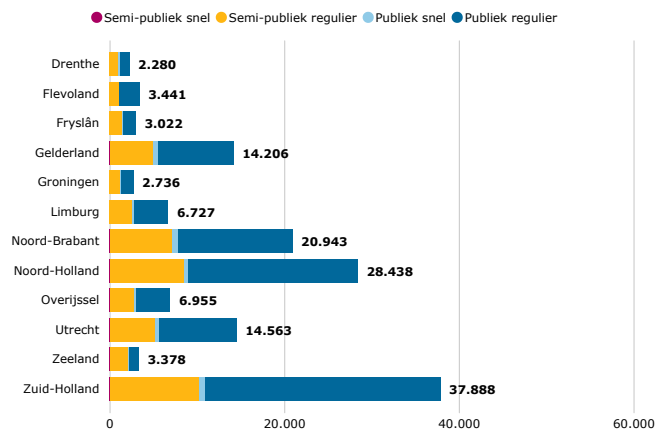


Bron: CBS, [Woningen; hoofdverwarmingsinstallaties, regio 2017-2022](#)
[Hoofdverwarmingsinstallaties woningen, 2022-2023](#)

Laadinfrastructuur mobiliteit

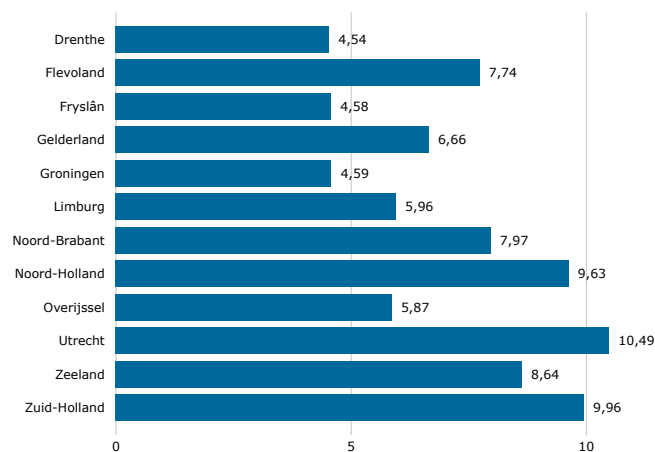
Figuur 7.7 en 7.8, op de volgende pagina, laten het aantal laadpunten per provincie in 2023 zien, uitgesplitst naar publieke en semi-publieke reguliere laadpunten en snellaadpunten. De meeste laadpunten bevinden zich in Zuid-Holland en Noord-Holland. In Drenthe en Flevoland staan de minste laadpunten. Wanneer echter wordt gekeken naar het aantal laadpunten in verhouding tot het aantal inwoners, zoals in figuur 7.8, liggen de provincies dicht bij elkaar. Zo ligt de laaddichtheid in bijvoorbeeld de provincies Utrecht en Zuid-Holland dicht bij elkaar dan figuur 7.7 op het eerste gezicht doet vermoeden.

Figuur 7.7 Aantal laadpunten per provincie in 2023



Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

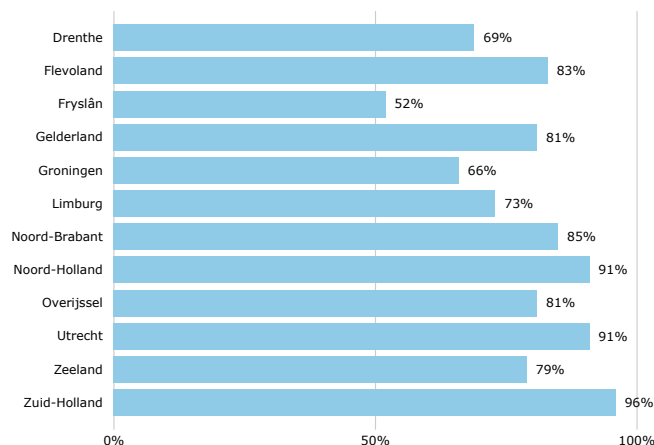
Figuur 7.8 Aantal laadpunten per provincie per 1000 inwoners in 2023



Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Figuur 7.9 laat per provincie zien welk percentage van de bewoonde gebieden is voorzien van minimaal één publiek laadpunt. Dat betekent dat de laadpaal op een loopafstand van gemiddeld 250 meter te bereiken moet zijn. De dekking is het hoogst in Noord-Holland, Zuid-Holland en Utrecht, en het laagst in Fryslân, Groningen en Drenthe. Het percentage laadpunten per provincie laat zien hoe het aantal laadpunten zich verhoudt per provincie per 1000 woningen.

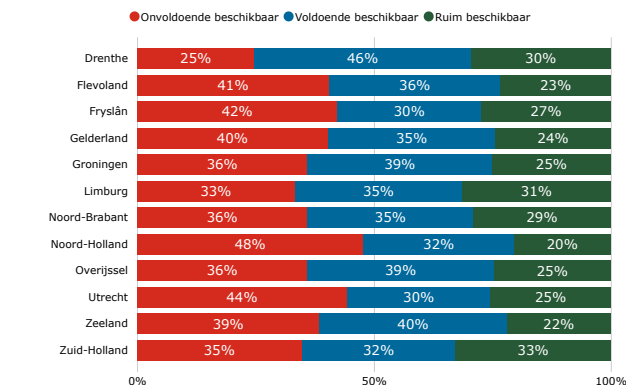
Figuur 7.9 Percentage dekking laadpalen per provincie in 2023



Bron: RVO, [Laadinfrastructuur](#)

Figuur 7.10 toont de laaddruk per provincie in 2023, weergegeven als het percentage gebieden waar tijdens piekmomenten ruim, voldoende of onvoldoende publieke laadpunten beschikbaar zijn. Piekmomenten zijn tijdstippen waarop de vraag naar laadpunten het grootst is.

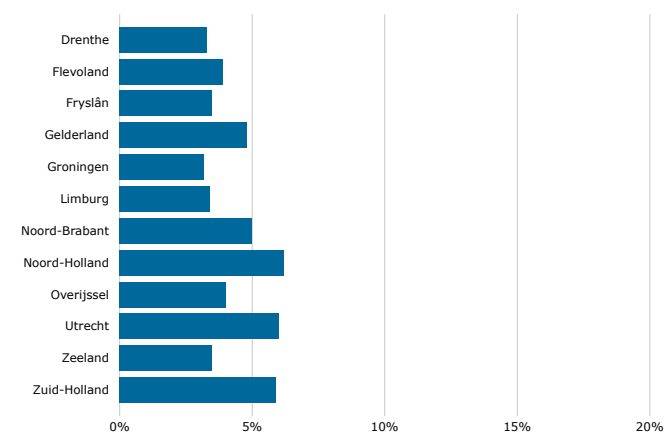
Figuur 7.10 Laaddruk per provincie in 2023



Bron: RVO, [Laadinfrastructuur](#)

Figuur 7.11 toont het aandeel elektrische personenauto's per provincie. Flevoland en Utrecht hebben het hoogste percentage elektrische auto's, terwijl dit aandeel het laagst is in Zeeland en Limburg.

Figuur 7.11 Percentage elektrische personenauto's per provincie op eindgebruikersniveau (2023)



Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Netcongestie

Figuur 7.12 toont de verhouding van netcongestie voor zowel afname als invoeding in verschillende typen stedelijke gebieden per provincie. Opvallend is dat netcongestie bij afname vaker voorkomt dan bij invoeding. De meeste postcodes met een tekort aan transportcapaciteit én een wachtrij voor afname bevinden zich in sterk en zeer sterk stedelijke gebieden in Noord-Holland. Postcodes waar voldoende transportcapaciteit beschikbaar is

zonder wachtrij, zijn vooral te vinden in zeer sterk stedelijke gebieden in Zuid-Holland en weinig stedelijke gebieden in Noord-Brabant. Wat betreft teruglevering komt het grootste percentage postcodes met een tekort aan capaciteit en wachtrij voor in weinig stedelijke gebieden in Noord-Brabant en niet-stedelijke gebieden in Zeeland. Postcodes zonder knelpunten bij teruglevering bevinden zich vooral in zeer sterk stedelijke gebieden in Zuid-Holland en Noord-Holland.

Figuur 7.12 Congestie situatie op middenspanningsniveau per postcodegebied per provincie in begin 2025



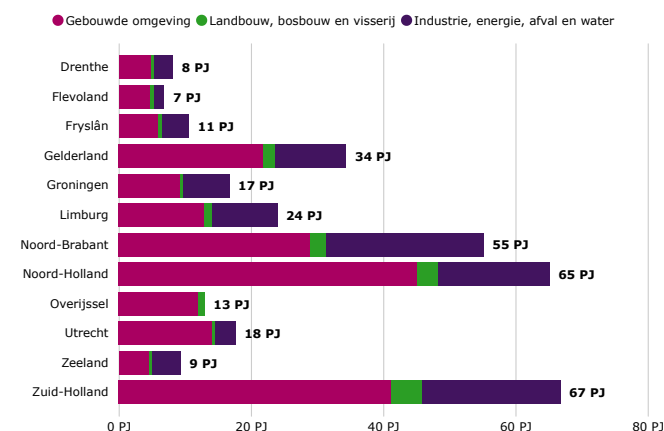
Bron: Netbeheer Nederland, [Capaciteitskaart](#)

Verbruik

Energieverbruik per sector en provincie

Figuur 7.13 toont het elektriciteitsverbruik per provincie, uitgesplitst naar de gebouwde omgeving, landbouw en industrie. Gezien de aard van mobiliteit, ligt het niet voor de hand om een uitsplitsing van energieverbruik van de mobiliteitssector naar provincie te maken. Het hoogste verbruik is te zien in Noord-Holland, Zuid-Holland en Noord-Brabant, waarbij het grootste deel verbruikt wordt in de gebouwde omgeving, gevolgd door de industrie. Het laagste elektriciteitsverbruik is te zien in Drenthe en Flevoland.

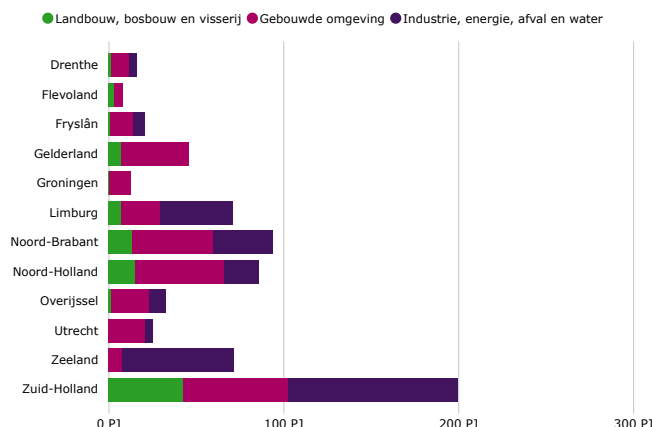
Figuur 7.13 Elektriciteitsverbruik sectoren per provincie in 2023



Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Figuur 7.14, op de volgende pagina, toont het aardgasverbruik per provincie, uitgesplitst naar de gebouwde omgeving, landbouw en industrie. Zuid-Holland kent het hoogste aardgasverbruik, waarbij het grootste deel wordt verbruikt door de industrie. Ook in Zeeland en Limburg komt het grootste aandeel van het provinciale aardgasverbruik uit de industrie. Flevoland heeft het laagste aardgasverbruik.

Figuur 7.14 Aardgasverbruik sectoren per provincie in 2023



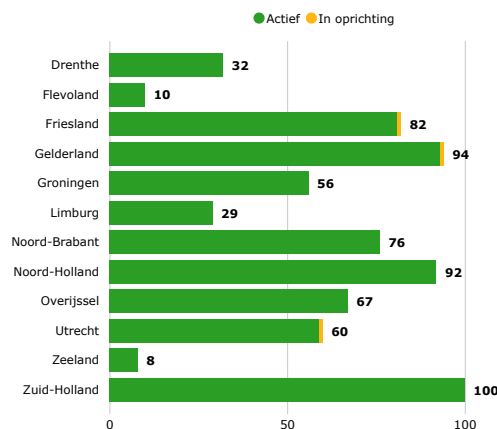
Bron: [Regionale Klimaatmonitor](#)

Aantallen energiecoöperaties

Energiecoöperaties zijn samenwerkingen van burgers die zich lokaal inzetten voor bijv. de opwek van duurzame energie, energiebesparing, of het realiseren van een warmtenet. Ze spelen een belangrijke rol in het vergroten van lokaal eigenaarschap binnen de energietransitie.

Figuur 7.15 laat zien hoeveel energiecoöperaties per provincie actief zijn en hoeveel er in oprichting zijn, waarbij het grootste deel in alle provincies al actief is.

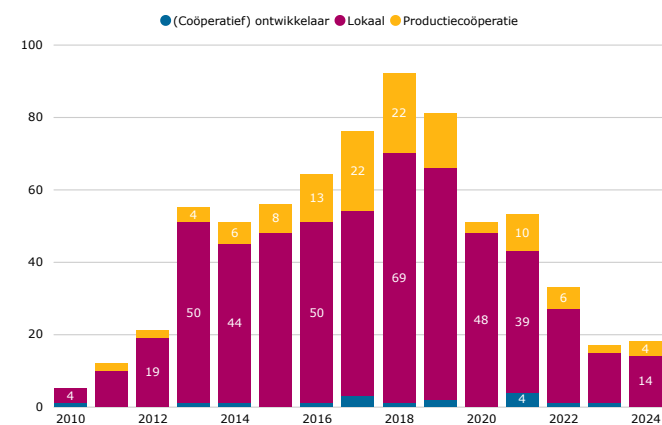
Figuur 7.15 Aantal energiecoöperaties per provincie



Bron: HIER, [Lokale Energie Monitor 2024](#)

In Zuid-Holland, Noord-Holland en Gelderland zijn veel coöperaties actief, in lijn met een hogere bevolkingsdichtheid, terwijl het aantal in Flevoland en Zeeland relatief laag is. Ook kan wijzen op regionale verschillen in betrokkenheid, ruimte of ondersteuning voor lokale energie-initiatieven.

Figuur 7.16 Aantal nieuw opgerichte energiecoöperaties per type



Bron: HIER, [Lokale Energie Monitor 2024](#)

Figuur 7.16 toont de ontwikkeling van het aantal energiecoöperaties per provincie in de tijd, waarbij de staven het aantal nieuwe coöperaties per jaar weergeven. Er is een sterke stijging te zien in de periode 2010-2019, waarna het afvlakt. Een coöperatief ontwikkelaar is in dit verband een coöperatie die namens meerdere lokale initiatieven energieprojecten ontwikkelt, beheert en vaak overdraagt aan lokale coöperaties. Een lokale coöperatie wekt in de eigen leefomgeving energie op en combineert dit met sociale, maatschappelijke en economische doelen. Lokale coöperaties richten zich meestal op meerdere projecten of activiteiten. Productiecoöperaties ontwikkelen en exploiteren één specifiek productieproject, zoals bijvoorbeeld zonnepanelen.

8 Energiebesparing

Energiebesparing is een van de vijf hoofdkeuzes uit het NPE en levert vele maatschappelijke voordelen op, waaronder vergroting van energie-onafhankelijkheid, een lagere energierekening, het behalen van de klimaatdoelen, kleinere behoefte aan transportcapaciteit en besparing van ruimte en materialen voor energieopwek. Besparing ontstaat door zuiniger om te gaan met energie of door gedrag aan te passen en zo minder energie te gebruiken. Ook ontstaat besparing door energie slimmer in te zetten, bijvoorbeeld door meer gebruik te maken van elektriciteit voor warmte of vervoer of door minder energieverliezen te realiseren bij de distributie van energie.

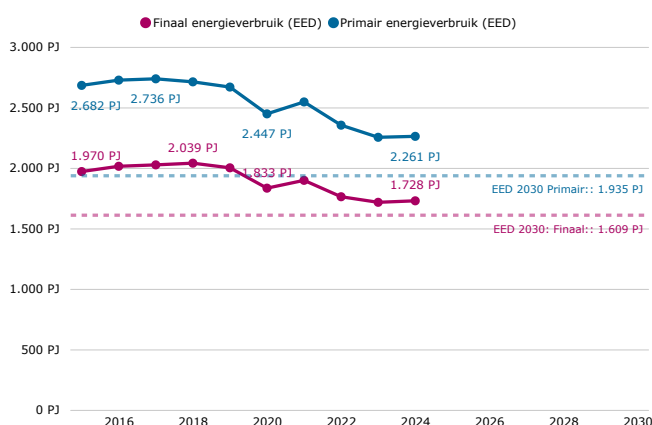
De energie-efficiëntie richtlijn (EED)⁹ bevat een nationaal doel voor energiebesparing voor Nederland, als bijdrage aan het bindende finale doel op EU-niveau. Dit bedraagt een maximaal 1609 petajoule in 2030 finaal verbruik (gebruik door eindgebruikers) en maximaal 1935 petajoule primair verbruik (de totale hoeveelheid energie die nodig is om in onze behoefte te voorzien).

Besparing op systeemniveau

Figuur 8.1 toont het primair versus het finaal energieverbruik in Nederland. In de periode 2015 – 2023 is zowel het primair als finaal energieverbruik gedaald. In 2024 is er weer een lichte stijging te zien van 8 petajoule in het primair energieverbruik en 12 petajoule in het finaal energieverbruik. Finaal energiegebruik is het gebruik van eindgebruikers(sectoren), zoals de gebouwde omgeving, de industrie, de landbouw en de mobiliteitssector. Primair energiegebruik is het finale energiegebruik plus het eigen energiegebruik van, en de omzettings- en distributieverliezen in, de energiesector.

Figuur 8.1, 8.3, 8.6, 8.9 en 8.12 tonen het energieverbruik volgens de Europese definities, die afwijken van Nederlandse definities uit de energiebalans van CBS. Hoe de definities verschillen wordt per grafiek toegelicht in voetnoten.

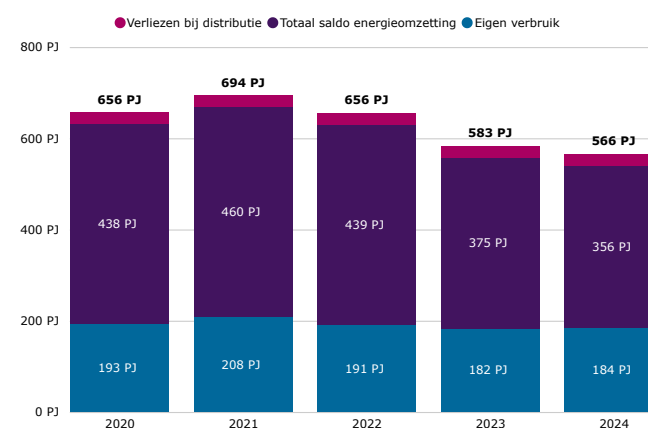
Figuur 8.1 Ontwikkeling primair en finaal energieverbruik (EED)



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Figuur 8.2 toont hoe het verschil tussen het primaire en finale energieverbruik, namelijk het eigen verbruik, omzetting en distributieverlies van die energiesector, zich heeft ontwikkeld tussen 2020 en 2024.

Figuur 8.2 Ontwikkeling eigen verbruik, omzetting en distributieverlies



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Vanaf 2021 is er een daling te zien, voornamelijk doordat er minder energie verloren is gegaan bij de omzetting (saldo) van energie en doordat er minder energie nodig was voor eigen verbruik in de energiesector. Hierbij gaat het om verbruik van energie in installaties voor de winning of omzetting van energie en het verbruik van energie door bedrijven uit de energiesector. De daling van omzettingsverliezen komt onder andere doordat elektriciteit minder wordt geproduceerd uit kolen en gas en meer uit zon en wind. Hierdoor is de energiesector efficiënter geworden.

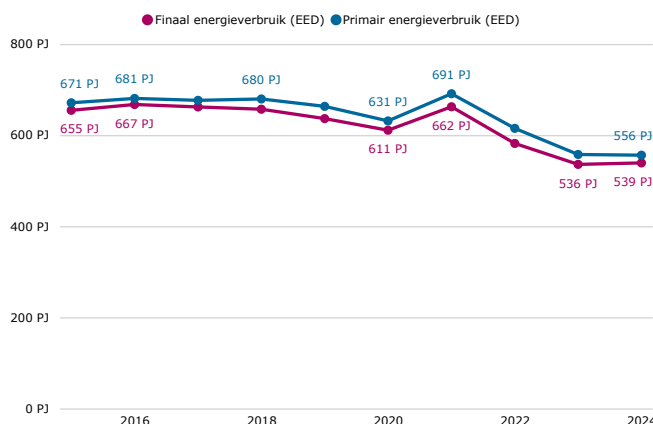
⁹ De EED is in september 2023 herzien, en daarbij zijn het finaal en primair energieverbruik gelijk gemaakt aan de huidige methodologie van Eurostat. In het bijzonder tellen de hoogovens niet meer mee bij het finaal energieverbruik

Energieverbruik binnen sectoren

Gebouwde omgeving

Figuur 8.3 toont het primair en finaal verbruik van energie¹⁰ in de sector gebouwde omgeving. Onder de sector gebouwde omgeving valt het energieverbruik van woningen en andere gebouwen, zoals kantoorpanden, ziekenhuizen en scholen. Tussen 2021 en 2023 is een duidelijke daling in het verbruik te zien. Tussen 2023 en 2024 is deze daling gestagneerd.

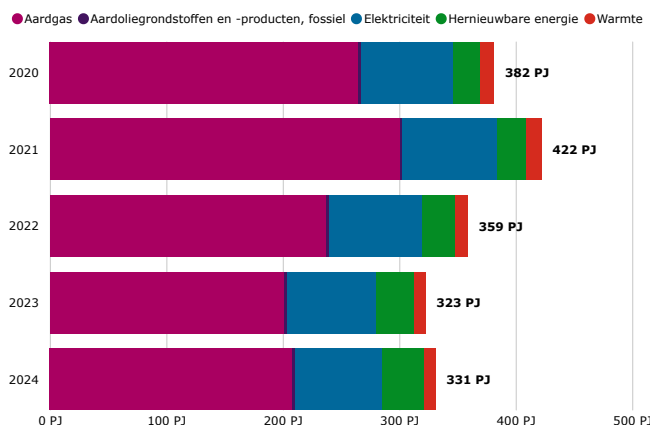
Figuur 8.3 Primair en finaal verbruik (EED) Gebouwde omgeving



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Figuur 8.4 toont het finaal eindverbruik van alleen woningen binnen de sector gebouwde omgeving, uitgesplitst naar energiedragers in petajoule per jaar. Hierin is te zien dat het grootste deel van de energie afkomstig is uit aardgas, nodig voor verwarming. Over de afgelopen jaren is een daling zichtbaar, vooral na 2021, mede als gevolg van gestegen prijzen door de oorlog in Oekraïne. In 2024 is deze daling gekeerd en is er een lichte groei in het gebruik van aardgas te zien.

Figuur 8.4 Finaal energieverbruik woningen uitgesplitst naar energiedrager



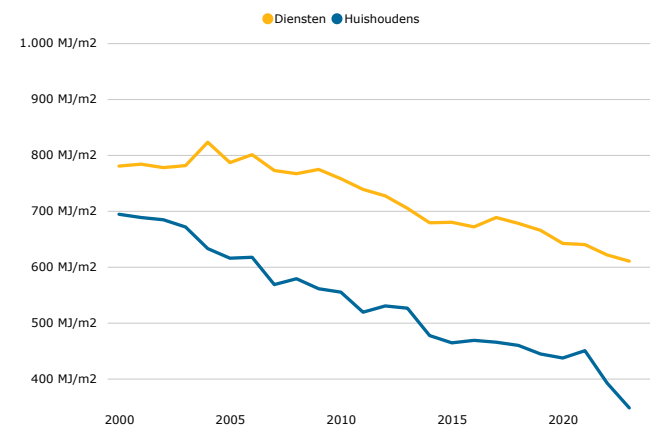
Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 8.5 toont hoe in gebouwen het energieverbruik per vierkante meter over de afgelopen jaren is gedaald. Door naar verbruik per vierkante meter te kijken is duidelijk zichtbaar hoe isolatie en aanpassingen in warmtegebruik bijdragen aan energiebesparing.

Deze daling verloopt sneller dan het totale verbruik zoals zichtbaar in figuur 8.3, omdat er in de tussentijd veel extra gebouwen en woningen (en dus vierkante meters) zijn bijgekomen in Nederland die beter zijn geïsoleerd en dus minder energie verbruiken dan de bestaande gebouwen.

Onder de categorie 'diensten' in deze figuur vallen bijvoorbeeld kantoorpanden, ziekenhuizen en scholen. Het verbruik per vierkante meter is voor deze gebouwen over de afgelopen twintig jaar minder hard gedaald dan voor woningen, omdat activiteiten plaatsvinden met veel energieverbruik, die niet geholpen zijn met bouwmaatregelen zoals isolatie.

Figuur 8.5 Energie-efficiëntie gebouwen huishoudens en diensten



Bron: ODYSEE-MURE

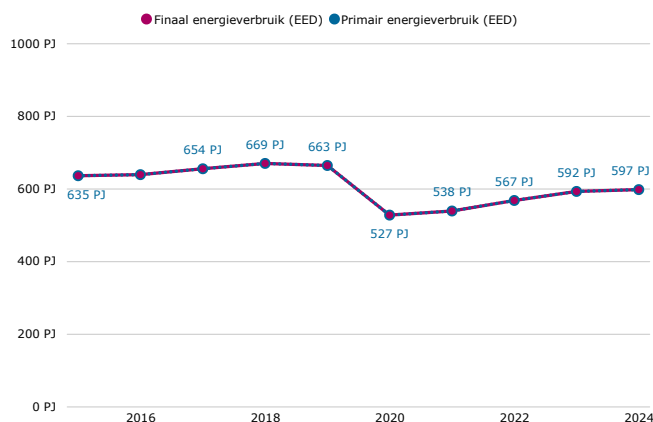
Mobiliteit

Figuur 8.6, op de volgende pagina, toont het primair en finaal verbruik van energie¹¹ in de sector mobiliteit. Het primair en finaal gebruik zijn gelijk aan elkaar, omdat er geen omzetting plaatsvindt in de mobiliteitssector. Daardoor liggen de lijnen op elkaar in de figuur. Het verbruik was tot en met 2019 vrij stabiel en daalde tijdens de coronaperiode in 2020 sterk. Tussen 2020 en 2024 is het verbruik weer licht toegenomen.

¹⁰ CBS telt omgevingswarmte mee bij finaal verbruik, bij de definitie in de EED telt dit niet mee.

¹¹ Onder de sector mobiliteit vallen onder deze Europese definitie alle vormen van wegtransport, OV, binnenlandse scheepvaart en luchtvaart. Deze definitie wijkt af van de sector mobiliteit in het dashboard Klimaatbeleid, waar bunkering voor internationale luchtvaart bijvoorbeeld niet meetelt.

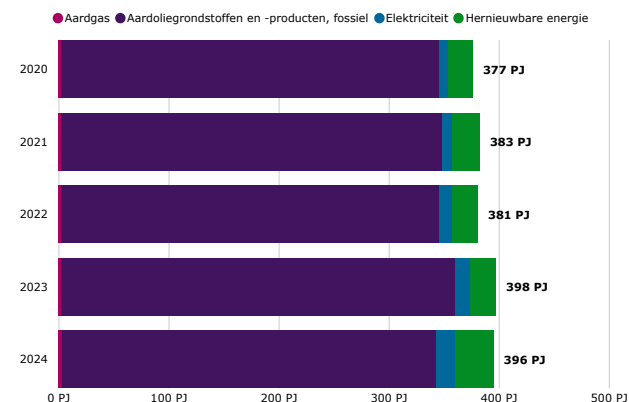
Figuur 8.6 Primair en final verbruik (EED) sector mobiliteit



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Figuur 8.7 focust specifiek op het finaal eindverbruik van binnenlands vervoer binnen de sector mobiliteit. Onder binnenlands vervoer valt volgens deze definitie van CBS alle wegtransport, vervoer over spoor, binnenlandse scheepvaart en binnenlandse luchtvaart.

Figuur 8.7 Finaal energieverbruik binnenlands vervoer uitgesplitst naar energiedrager

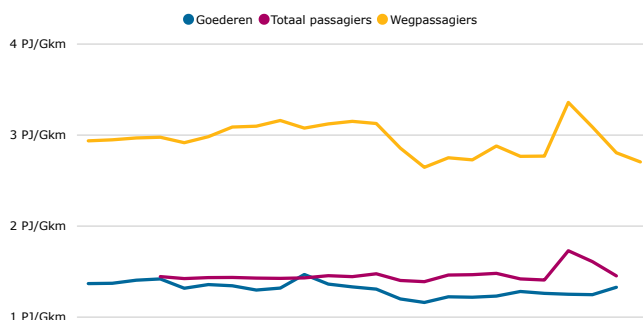


Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

De figuur toont het finaal energieverbruik van binnenlands vervoer uitgesplitst naar energiedrager per jaar in petajoule. Hierin is te zien dat het aandeel elektriciteit langzaam groeit. Het aandeel hernieuwbare energie, wat in deze figuur volledig bestaat uit biobrandstoffen, was tot 2023 behoorlijk stabiel en is in 2024 flink toegenomen. Dit gaat gepaard met een kleine terugval in het gebruik van aardoliegrondstoffen en -producten in 2024. De groep aardoliegrondstoffen en -producten bestaat uit benzine en diesel.

In figuur 8.8 staat de ontwikkeling van energieverbruik voor wegpasagiers in petajoule per Gpkm, uitgesplitst naar alle reismethoden en alleen wegtransport, en het energieverbruik voor transport van goederen in petajoule per Gtkm. Door naar verbruik per kilometer te kijken is zichtbaar welk deel van de besparing voorkomt uit efficiëntie in voertuigen en gebruik van efficiëntere modaliteiten (bijvoorbeeld reizen per trein i.p.v. auto of vrachtwagen). Dit verbruik toont een vrij stabiel beeld, met een uitzondering in 2020 als het verbruik per passagier tijdelijk stijgt tijdens de coronaperiode.

Figuur 8.8 Energie-efficiëntie vervoer

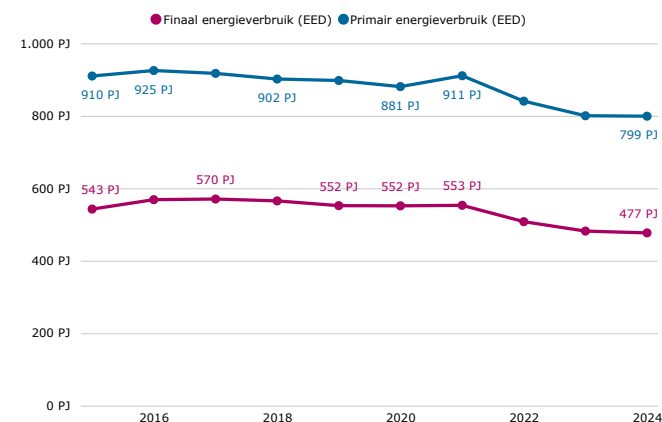


Bron: [ODYSEE-MURE](#)

Industrie

Figuur 8.9 toont het primair en final verbruik van energie in de sector industrie. Tot 2020 bleef het verbruik vrij stabiel. Tussen 2021 en 2023 is een duidelijke daling zichtbaar. In 2024 is het verbruik gelijk gebleven ten opzichte van 2023.

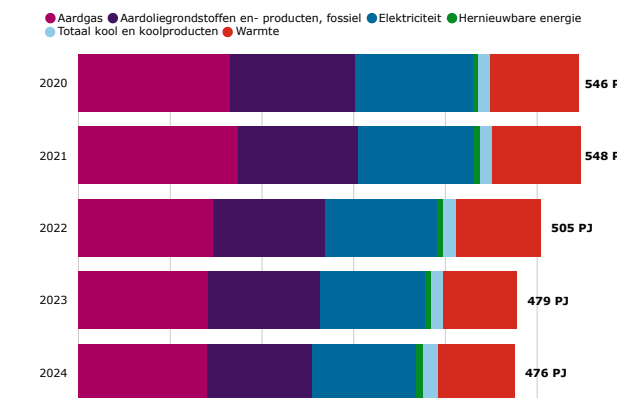
Figuur 8.9 Primair en final verbruik (EED) sector industrie



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Figuur 8.10 laat het totaal finaal verbruik van de nijverheid (exclusief de energiesector zien). Hierin is te zien dat over de afgelopen jaren het finaal verbruik is gedaald, en dat dit vooral komt door minder gebruik van aardgas.

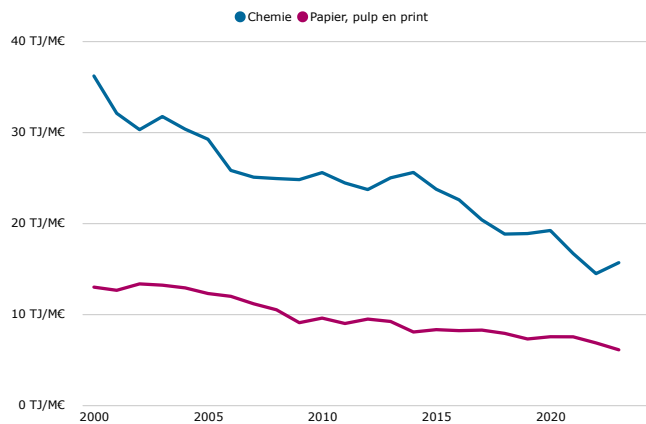
Figuur 8.10 Finaal energieverbruik nijverheid (exclusief de energiesector) uitgesplitst naar energiedrager



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 8.11 laat het energieverbruik zien voor de sector chemie en de sector papier, pulp en print, twee sectoren die veel voorkomen in Nederland, uitgedrukt in gebruikte energie per euro toegevoegde waarde (in terajoule per miljoen euro).

Figuur 8.11 Verhouding energieverbruik en toegevoegde waarde voor activiteiten in de industrie



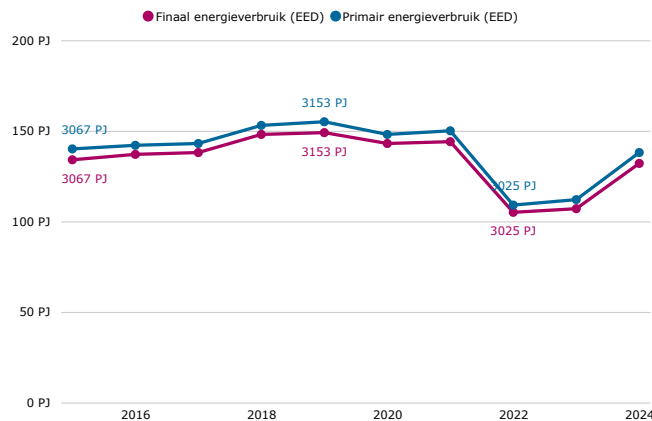
Bron: ODYSEE-MURE

De inzet van energie per euro toegevoegde waarde kan iets zeggen over de hoeveelheid verbruikte energie en de energie-efficiëntie binnen een sector. In de chemiesector is de inzet van energie per euro toegevoegde waarde flink gedaald over de afgelopen twintig jaar. Dit kan naast een verhoogde energie-efficiëntie ook het gevolg zijn van veranderingen in producten die de chemiesector produceert, met een hogere toegevoegde waarde. In het afgelopen jaar is er een lichte toename te zien. Voor de papierproductie is de daling van energieverbruik in verhouding tot toegevoegde waarde ook zichtbaar, maar minder stevig.

Landbouw

Figuur 8.12 laat toont het primair en finaal verbruik van energie¹² in sector landbouwsector. Hier is tot 2021 een relatief stabiel beeld zichtbaar. Tussen 2021 en 2022 is een scherpe daling zichtbaar. Vanaf 2022 loopt het energieverbruik weer op.

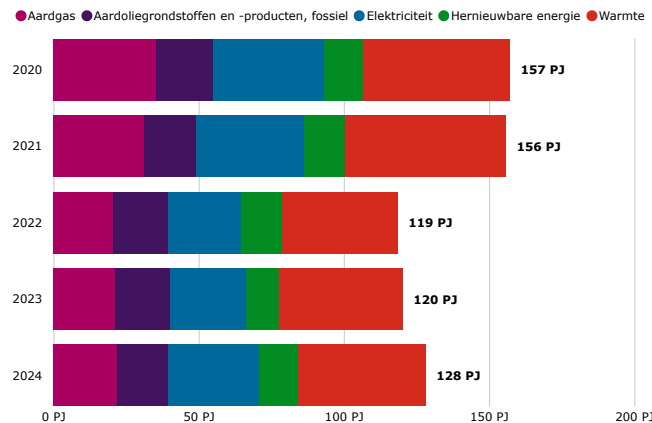
Figuur 8.12 Primair en finaal verbruik (EED) landbouwsector



Bron: CBS, [Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024](#)

Figuur 8.13 laat het totaal finaal verbruik van landbouw zien, uitgesplitst naar energiedrager per jaar in petajoule. Uit het figuur blijkt dat het verbruik van vooral aardgas en elektriciteit in de landbouwsector fors is gedaald sinds de gestegen prijzen tijdens de energiecrisis in 2021-2022.

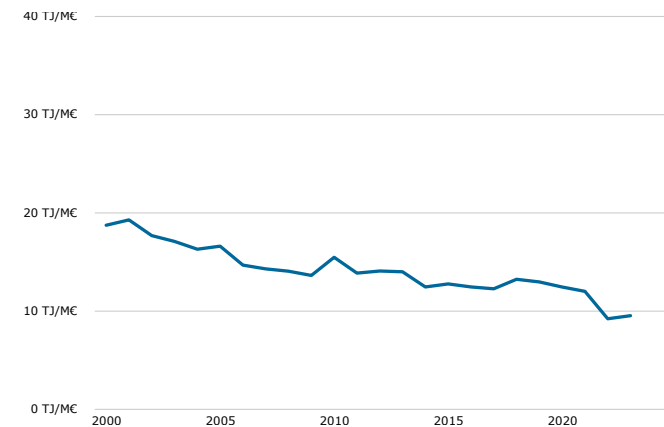
Figuur 8.13 Finaal energieverbruik landbouw uitgesplitst naar energiedrager



Bron: CBS, [Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Figuur 8.14 toont het energieverbruik van de landbouwsector in verhouding tot de toegevoegde waarde (uitgedrukt in terajoule per miljoen euro). Over de afgelopen twintig jaar is het energieverbruik per euro toegevoegde waarde gedaald, met vooral een scherpe daling sinds 2020.

Figuur 8.14 Verhouding energieverbruik en toegevoegde waarde voor de landbouw



Bron: ODYSEE-MURE

¹² Het finale verbruik in deze figuur verschilt iets van het finale verbruik in 8.13, omdat hier de sectorale definitie van CBS is gebruikt en die iets afwijkt van de sectorindeling vanuit de Europese Energie-efficiëntierichtlijn (EED).

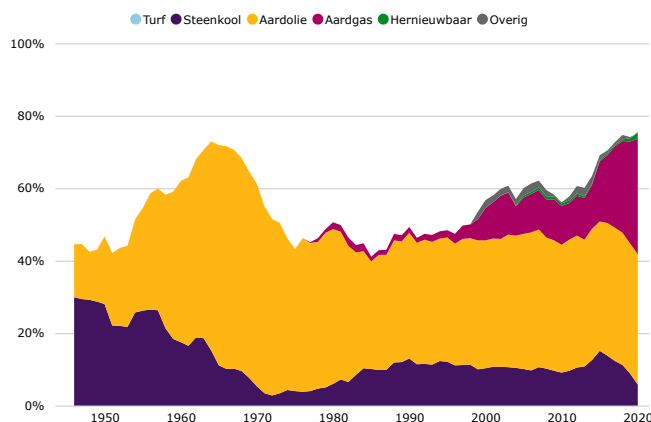
9 Energieonafhankelijkheid en energiezekerheid

Zekerheid over toegang tot energie is een belangrijk doel voor het energiebeleid. Onderdeel hiervan is vergroten van de energie-onafhankelijkheid door risicovolle afhankelijkheden af te bouwen. In de afgelopen jaren is naast energiebesparing en het vergroten van eigen productie ingezet op spreiding van importstromen om risicovolle afhankelijkheden te verminderen. Hieronder staat de huidige situatie over import en herkomst van energie uiteengezet. Ook zijn er afhankelijkheden in de import van grondstoffen en energie technologieën.

Aandeel import in Nederlands verbruik

Figuur 9.1 laat zien welk deel van het Nederlandse verbruik uit import afkomstig is. Over de afgelopen jaren is dit snel opgelopen, tot bijna 80 procent op dit moment. Dit is ook in historisch perspectief hoog.

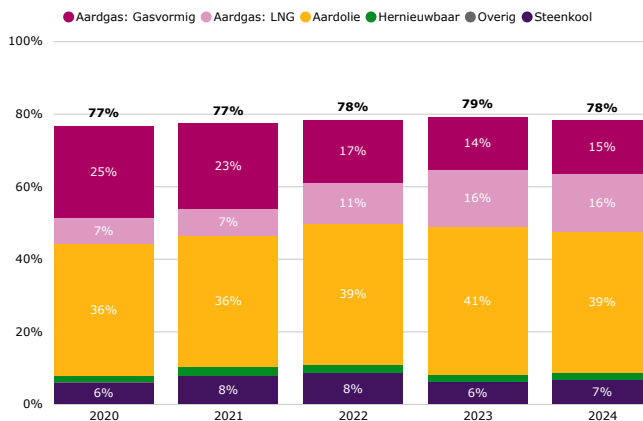
Figuur 9.1 Aandeel import in Nederlands verbruik 1945 - 2020



Bron: CBS, [Ruim tweehonderd jaar energieverbruik in Nederland: Transitie, afhankelijkheid en besparing van 1800 tot 2023](#)

Figuur 9.2 laat het aandeel import in het Nederlandse verbruik zien tussen 2020 en 2024. Het figuur laat zien dat in de afgelopen 5 jaar het deel van het Nederlandse verbruik uit import op vergelijkbare hoogte is gebleven. Ook is er in de onderlinge verhouding tussen energiedragers blijft gelijk. Binnen aardgas is er wel een duidelijk verschuiving van gasvormig aardgas naar LNG (vloeibaar aardgas).

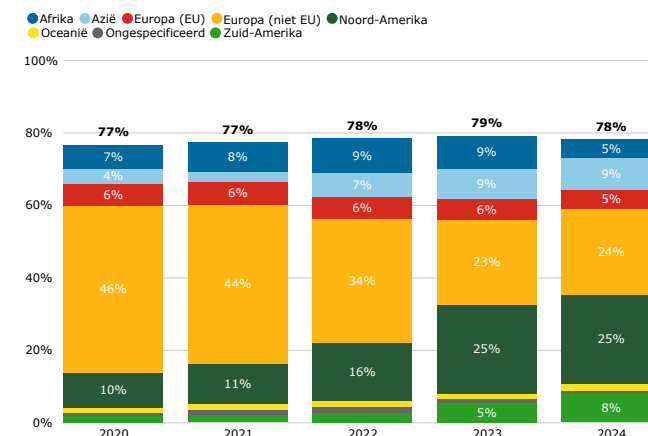
Figuur 9.2 Aandeel import in Nederlands verbruik 2020 - 2024



Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

Figuur 9.3 laat zien dat in de afgelopen 5 jaar een verschuiving van afhankelijkheid heeft plaatsgevonden. In 2020 was nog 52% van alle energie afkomstig uit landen buiten de EU maar in Europa, waaronder Rusland. Nu is dat nog 29% en is de afhankelijkheid van het Noord-Amerikaanse continent gestegen van 10% in 2020 naar 25% in 2025.

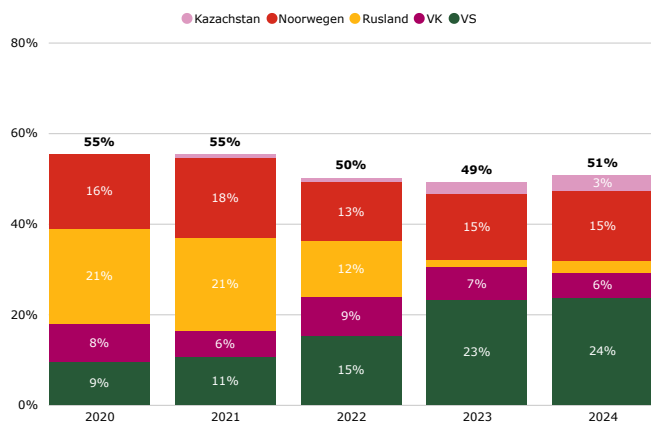
Figuur 9.3 Aandeel import in Nederlands verbruik naar herkomst werelddeel



Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

Figuur 9.4, op de volgende pagina, splitst het aandeel import van Nederland verder op naar landen. Het figuur laat de top 5 landen zien waaruit Nederland het meeste energie importeert. In de afgelopen 5 jaar heeft hier een verschuiving plaatsgevonden. In 2020 was nog 21% van alle energie afkomstig uit Rusland, nu is dat 2.7%. Voor de Verenigde Staten geldt een omgekeerde trend. In 2020 was 9% van onze energie afkomstig uit de Verenigde Staten, in 2024 is dat 24%. Verder zien we een groeiende afhankelijkheid van Kazachstan dat nu op de 5^e plaats staat.

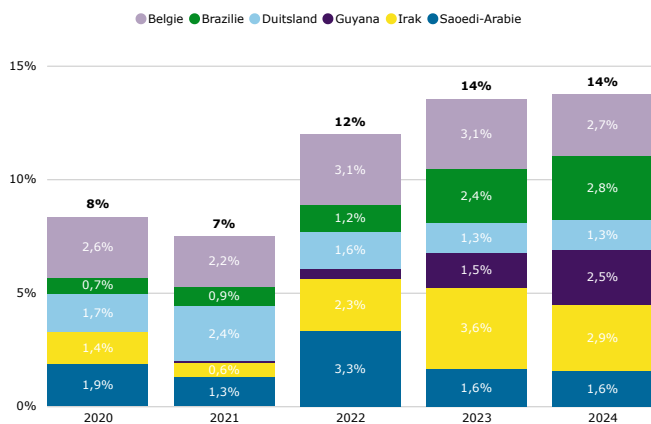
Figuur 9.4 Aandeel import in Nederlands verbruik van top 5 landen



Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

Figuur 9.5 laat de top 6-10 landen zien waaruit Nederland het meeste energie importeert. In de afgelopen 5 jaar zien we hierin de afhankelijkheid van Brazilië, Irak en Guyana groeien.

Figuur 9.5 Aandeel import in het Nederlandse verbruik van top 6 – 10 landen

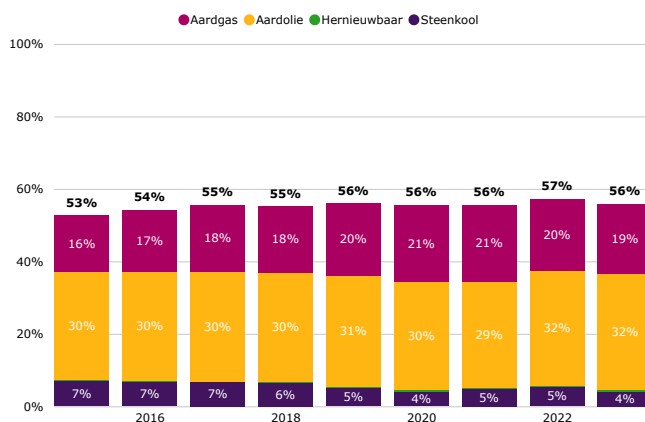


Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

Aandeel import in verbruik Europese Unie

Figuur 9.6 laat het aandeel import in het verbruik van de Europese Unie zien tussen 2015 en 2023. Een percentage van 100% betekent dat de EU volledig afhankelijk zou zijn van import voor het energieverbruik. Het aandeel ligt in 2023 rond de 56%. De afhankelijkheid van de EU van import voor haar energieverbruik ligt dus lager dan die van Nederland met 78% in 2024. De import van aardolie maakt het grootste deel uit van de import in 2023.

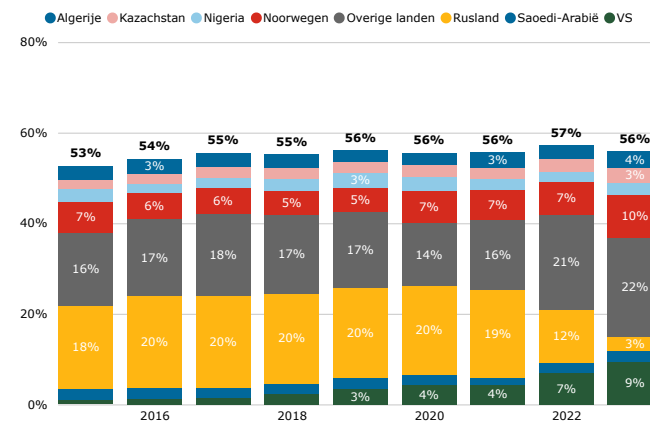
Figuur 9.6 Aandeel import in het verbruik EU naar energiedrager



Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

Figuur 9.7 laat het aandeel import in het energieverbruik van de EU zien uitgesplitst naar land van herkomst. Het figuur laat de top 5 landen over de periode 2015 en 2023 zien, en heeft een restcategorie voor de import uit overige landen. Het figuur laat zien hoe de import van energiedragers uit Rusland over de jaren afneemt, van 20% in 2020 naar 3,3% in 2023. Verder is de import van de Verenigde Staten gestegen van 1% in 2015 naar 9% in 2023.

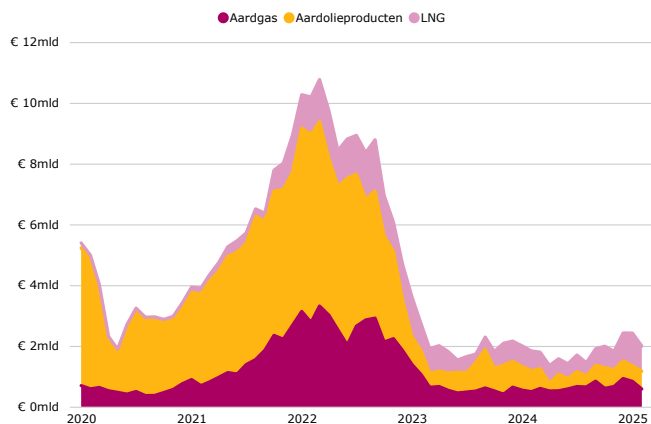
Figuur 9.7 Aandeel import in het verbruik EU naar land van herkomst



Bron: CBS, [Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024](#)

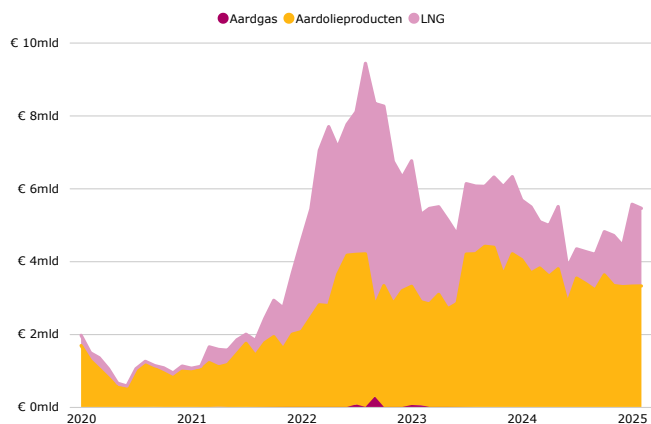
Figuur 9.8, op de volgende pagina, laat de import van energie uit Rusland door de Europese Unie per maand in miljarden euro zien. Er is een sterke daling te zien vanaf het voorjaar van 2022, wat een duidelijk effect is van het beleid om Russische energie-import af te bouwen. Op dit moment wordt er nog voor ongeveer 2 miljard euro per maand aan energie geïmporteerd uit Rusland.

Figuur 9.8 Import van energie uit Rusland door de Europese unie per maand in miljarden euro



Bron: Eurostat, [EU trade since 1988 by HS2-4-6 and CN8](#)

Figuur 9.9 Import van energie uit de Verenigde Staten door de Europese unie per maand in miljarden euro



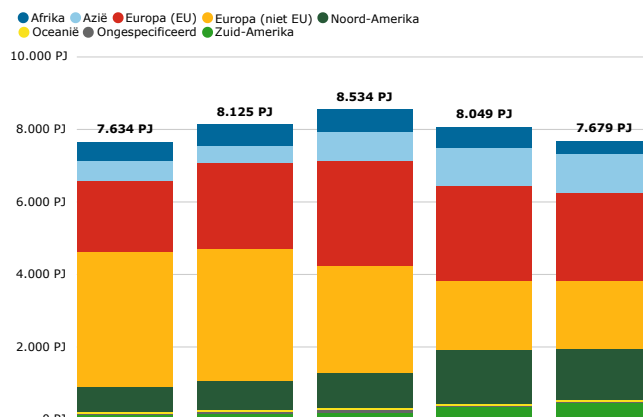
Bron: Eurostat, [EU trade since 1988 by HS2-4-6 and CN8](#)

Figuur 9.9 toont dezelfde grafiek voor import van energie uit de Verenigde Staten. Hier is na de oorlog in Oekraïne een stijging te zien van import van zowel LNG als Aardolieproducten. Deze is na een kleine daling in 2024 weer gestabiliseerd tot ongeveer 6 miljard euro per maand.

Aandeel Nederlandse import naar herkomst

Figuur 9.10 laat zien uit welke delen van de wereld Nederland energie importeert, waarbij alle vormen van energie bij elkaar zijn opgeteld. De invoerwaardes in petjaoule liggen ver boven het totale primaire verbruik van Nederland. Dit komt doordat voor aardolieproducten, cokesovencokes, gasvorming gas, LNG en elektriciteit de getoonde invoer ook bestaat uit doorvoer naar het buitenland. Voor de overige energiedragers is doorvoer geen deel van de getoonde invoer. In 2024 is ongeveer een derde afkomstig uit de EU en dus onderdeel van de gezamenlijke interne markt. Een belangrijke kanttekening hierbij is dat import van olieproducten uit EU-landen hier onderdeel van zijn, terwijl de olie die erin verwerkt is voornamelijk van buiten de EU komt.

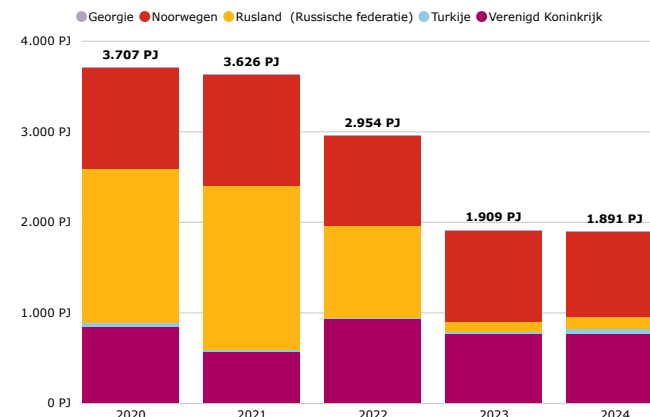
Figuur 9.10 Nederlandse import naar oorsprong werelddeel (alle energie)



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

Figuur 9.11 splitst de import vanuit Europese landen buiten de EU verder op. Hierin is te zien hoe hard de import uit Rusland is gedaald in reactie op de Russische aanval op Oekraïne. In figuur 9.12 is te zien dat de vervanging van deze import, specifiek voor ruwe aardolie, vooral komt uit Amerika en Azië.

Figuur 9.11 Nederlandse import naar oorsprong uit Europa (niet EU), top 5

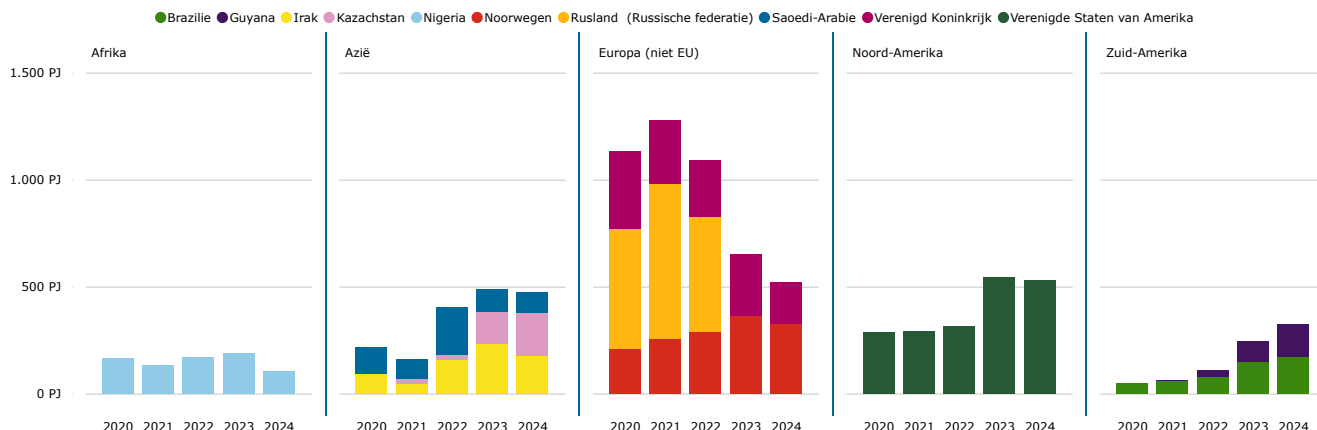


Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

Herkomst van energiedragers

Figuur 9.12, op de volgende pagina, toont de verschuiving in de import van ruwe olie over de afgelopen vijf jaar. De enorm snelle afbouw van olie-import uit Rusland is opgevangen door extra aardolie te importeren uit voornamelijk de Verenigde Staten, Noorwegen, Irak en Kazachstan.

Figuur 9.12 Nederlandse import ruwe aardolie naar herkomstland, top 10

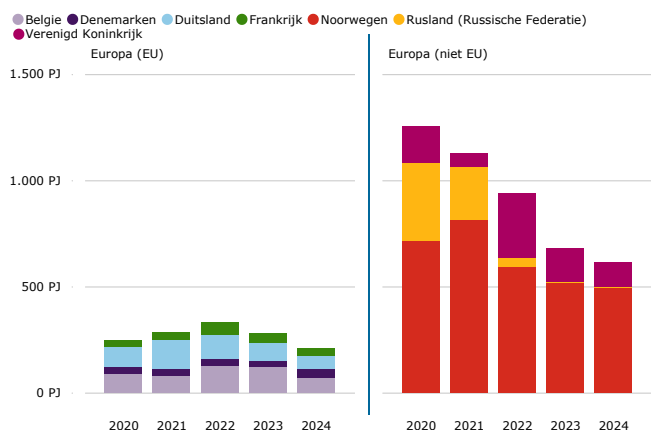


Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

In figuur 9.13 is te zien dat gasvormig aardgas via pijpleidingen voornamelijk wordt geïmporteerd uit Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en landen uit de EU. Het aandeel Russisch aardgas is daarentegen vrijwel verdwenen. Sowieso is er over de afgelopen jaren steeds minder aardgas via pijpleidingen geïmporteerd.

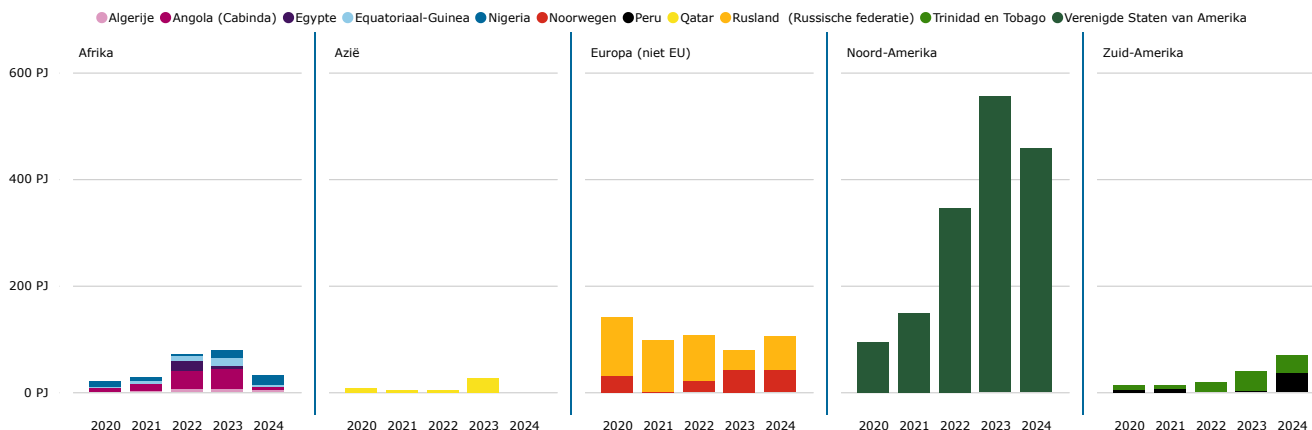
Figuur 9.14 laat de stijging zien van import van vloeibaar gas, LNG. Hier is een enorme toename te zien van de import uit de Verenigde Staten en een veel kleinere stijging die verdeeld is over een brede groep landen. Al met al is het aandeel LNG in de import gestegen ten opzichte van gas via pijpleidingen. De daling van geïmporteerd Russisch gas is voor een heel groot deel gecompenseerd door import van Amerikaans LNG.

Figuur 9.13 Nederlandse import gasvormig aardgas naar herkomstland



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

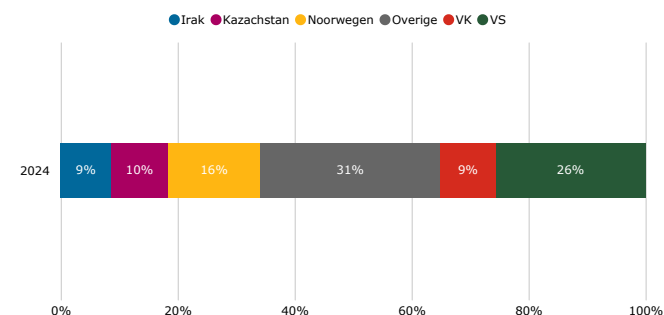
Figuur 9.14 Nederlandse import LNG naar herkomstland, top 10



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

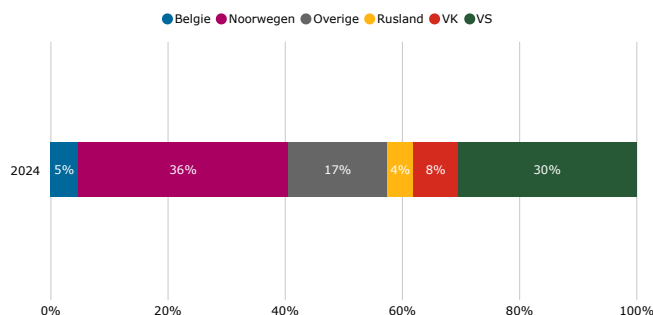
Figuur 9.15 en 9.16 laten voor respectievelijk ruwe aardolie en aardgas (gasvormig aardgas + LNG) zien welke landen het grootste aandeel hebben in de Nederlandse import in 2024. Voor aardgas is Noorwegen de grootste leverancier en volgt de Verenigde Staten als tweede land. Voor ruwe aardolie is de Verenigde Staten onze grootste leverancier en volgt Noorwegen als tweede land.

Figuur 9.15 Import ruwe aardolie naar herkomstland in 2024



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

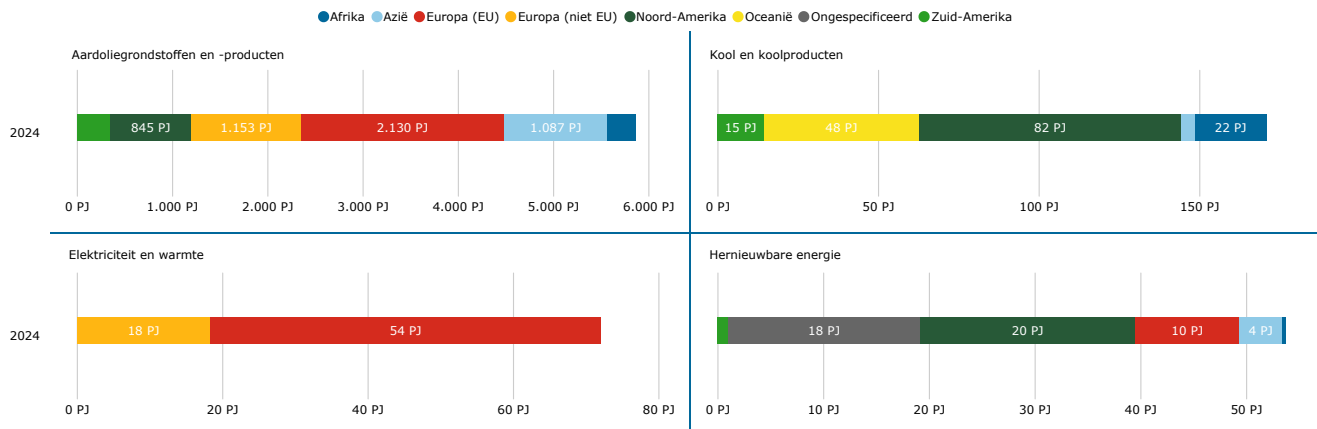
Figuur 9.16 Import aardgas naar herkomstland in 2024



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

In figuur 9.17 is ook voor steenkool, elektriciteit, aardolieproducten en overige energiedragers te zien uit welk werelddeel zij afkomstig zijn. Elektriciteit komt voor het overgrote deel uit buurlanden in de EU en aanvullend uit het VK en Noorwegen. Steenkool komt overwegend uit Amerika. Bij aardolieproducten, zoals diesel en benzine, komt weliswaar het overgrote deel van de import uit de EU, maar het gaat hier om in de EU bewerkte producten die gemaakt zijn op basis van ruwe aardolie die van buiten de EU komt.

Figuur 9.17 Import overige energiedragers naar werelddeel in 2024



Bron: CBS, [Energie invoer naar land van oorsprong](#)

Belangrijk is ook de omvang van de importstroom van aardolieproducten, die is circa vijftig keer zo groot als die van elektriciteit in petajoules. Dit zijn overigens geen netto-importstromen. Een aanzienlijk deel van de getoonde importvolumes exporteert Nederland weer door.

Zekerheid over toegang tot energie gaat naast goede en gediversifieerde importrelaties ook over eigen productie, opslag- en voorraadvorming en robuustheid van het (fysieke) energiesysteem.

Enkele van deze thema's komen in deze monitor aan bod in hoofdstuk 5 over de koolstofketen, zoals over de importcapaciteit van LNG, de opslagcapaciteit van LNG en opslagcapaciteit van aardgas. In hoofdstuk 4 over de waterstofketen wordt dieper ingegaan op de ontwikkelingen rond (verwachte) waterstofimport.

Herkomst grondstoffen en energietechnologieën voor het energiesysteem

Nederland is ook voor de benodigde energietechnologieën om het energiesysteem te kunnen ontwikkelen voor een deel afhankelijk van import. Denk hierbij aan energietechnologieën zoals windturbines, zonnepanelen en batterijen.

Om aan de vraag voor energietechnologieën in Nederland te voldoen kan Nederland volledige eindproducten importeren (zoals zonnepanelen), of grondstoffen en halffabricaten importeren om hiermee zelf energietechnologieën te creëren. Met de term grondstoffen verwijzen we in dit hoofdstuk naar metalen en mineralen die nodig zijn voor de productie van energietechnologieën en niet naar energiedragers zoals biogrondstoffen of waterstof. Binnen deze term vallen zowel kritieke grondstoffen zoals grafiet en lithium, maar ook niet-kritieke grondstoffen die worden gebruikt in de productie van energietechnologieën, zoals tin, lood en chroom.

Onderstaande figuren geven een eerste hoog-over beeld van de herkomst hiervan op basis van internationale studies. Omdat de import van grondstoffen, halffabricaten en eindproducten een integrale keten is die onder andere op Europees niveau plaatsvindt tonen we in figuur 9.20 en 9.21 ontwikkelingen op Europees niveau. Vanwege onvolledige databeschikbaarheid tonen we alleen informatie over de herkomst grondstoffen en eindproducten, niet over de herkomst van halffabricaten.

Het Nederlands Materialen Observatorium, dat in opdracht van de minister van Economische Zaken is opgericht, monitort ter uitwerking van de Nationale Grondstoffenstrategie de leveringszekerheidsrisico's van kritieke grondstoffen voor Nederland. Daarbij wordt de Europese lijst van kritieke grondstoffen gehanteerd. Ook wordt er vanuit de Critical Raw materials Act in Europees verband onderzoek gedaan naar het duurzaam openen van nieuwe mijnen en opbouwen van verwerkingscapaciteit om kritieke grondstoffen in Europa te winnen en te verwerken

Benodigde grondstoffen energietransitie

Figuur 9.18, op de volgende pagina, laat zien welke grondstoffen nodig zijn voor een selectie van belangrijke duurzame energietechnologieën. Groen ingekleurde vakken houden in dat de grondstof benodigd is voor de technologie in de kolom. Grijs ingekleurde vakken houden in dat er geen gegevens beschikbaar zijn over de benodigde grondstof voor deze technologie.

Figuur 9.18 Benodigde grondstoffen per energietechnologie¹³

Grondstof	Zon-pv	Wind	Batterij	Elektrische auto's	Elektrolyse
Aluminium					
Boor					
Cadmium					
Chroom					
Gallium					
Germanium					
Goud					
Iridium					
Kobalt					
Koper					
Lithium					
Lood					
Mangaan					
Molybdeen					
Natuurlijk grafiet					
Nikkel					
Niobium					
Palladium					
Platinum					
Scandium					
Silicium					
Telluur					
Terbium					
Tin					
Titanium					
Vanadium					
Zeldzame aardmetalen ¹⁴					
Zilver					
Zink					

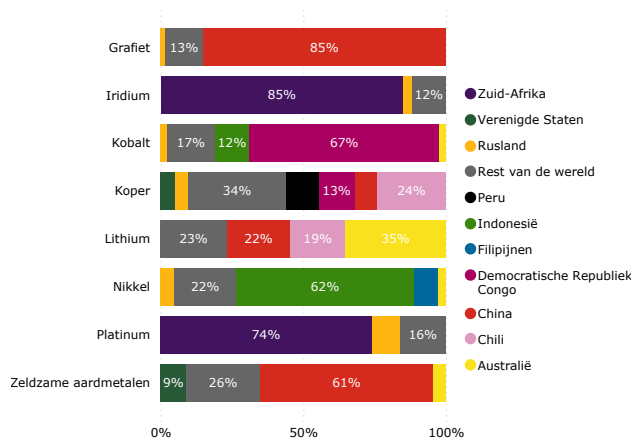
Bron: KU Leuven en Eurometaux, [Metals for clean energy](#); JRC, [Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU - A Foresight Study](#)¹⁴

Zoals te zien in de figuur is er voor de ontwikkeling van elk van de vijf technologieën een breed scala aan grondstoffen benodigd. Welke grondstoffen benodigd zijn verschilt per technologie. Door innovatie is het mogelijk dat de samenstelling van technologieën veranderd en daarmee de benodigde grondstoffen per technologie. De benodigde grondstoffen voor de getoonde technologieën kunnen dus in de toekomst veranderen.

Winning en verwerking selectie grondstoffen voor energietransitie

Om de benodigde grondstoffen in te kunnen zetten voor de ontwikkeling van duurzame energietechnologieën, moeten de grondstoffen eerst gewonnen en meestal ook verwerkt worden. Het varieert per grondstof waar deze winning en verwerking (raffinage) plaatsvindt. Figuur 9.19 en 9.20 laten voor een selectie kritieke grondstoffen zien waar ze worden gewonnen en verwerkt.

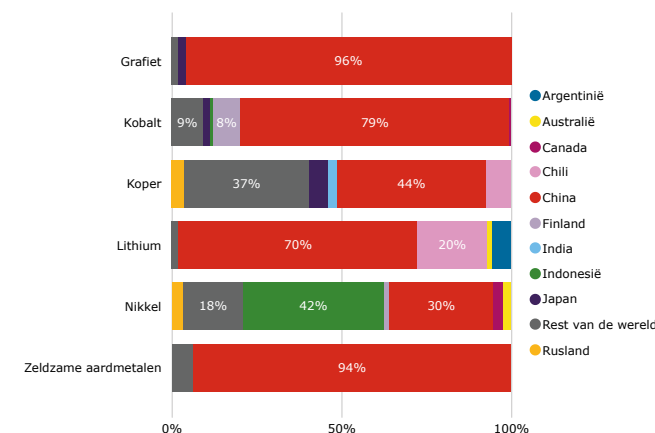
Figuur 9.19 Kritieke grondstoffen uitgesplitst naar aandeel winning per land in 2024¹⁵



Bron: IEA, [Critical minerals data explorer](#); JRC, [Raw Materials Information System](#)

Figuur 9.19 laat voor Grafiet, Kobalt, Koper, Lithium, Nikkel, Platinum, Iridium en Zeldzame aardmetalen voor permanente magneten zien in welke landen deze worden gewonnen. Bij winning worden de grondstoffen uit de aarde onttrokken. Voor zes van de acht van de getoonde grondstoffen is één land verantwoordelijk voor meer dan 60% van de winning. Dit zijn Grafiet (China), Zeldzame aardmetalen voor permanente magneten (China), Kobalt (Democratische Republiek Congo), Nikkel (Indonesië), Platinum (Zuid-Afrika) en Iridium (Zuid-Afrika). De winning van Lithium en Koper is meer verspreid over de wereld.

Figuur 9.20 Kritieke grondstoffen uitgesplitst naar aandeel verwerking per land in 2024



Bron: IEA, [Critical minerals data explorer](#)

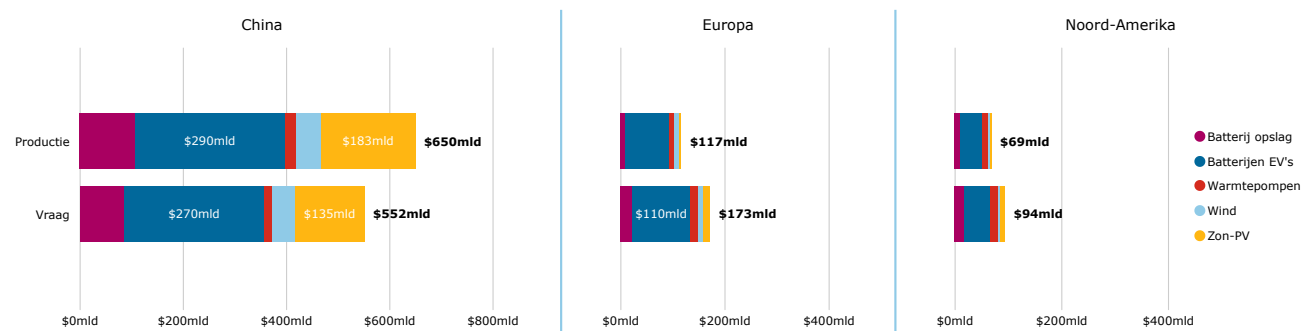
Figuur 9.20 laat zien in welke landen dezelfde selectie van kritieke grondstoffen vervolgens wordt verwerkt. Voor Platinum en Iridium is geen data beschikbaar. De verwerking van de getoonde kritieke grondstoffen vindt voornamelijk plaats in China. Vier van de zes getoonde kritieke grondstoffen worden voor meer dan twee-derde van het totaal verwerkt door China (Grafiet, Kobalt, Lithium en Zeldzame aardmetalen). Ook voor de andere twee kritieke grondstoffen vindt verwerking voor een groot deel plaats in China. Bovendien worden verwerkingsactiviteiten ook in andere landen niet zelden uitgevoerd door Chinese bedrijven. De nikkelverwerking in Indonesië is bijvoorbeeld grotendeels in handen van Chinese bedrijven.

¹³ De figuur toont gegevens uit het rapport 'Metals for clean energy'. Alleen gegevens voor de grondstoffen niobium, natuurlijk grafiet en titanium zijn afkomstig uit het rapport 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU - A Foresight Study'.

¹⁴ In figuur 9.18 is de categorisatie voor zeldzame aardmetalen uit het rapport 'Metals for clean energy' leidend. Hieronder vallen dysprosium, neodymium en praseodymium. In figuur 9.19 en 9.20 is de categorisatie vanuit de 'Critical minerals data explorer' van de IEA leidend. In deze categorisatie wordt terbium ook meegerekend tot zeldzame aardmetalen. Terbium wordt in figuur 9.18 apart laten zien.

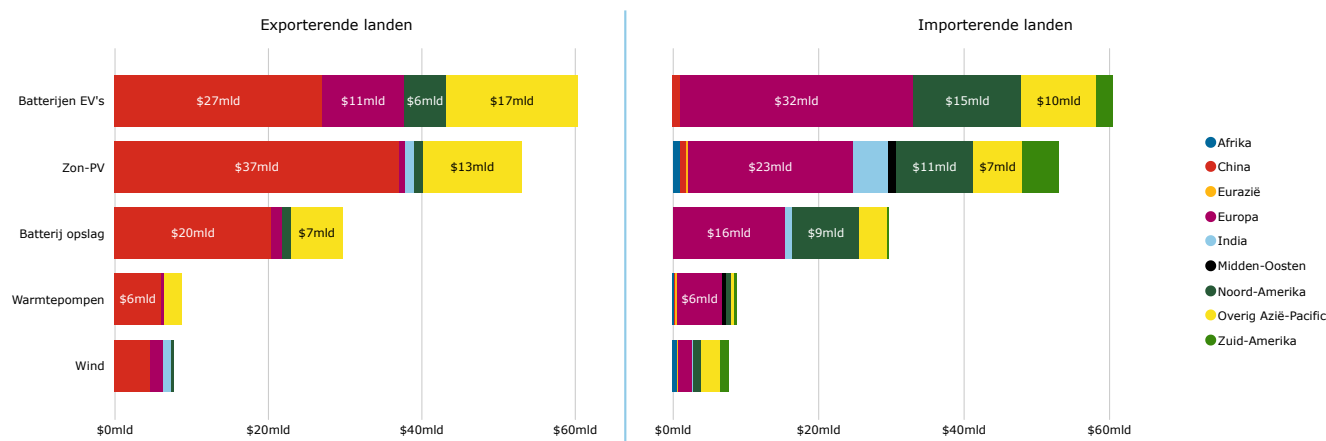
¹⁵ Voor iridium en platinum is gebruik gemaakt van data vanuit de JRC en toont inzichten voor 2022. Voor de rest van de grondstoffen is data vanuit de IEA gebruikt en worden gegevens voor 2024 getoond.

Figuur 9.21 Vraag en aanbod van duurzame energie technologieën van China, Europa en Noord-Amerika in 2023



Bron: IEA, [Energy Technology Perspectives 2024](#)

Figuur 9.22 Wereldwijde importstromen van duurzame energietechnologieën in 2023 uitgesplit naar exporterende en importerende landen uitgedrukt in Amerikaanse dollars



Bron: IEA, [Energy Technology Perspectives 2024](#)

Vraag, aanbod en importstromen energietechnologieën

Om een goed beeld te krijgen van de afhankelijkheid van Nederland en Europa op het gebied van energietechnologieën is het ook van belang om te kijken naar de productie en vraag van duurzame energietechnologieën wereldwijd en de wereldwijde importstromen van energietechnologieën.

Figuur 9.21 toont de productie en vraag van duurzame energietechnologieën voor de drie regio's met de hoogte productie en vraag uitgedrukt in Amerikaanse dollars per gebied. De duurzame energietechnologieën die zijn meegenomen in deze figuur zijn systeembatterijen voor opslag, batterijen voor EV's, warmtepompen, zon-PV en wind. De figuur laat zien dat China voor 650 miljard dollar aan duurzame energie technologieën heeft geproduceerd in 2023, 18% meer dan de eigen vraag van 552 miljard dollar. De vraag van Europa en Noord-Amerika is lager, respectievelijk 117 miljard dollar en 69 miljard dollar. Ook hebben beide regio's een hogere vraag dan productie in de eigen regio, wat betekent dat ze duurzame energietechnologieën moeten importeren.

Figuur 9.22 toont de wereldwijde stromen van duurzame energietechnologieën uitgedrukt in Amerikaanse dollars per gebied. De duurzame energietechnologieën die zijn meegenomen in deze figuur zijn batterijen, warmtepompen, zon-PV en wind. Uit het linker gedeelte van het figuur blijkt dat China verreweg de grootste exporteur is van alle vijf geselecteerde duurzame energietechnologieën. Het rechter gedeelte laat zien dat Europa wereldwijd de grootste importeur is van duurzame energietechnologieën.

10 Kosten en investeringen energiesysteem

Het energiesysteem brengt kosten met zich mee. De grootste kostenpost van het huidige systeem is de import van verschillende energiedragers. De energietransitie zorgt voor een verschuiving van de kosten. Zo nemen de kosten voor de import van fossiele energiedragers af, terwijl de investeringen in het opwekken, omzetten en opslaan van energie en voor aanpassingen aan de gebruikerszijde, zoals de verduurzaming van gebouwen, elektrische voertuigen en industriële installaties, toenemen. Dit hoofdstuk gaat daarom dieper in op de kosten van zowel het huidige als het nieuwe energiesysteem. Ook wordt er inzicht gegeven in de beschikbare subsidies om de kosten voor de eindgebruikers te dempen en de (ontwikkeling van de) energietarieven en de energierekening.

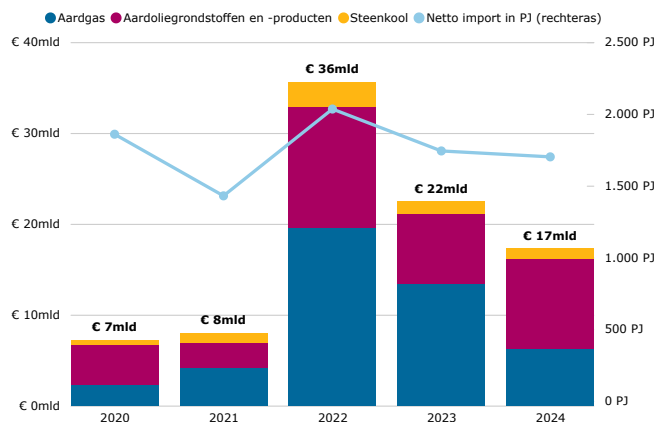
Kosten van het energiesysteem

De kosten van het huidige energiesysteem bestaan voor het grootste deel uit de import van energiedragers. Daarnaast worden er investeringen door zowel bedrijven als huishoudens gedaan in onder andere de netwerken, hernieuwbare energie en energie-efficiëntie.

Huidige kosten import energiedragers

Figuur 10.1 laat de indicatieve waarde van de netto import van fossiele energiedragers in Nederland zien. Er is specifiek gekeken naar de netto import van aardgas, aardolieproducten en -grondstoffen en kolen in petajoule en deze is vermenigvuldigd een waarde-energie verhouding. Hiervoor heeft CBS een indicatieve handreiking in opdracht van het ministerie van KGG opgesteld. De handreiking bevat de waarde-energie verhouding van geïmporteerde energiedragers per jaar, in euro per petajoule, berekend op basis van reeds openbare bronnen. De indicatieve waarde van de netto import is afgezet tegen de jaarlijkse netto import van deze energiedragers. Uit de grafiek blijkt dat de indicatieve kosten die zijn gemaakt voor de import van fossiele energiedragers varieert tussen de 7 en 36 miljard euro per jaar. De hoge kosten in 2022 zijn te verklaren door de hoge energieprijzen in dat jaar.

Figuur 10.1 Indicatieve waarde netto import fossiele energiedragers Nederland uitgedrukt in miljarden euro's



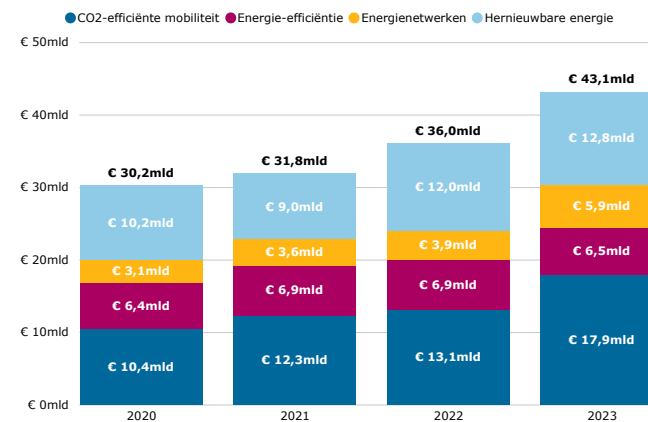
Bron: CBS, [Goederen; grensoverschrijding, GN \(8 digits, afdeling V-VII\), \(niet-\)EU; Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik](#)

Huidige investeringen energiesysteem

Om het energiesysteem van de toekomst te kunnen bouwen moet er geïnvesteerd worden in de uitbereiding van de infrastructuur, het aanbod van hernieuwbare energie en in energie-efficiënte maatregelen.

Figuur 10.2 laat zien dat er in 2023 43,2 miljard euro is geïnvesteerd in klimaat- en energiesysteem gerelateerde maatregelen. In 2020 was dit 30,2 miljard euro.

Figuur 10.2 Klimaat en energiesysteem gerelateerde investeringen door bedrijven, huishoudens en overheid

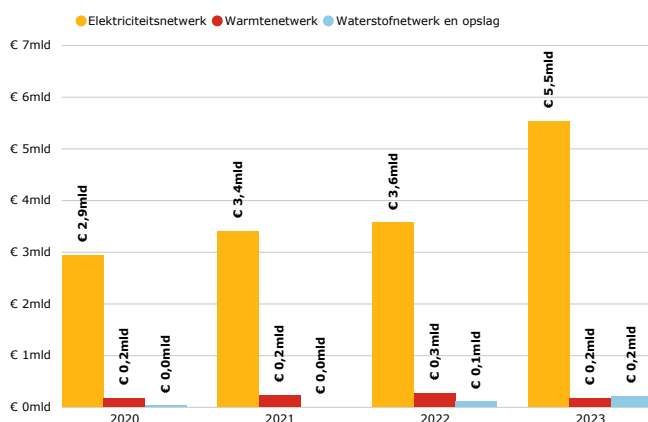


Bron: CBS, [Investeren in activiteiten ter beperking van klimaatverandering](#)

In de figuren 10.3 – 10.6, op de volgende pagina, worden de investeringen tussen 2020 en 2023 getoond. Waar mogelijk is er ook een uitsplitsing gemaakt tussen investeringen door bedrijven en huishoudens. Bij het tonen van welke partij de investering doet, wordt er gekeken naar welke partij de uiteindelijke investering doet, niet naar de bron van het geld van de investeringen. Dit betekent dat investeringen mogelijk gemaakt door subsidies niet worden toegekend in deze grafieken aan de overheid maar aan bedrijven of huishoudens. Verderop in het hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van relevante subsidies.

Figuur 10.3, laat de investeringen in energienetwerken tussen 2020 en 2023 zien. In deze periode is de hoogte van de investeringen bijna verdubbeld van 3,1 miljard euro in 2020 naar 5,9 miljard euro in 2023. Het overgrote gedeelte van de investeringen is gedaan in het elektriciteitsnetwerk, maar er zijn ook investeringen gedaan in het warmtenetwerk en waterstofnetwerk. De investeringen in het warmtenet zijn van 170 miljoen euro in 2020, naar 260 miljoen euro in 2022 naar weer 170 miljoen euro in 2023 gegaan. Voor het waterstofnetwerk werd er in 2020 10 miljoen euro geïnvesteerd en in 2023 is dit gegroeid naar 200 miljoen euro.

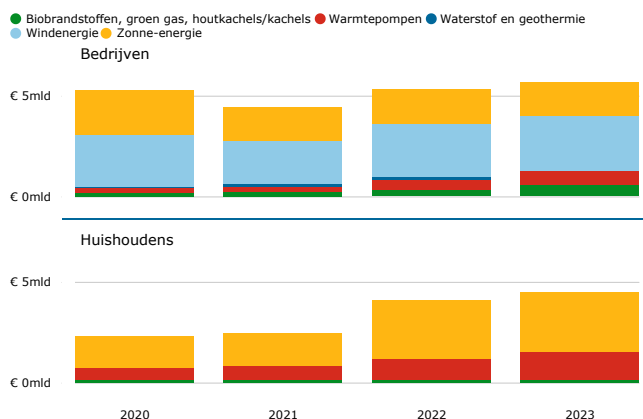
Figuur 10.3 Investerings in energienetwerken



Bron: CBS, [Investerings in activiteiten ter beperking van klimaatverandering](#)

Figuur 10.4 laat de investeringen (inclusief subsidies) in hernieuwbare energie door bedrijven en huishoudens zien tussen 2020 en 2023. Het is opvallend dat de hoogte van investeringen van bedrijven en huishoudens in 2023 niet ver uit elkaar ligt, met respectievelijk 5,6 miljard investeringen door bedrijven en 4,4 miljard investeringen door huishoudens.

Figuur 10.4 Investerings in hernieuwbare energie door bedrijven en huishoudens



Bron: CBS, [Investerings in activiteiten ter beperking van klimaatverandering](#)

Er zijn wel verschillen tussen de technologieën, zo investeren bedrijven met name in windenergie, terwijl huishoudens zich vooral richten op zonne-energie. De hoogte van investeringen van bedrijven is in deze periode nagenoeg gelijk gebleven, met een lichte terugval in 2021, waarschijnlijk veroorzaakt door de gevolgen van COVID19. Verder zijn er in 2023 meer warmtepompen aangeschaft en is er ook een lichte groei in investeringen in biobrandstoffen, groen gas en houtketels en kachels te zien. De investeringen van bedrijven in zonne-energie zijn juist licht afgenomen. De investeringen vanuit huishoudens zijn in deze periode sterk gegroeid van 2,3 miljard euro naar 4,5 miljard euro, met een grote groei van investeringen in zonne-energie (van 1,6 miljard naar 3 miljard) en warmtepompen (0,6 miljard naar 1,4 miljard).

Figuur 10.5 laat de investeringen in energie-efficiëntie door bedrijven en huishoudens zien in de periode 2020 – 2023. Er is hier een stabiele trend te zien in de hoogte van de investeringen, voor zowel bedrijven als huishoudens. In 2023 wordt er in totaal 3,4 miljard euro geïnvesteerd door huishoudens en 3,2 miljard euro geïnvesteerd door bedrijven. Huishoudens investeren vooral in het isoleren van het huis, terwijl bedrijven ook geïnvesteerd hebben in energiebesparingen in productieprocessen en warmte-efficiëntie. In 2022 is er een piek in investeringen van bedrijven in energiebesparing bij productieprocessen te zien.

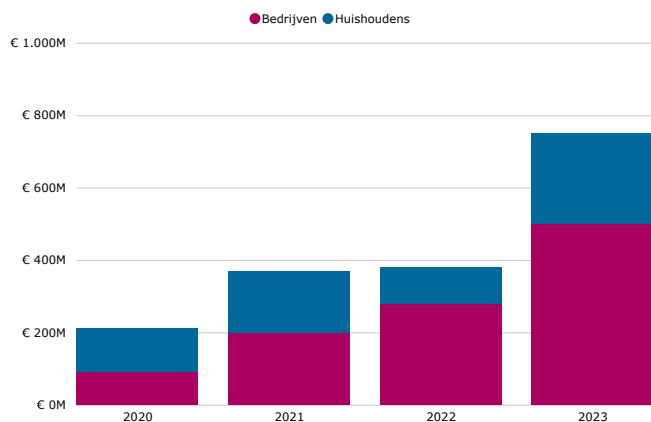
Figuur 10.5 Investerings in energie-efficiëntie door bedrijven en huishoudens



Bron: CBS, [Investerings in activiteiten ter beperking van klimaatverandering](#)

Figuur 10.6, op de volgende pagina, laat de investeringen in laadpalen door bedrijven en huishoudens zien. Hier is in de periode 2020 – 2023 een sterke groei te zien, waar zowel de investeringen van bedrijven als huishoudens sterk zijn gestegen. Bedrijven investeren in 2023 vijf keer meer dan in 2020 in laadpalen, de investeringen van huishoudens zijn tussen 2020 en 2023 verdubbeld.

Figuur 10.6 Investerings in laadpalen door bedrijven en huishoudens



Bron: CBS, [Investerings in activiteiten ter beperking van klimaatverandering](#)

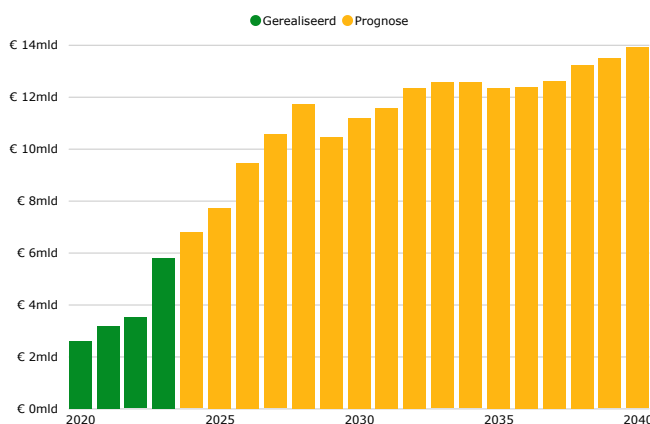
Prognoses investeringen nieuw energiesysteem

Om het nieuwe energiesysteem te realiseren zijn er investeringen nodig, bijvoorbeeld in de aanleg van infrastructuur van elektriciteit, waterstof, aardgas en warmte. In de figuren 10.7 – 10.12 worden de investeringsprognoses van de netbeheerders voor de energienetten getoond en de prognoses voor de ontwikkeling van de netbeheerkosten van het gas- en elektriciteitsnet. De getoonde cijfers zijn afkomstig uit het FIEN+ rapport van PwC, gepubliceerd op 12 december 2024. De cijfers zijn gebaseerd op prognoses uit begin 2024. De geprognosticeerde investeringen richting 2040 liggen niet vast en kunnen in de toekomst veranderen.

Figuur 10.7 toont een optelsom van de investeringsprognoses van de landelijke netbeheerder TenneT en de regionale netbeheerders Liander, Enexis en Stedin in het elektriciteitsnet voor de periode 2024 en 2040 in miljarden euro. De investeringsopgave in het elektriciteitsnet voor de periode 2024 – 2040 wordt ingeschat op cumulatief 195 miljard euro. Van deze 195 miljard euro betreft ongeveer 88 miljard euro investeringen voor het net op zee. De investeringen in het net betreffen verzwaring van het bestaande elektriciteitsnet en uitbreiding hierop.

Deze verzwaringen en uitbreidingen maken het mogelijk dat (het toenemende aantal) producenten en verbruikers van elektriciteit aangesloten kunnen worden op het elektriciteitsnet en deze voor hun verbruik kunnen overstappen van fossiele energiebronnen op hernieuwbare elektriciteit.

Figuur 10.7 Investeringsprognoses netbeheerders elektriciteitsnet

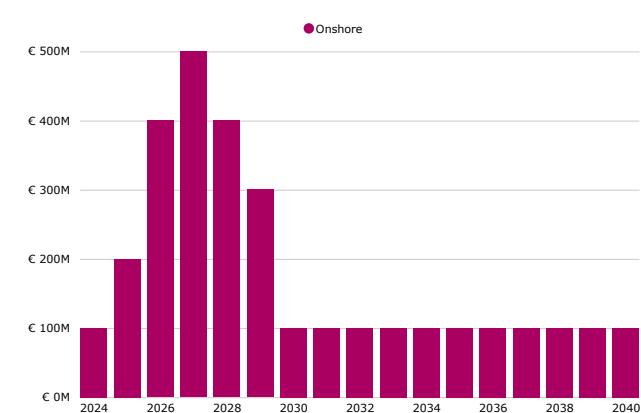


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.8 laat de investeringsprognose van Gasunie uit het FIEN+ rapport van PwC zien in het landelijke waterstofnetwerk voor de periode 2024 – 2040 in miljarden euro. De investeringen betreffen de ombouw van (een deel van) het bestaande aardgasnet naar een waterstof-netwerk en eventuele nieuwe leidingen en stations. Investeringen in het distributienet van de regionale netbeheerders zijn niet meegenomen in deze prognose.

De investeringsprognose in het waterstofnetwerk tussen 2024 en 2040 wordt in het rapport ingeschat op cumulatief 3 miljard euro.

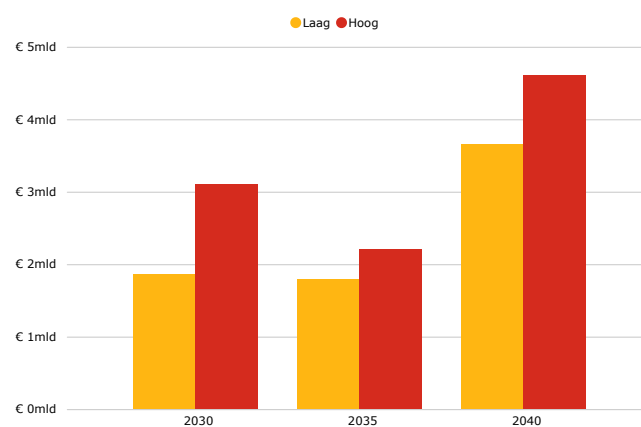
Figuur 10.8 Investeringsprognoses netbeheerders waterstofnetwerk



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.9 laat de investeringsopgave in hoge temperatuur warmtenetten in miljarden euro zien voor de jaren 2024-2030, 2030-2035 en 2035-2040. De investeringsopgave is niet gebaseerd op basis van aangeleverde investeringsplannen van netbeheerders, zoals in figuur 10.6, 10.7 en 10.8 maar op basis van scenario's.

Figuur 10.9 Investeringsprognoses netbeheerders warmtenetten

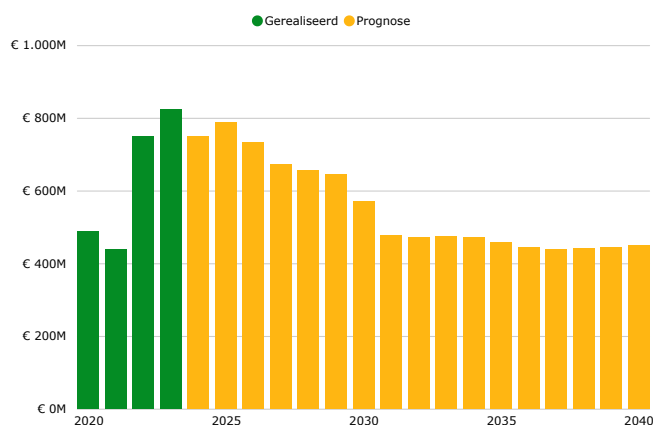


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Ook andere partijen naast netbeheerders kunnen warmtenetten aanleggen en alleen de investeringsplannen van de netbeheerders tonen zou een onvolledig beeld schetsen. De figuur toont een laag en een hoog scenario voor de uitrol van hoge temperatuur warmtenetten. Hoe de scenario's zijn opgesteld is in detail terug te lezen in het FIEN+ rapport van PwC. De investeringsprognose voor de ontwikkeling van hoge temperatuur warmtenetten wordt in het lage scenario geschat op 7,3 miljard euro. In het hoge scenario worden de investeringen geschat op 9,9 miljard euro. De figuur laat zien dat de grootste investeringen in hoge temperatuur warmtenetten worden verwacht tussen 2035 en 2040.

De energietransitie gaat niet alleen gemoeid met meer investeringen in elektriciteit, warmte en waterstof, maar zorgt er ook voor dat er minder investeringen in het gasnetwerk nodig zijn. Figuur 10.10 laat de investeringsprognose van Gasunie Transport Services (GTS) en de regionale netbeheerders in het gasnet zien voor de periode 2024 – 2040 in miljarden euro. De geprognosticeerde investeringen in het gasnet tussen 2024 en 2040 wordt ingeschat op 9,4 miljard euro. De verwachte investeringen in het aardgasnet liggen lager dan in de andere netten omdat GTS geen grote uitbreidingen meer voorziet in het transport en distributienet. De toekomstige investeringen in het aardgasnet bestaan vooral uit vervangingsinvesteringen in het bestaande netwerk. De hier geprognosticeerde investeringen bevatten niet de verwijderingskosten van aardgasnetten.

Figuur 10.10 Investeringsprognoses netbeheerders gasnet

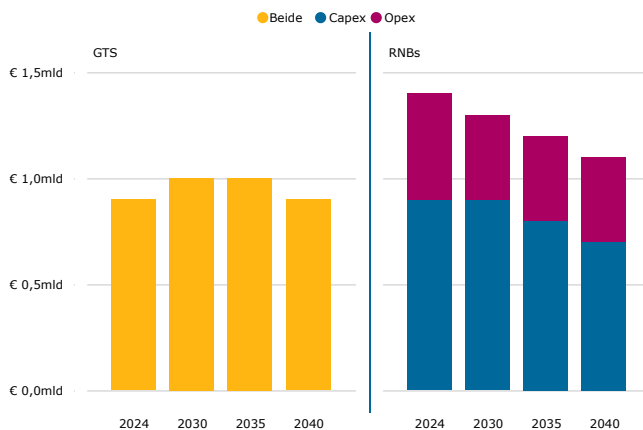


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Prognoses ontwikkeling netbeheerkosten

Figuur 10.11 toont de prognose van netbeheerkosten per jaar voor de netbeheerders van het gasnetwerk in miljarden euro voor de jaren 2024, 2030, 2035 en 2040.

Figuur 10.11 Prognose ontwikkeling netbeheerkosten gas

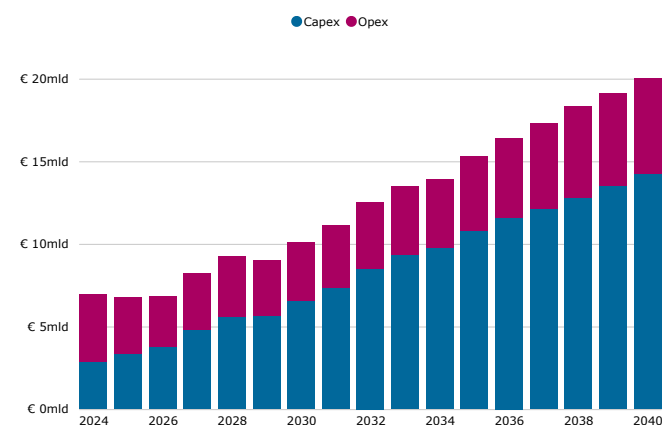


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Links wordt de prognose voor GTS weergegeven. Hier is geen onderscheid tussen investeringskosten (capex) en operationele kosten (opex) voor mogelijk. Recht staat de prognose voor de regionale netbeheerders, waarbij dit onderscheid wel is gemaakt. De netbeheerkosten voor het gasnet nemen over de tijd heen af, vooral voor regionale netbeheerders. De daling in kosten komt vooral omdat er op lange termijn minder wordt geïnvesteerd in de gasnetten. Kosten voor het verwijderen van het gasnet zijn niet meegenomen in de figuur.

Figuur 10.12 toont de prognose van netbeheerkosten van het elektriciteitsnet in miljarden euro's per jaar tussen 2024 en 2040.

Figuur 10.12 Prognose ontwikkeling netbeheerkosten elektriciteit



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

In figuur 10.11 zijn de verwachte investeringen (capex) getoond voor de netbeheerders. 10.12 toont naast de investeringskosten ook de verwachte operationele kosten per jaar (opex). Naast dat de investeringskosten toenemen stijgen ook de operationele kosten per jaar richting 2040. Dit komt door toenemende kosten voor onder andere personeel, het regel- en reservevermogen en congestiemanagement.

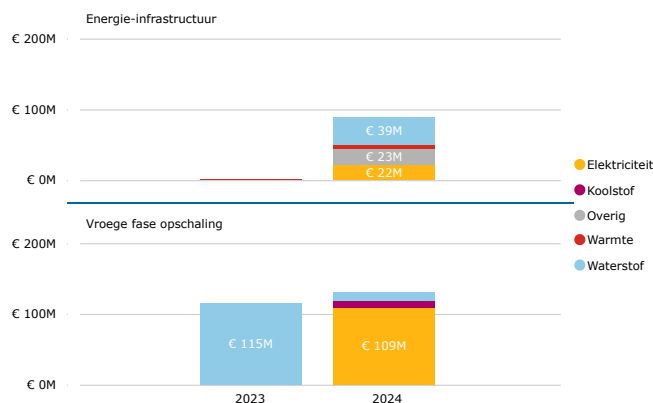
Subsidies

Subsidies kunnen ervoor zorgen dat de kosten voor verschillende groepen, zoals huishoudens of bedrijven, afnemen. Hier geven we een beknopt overzicht van de belangrijkste subsidies die door de Rijksoverheid beschikbaar worden gesteld om de kosten voor gebruikers te verlagen.

Klimaatfonds

Figuur 10.13, op de volgende pagina, laat de feitelijke kasuitgaven zien binnen de percelen Vroege fase opschaling en Energie-infrastructuur in 2023 en 2024. Deze uitgaven zijn relatief beperkt in verhouding tot het totale Klimaatfonds. Bij de start bedroeg het perceel Vroege fase opschaling € 15 miljard en het perceel Energie-infrastructuur 4 miljard. De grafiek toont dus slechts een klein deel van de middelen dat in deze jaren daadwerkelijk tot kasuitgaven heeft geleid. Binnen deze uitgaven ging een groot deel naar waterstofprojecten, en in 2024 vooral ook naar elektriciteit.

Figuur 10.13 Verdeling van de kasuitgaven in het vroege fase opschaling en energie-infrastructuur per deel van het Klimaatfonds

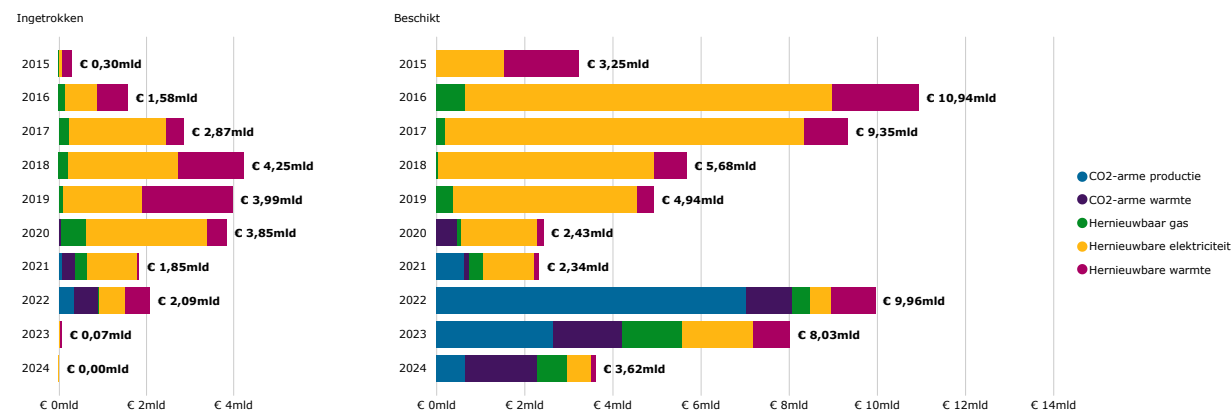


Bron: Ministerie van Klimaat en Groene Groei, [Klimaatfondsbijlage KGG 2025](#)

SDE(+)(+) subsidies

Figuur 10.14 toont de verdeling van de ingetrokken en maximale beschikte SDE-subsidiebedragen per SDE-project over de gehele looptijd over de verschillende hoofdcategorieën¹⁶. In 2024 is aanzienlijk minder beschikbaar ten opzichte van 2022 en 2023. De meeste middelen in 2024 zijn beschikbaar voor CO₂-arme warmte. Over de gehele periode is er een verschuiving zichtbaar vanuit hernieuwbare elektriciteit naar andere ketens, zoals CO₂-arme warmte, CO₂-arme productie en in kleinere mate hernieuwbaar gas en hernieuwbare warmte.

Figuur 10.14 Ingetrokken en beschikte SDE(+)(+) subsidies verdeeld naar hoofdcategorieën



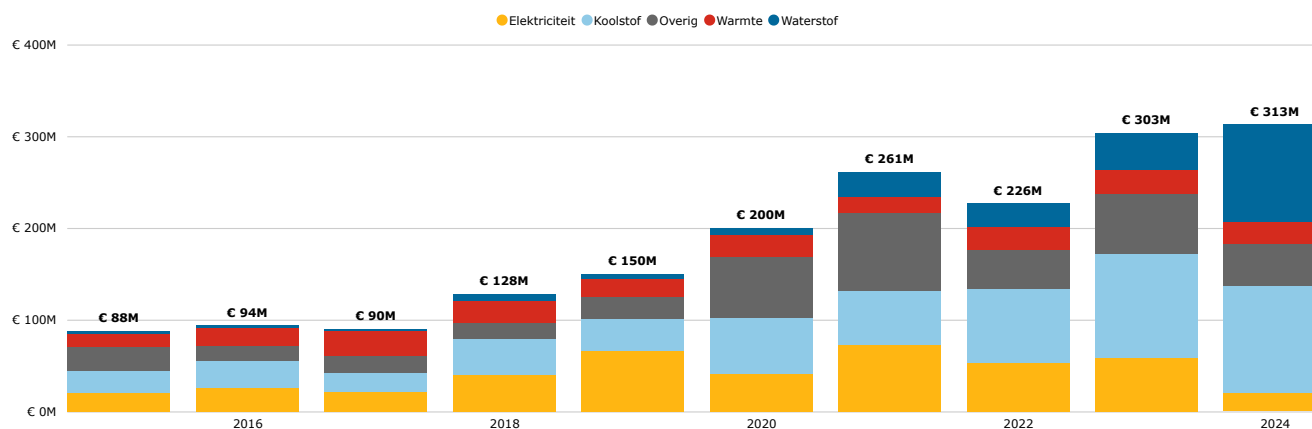
Bron: RVO, [Feiten en cijfers SDE\(+\)\(+\)](#)

Innovatiemiddelen

Figuur 10.15 toont de verdeling van de Nederlandse innovatiemiddelen (DEI+, HER, MOOI, VEKI en PPS-toeslag) over de gehele looptijd voor verschillende ketens in het energiesysteem. Uit de figuur blijkt dat er in 2024 een stevige

verschuiving van middelen is geweest richting waterstof. Middelen voor elektriciteit zijn in 2024 het sterkst afgenomen. Over het algemeen is sinds 2020 een groeiende trend te zien in de middelen voor waterstof en koolstof.

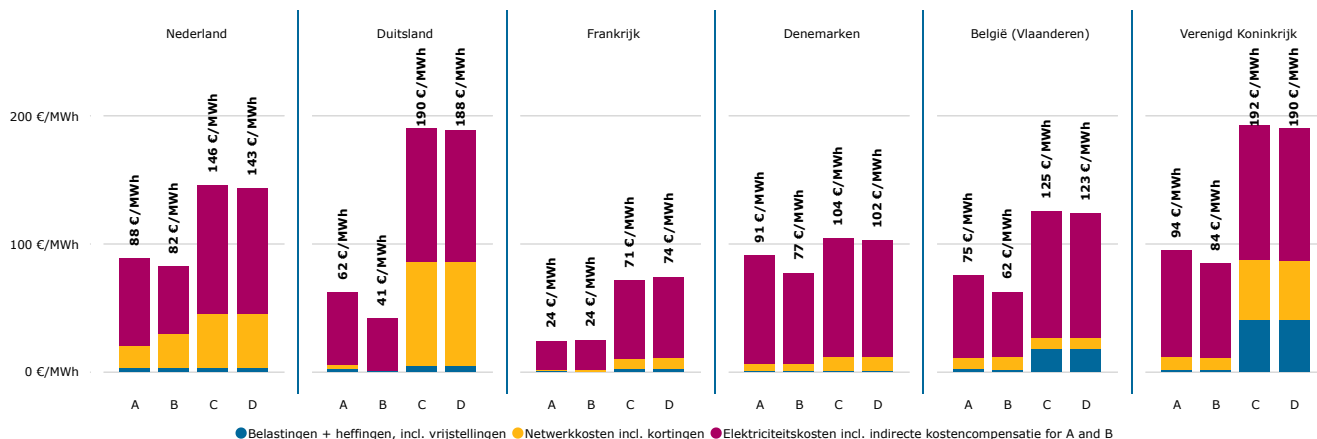
Figuur 10.15 Inzet innovatiemiddelen verdeeld naar ketens



Bron: RVO, [Energie-innovatiemiddelen](#)

¹⁶ Er is voor het uitsplitsen van beschikte en ingetrokken subsidies gekozen, omdat hoe langer geleden de sde-ronde is opgesteld, hoe meer projecten er uiteindelijk om uiteenlopende redenen toch niet door gaan. Hierdoor zou er een vertekend beeld kunnen ontstaan, wanneer er alleen gekeken wordt naar het aantal huidige actief beschikte projecten in 2024 en bijvoorbeeld in 2019, waar al meer tijd is verstrekt en dus meer projecten zijn wegevallen.

Figuur 10.16 Effectieve elektriciteitskosten in 2025 (in EUR/MWh) voor verschillende industriële gebruikers



Bron: E-bridge, Electricity cost assessment for industrial consumers

Energietarieven en energierekening

De energietarieven zijn onderdeel van de energierekening en daarmee van belang voor de hoogte van de kosten voor de verschillende eindgebruikers. Onderstaande figuren laten de ontwikkeling van de tarieven en prognoses van de toekomstige energierekening zien.

Huidige tarieven elektriciteit voor industrie

Figuur 10.16 laat de opbouw van elektriciteitskosten zien voor verschillende typen van industriële gebruikers in Nederland en omringende landen. Hierbij is er onderscheid gemaakt tussen 4 gebruikersprofielen. Profiel A betreft baseload grootverbruikers van 1 TWh/jaar en profiel B een grootschalige flexibele gebruiker (een electrolyser van 1.2 TWh/jaar). Profielen C en D zijn middelgrote verbruikers met beide 12 GWh/jaar verbruik, waarbij C niet flexibel is en D wel.

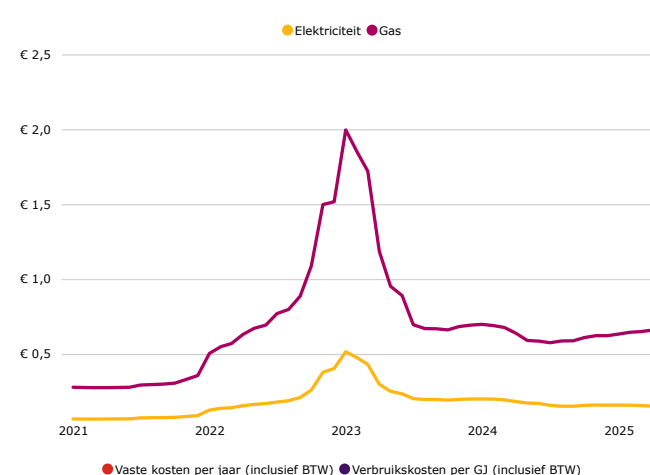
Wat opvalt is dat Nederland hogere effectieve kosten heeft voor de grootverbruikers (profiel A en B) dan de meeste andere landen. Vooral met Duitsland en Frankrijk zijn de verschillen groot. Deze verschillen worden grotendeels veroorzaakt door vrijstellingen en kortingen die de industrie in andere landen krijgt. Ook zien we relatief hoge kosten voor de middelgrote verbruikers (profiel C en D) in Nederland, waarbij alleen industriële gebruikers in Duitsland en het VK hogere kosten hebben.

Tarieven energie voor consumenten

Figuur 10.17 laat de ontwikkeling van het variabel leveringstarief voor elektriciteit in euro per kilowattuur en voor gas per m³ zien (inclusief BTW). Het leveringstarief heeft stevig gepiekt in 2023, waarna deze weer is afgenomen en stabiel is gebleven tot heden. De elektriciteit- en gastarieven zijn tussen 2021 en 2025 meer dan verdubbeld.

Figuur 10.18 laat de ontwikkeling van het vaste leveringstarief (inclusief BTW) voor elektriciteit en gas in euro's per jaar zien. Ook deze zijn sinds 2021 toegenomen.

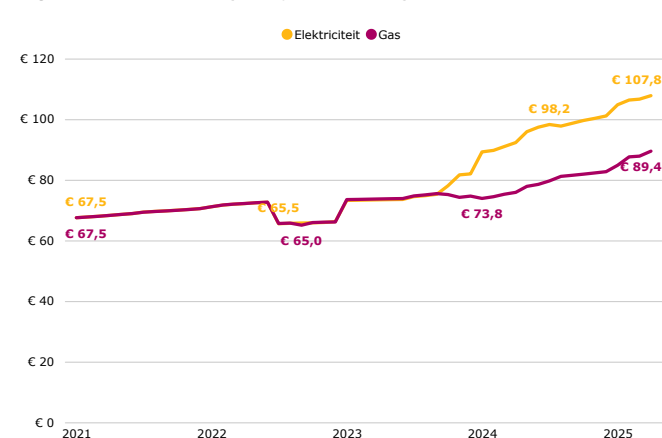
Figuur 10.17 Variabel leveringstarief elektriciteit en gas per euro/kWh of m³



Bron: CBS, [Gemiddelde energietarieven voor consumenten](#)

De vaste leveringstarieven van gas en elektriciteit waren tot eind 2023 min of meer gelijk aan elkaar. Hierna hebben zich de tarieven apart van elkaar ontwikkeld en beide toegenomen. Met name het vaste leveringstarief voor elektriciteit is sinds 2021 sterk gestegen.

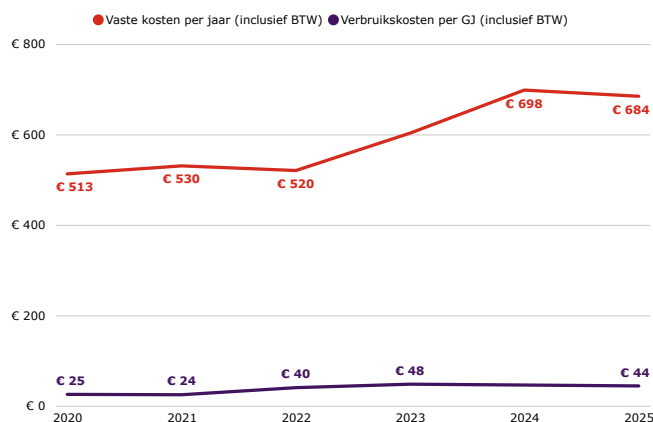
Figuur 10.18 Vaste leveringstarief elektriciteit en gas



Bron: CBS, [Gemiddelde energietarieven voor consumenten](#)

Figuur 10.19 laat de ontwikkeling van de vaste leveringskosten van warmte inclusief BTW en het variabel tarief inclusief BTW in euro per gigajoule zien. De vaste leveringskosten zijn tussen 2019 en 2024 met ongeveer 200 euro toegenomen. In 2025 is de prijs gestabiliseerd. De variabele leveringsprijs is ook toegenomen vergeleken met 2019. In 2019 was de variabele prijs per gigajoule warmte 27 euro. In 2025 is dit 44 euro.

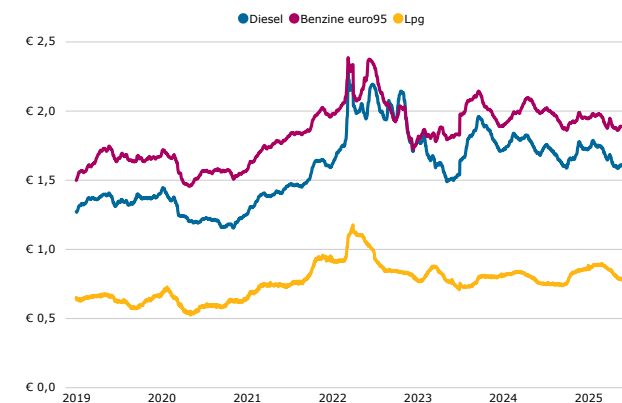
Figuur 10.19 Vaste leveringskosten warmte en variabel tarief euro/GJ



Bron: RVO, [Energiecijfers databank](#)

Figuur 10.20 toont de literprijs van diesel, benzine euro 95 en lpg in euro per jaar inclusief BTW en accijns. De literprijzen zijn in de Corona-epidemie sterk gedaald. Vervolgens hebben ze gepiekt in 2022 als gevolg van de Russische inval in Oekraïne. Voor de verschillende brandstoffen is een vergelijkbare trend te zien in prijschommeling.

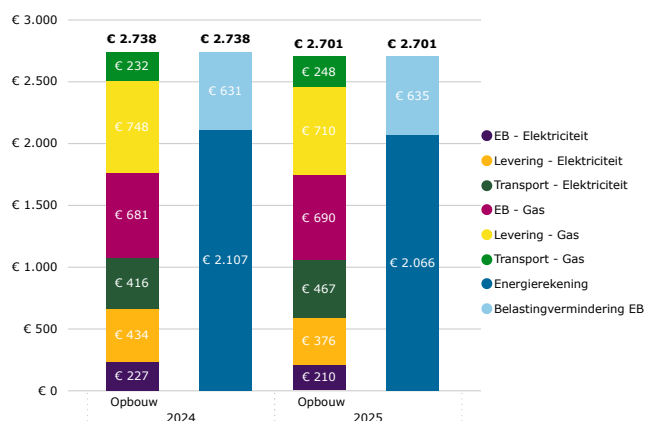
Figuur 10.20 Pompprijzen diesel, benzine euro 95 en lpg



Bron: CBS, [Pompprijzen motorbrandstoffen; brandstofsoort, per dag](#)

Hoe betaalbaar de energie is voor huishoudens wordt vaak uitgedrukt in het aantal huishoudens met een laag inkomen en hoge energierekening en/of laag inkomen en lage energetische kwaliteit woning. In de Energiearmoedemonitor van TNO en CBS wordt over deze ontwikkelingen jaarlijks gerapporteerd. Figuur 10.21 laat de energierekening van huishoudens, uitgesplitst naar verbruiks- en prijseffecten van januari 2024 en januari 2025 zien.

Figuur 10.21 Energierekening van huishoudens in 2024 en 2025



Bron: CBS, [De energierekening januari 2025](#)

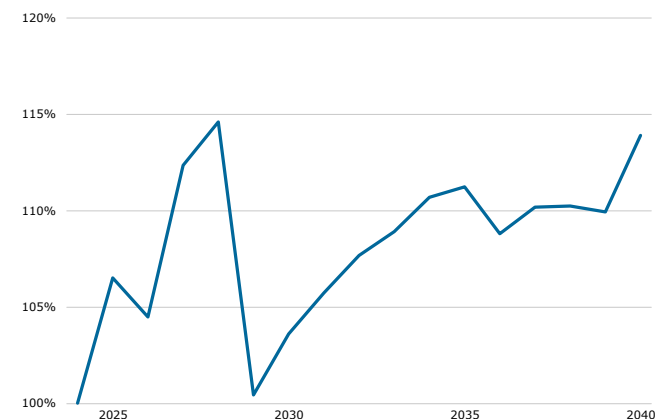
Het laat zien dat de leveringskosten het grootste gedeelte van de energierekening uitmaken met 1182 euro in 2024 en 1086 euro in 2025. De energiebelasting maakt met 908 euro in 2024 en 900 euro in 2025 ongeveer een derde van het totaal uit. Door de belastingvermindering komt de energierekening voor huishoudens gemiddeld uit op 2107 euro in 2024 en 2066 euro 2025.

Prognoses nettarieven elektriciteit en gas

Nettarieven worden betaald door de gebruikers van de energienetten en zijn bedoeld om kosten van energie-infrastructuur te dekken en eerlijk te verdelen onder de gebruikers van het net. De nettarieven kunnen dus stijgen of dalen als reactie op de toenemende of netbeheerkosten. Figuur 10.22 en 10.23 laten de prognoses voor de ontwikkeling van de nettarieven voor gas en elektriciteit zien.

Figuur 10.22 toont de prognose van de nettarieven voor gas tot 2040 ten opzichte van de tarieven in 2024. De prognoses komen uit het FIEN+ eindrapport en zijn begin 2024 opgesteld. De tarieven zijn voor verschillende gebruikers van gas gelijk. De verwachting is dat de tarieven licht stijgen.

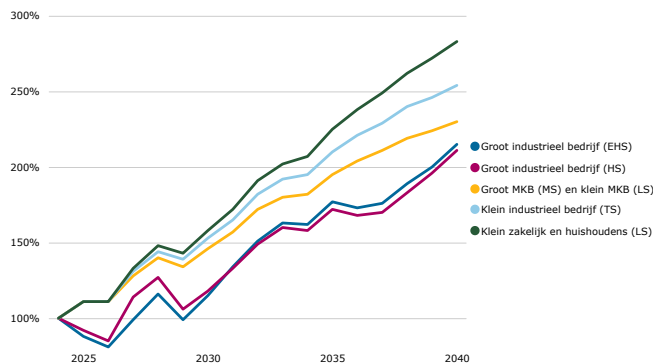
Figuur 10.22 Prognose ontwikkeling nettarieven gas percentage t.o.v. 2024



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.23 toont de prognose van nettarieven voor elektriciteit tot 2040 ten opzichte van de tarieven in 2024 per afnemersgroep. Waar bij gas alle gebruikersgroepen dezelfde tariefdrager hebben, verschilt dit bij elektriciteit per gebruikersgroep. De nettarieven zullen naar verwachting richting 2040 verdubbelen of zelfs verdrievoudigen, afhankelijk van de gebruikersgroep. De nettarieven voor klein zakelijk en huishoudens stijgen naar verwachting het hardst, gevolgd door de klein industriële bedrijven en hierna groot MKB en klein MKB. Tegenover de stijgende nettarieven voor elektriciteit staat een verwachte afname in gaskosten voor huishoudens.

Figuur 10.23 Prognose ontwikkeling nettarieven elektriciteit percentage t.o.v. 2024



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

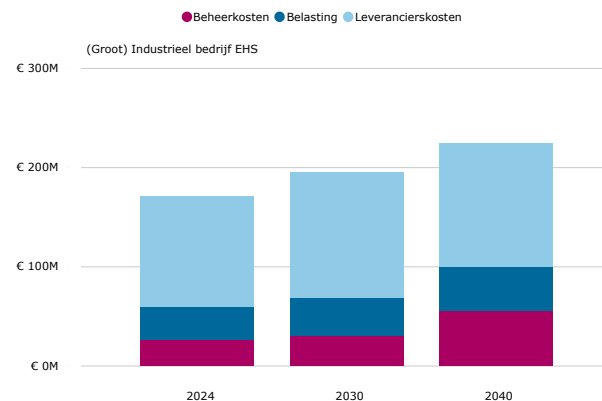
Prognoses ontwikkeling elektriciteit- en gasrekening

De energierekening voor de verbruikers van energie is opgebouwd uit drie componenten: netbeheerkosten, leverancierskosten en belasting. De energierekening voor verbruikers kan dalen of stijgen door veranderingen in de kosten voor energie-infrastructuur (netbeheerkosten), de prijs van energie zelf en de marge die leveranciers vragen (leverancierskosten) en de belasting.

Figuur 10.24 - 10.27, op de volgende pagina, laten prognoses van de elektriciteitsrekening voor de industrie, mkb en huishoudens zien, uitgesplitst naar beheerkosten, leverancierskosten en belasting.

Figuur 10.24 toont de prognose van de elektriciteitsrekening in miljarden euro voor grote industriële bedrijven aangesloten op extra hoge spanning (EHS) voor de jaren 2024, 2030 en 2040. De elektriciteitsrekening zal naar verwachting stijgen richting 2040. Dit komt voornamelijk door de toename van de netbeheerkosten. De belasting stijgt als gevolg van de toename in netbeheerkosten en leveringskosten.

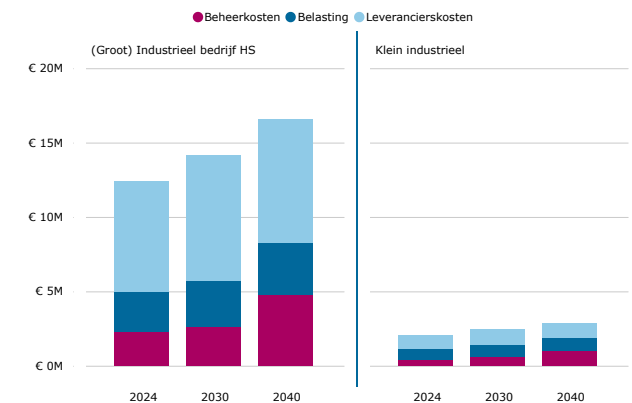
Figuur 10.24 Prognose ontwikkeling elektriciteitsrekening (Groot) industrieel bedrijven EHS



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.25 toont de prognose van de elektriciteitsrekening in miljoenen euro voor grote industriële bedrijven aangesloten op het hoogspanningsnet (HS) en voor kleine industriële bedrijven voor de jaren 2024, 2030 en 2040. Ook voor deze partijen stijgt de elektriciteitsrekening naar verwachting, en ook hier komt dit hoofdzakelijk door stijgende netbeheerkosten en meestijgende belastingen.

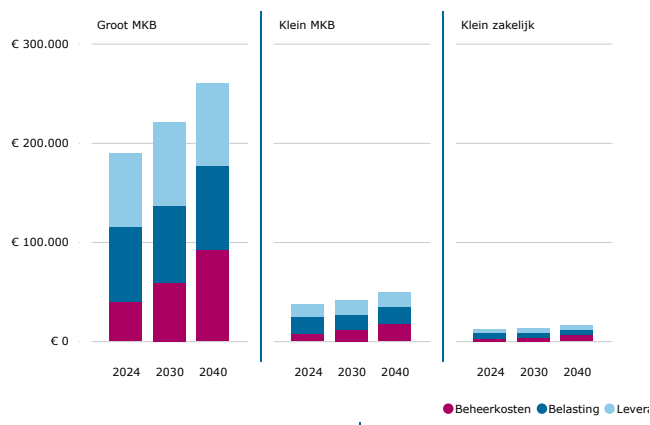
Figuur 10.25 Prognose ontwikkeling elektriciteitsrekening Industrie



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.26, op volgende pagina, toont de prognose van de ontwikkeling van de elektriciteitsrekening in euro voor grote bedrijven binnen het midden- en kleinbedrijf (MKB), kleine bedrijven binnen het MKB en kleinzakelijke bedrijven. Ook hier zijn de netbeheerkosten voornamelijk verantwoordelijk voor de stijging van de elektriciteitsrekening. Omdat de netbeheerkosten een groter deel uitmaken van de elektriciteitsrekening bij kleinere partijen stijgen de rekeningen van kleine partijen verhoudingsgewijs meer. Hierdoor wordt groot- en klein MKB en klein zakelijk harder geraakt dan de grote industriële partijen door de stijging van de netbeheer kosten.

Figuur 10.26 Prognose ontwikkeling elektriciteitsrekening MKB en kleinzakelijk



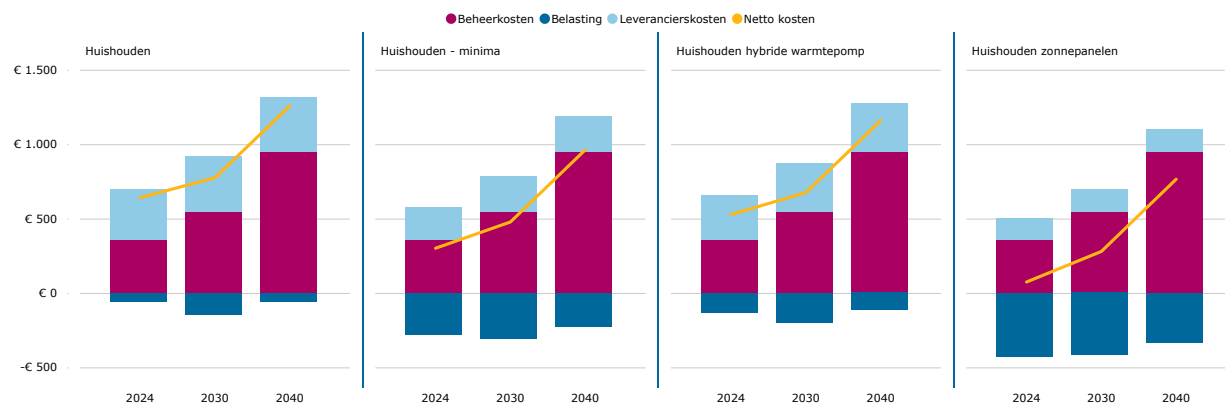
Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

De grootste relatieve stijging van de elektriciteitsrekening wordt verwacht bij huishoudens. Figuur 10.27 laat zien dat de elektriciteitsrekening voor huishoudens verdubbelt tussen 2024 en 2040. De rekening bij huishoudens stijgt relatief het meest omdat de netbeheerkosten voor huishoudens het grootste deel uitmaken van de rekening. De belasting voor huishoudens is negatief omdat de vermindering op de belasting groter is dan de som van de energiebelasting en de BTW.

Figuur 10.28 – 10.30 laten prognoses voor de gasrekening voor de jaren 2024, 2030 en 2040 zien voor GTS klanten, grootzakelijk, kleinzakelijk en huishoudens, uitgesplitst naar beheerkosten, leverancierskosten en belasting.

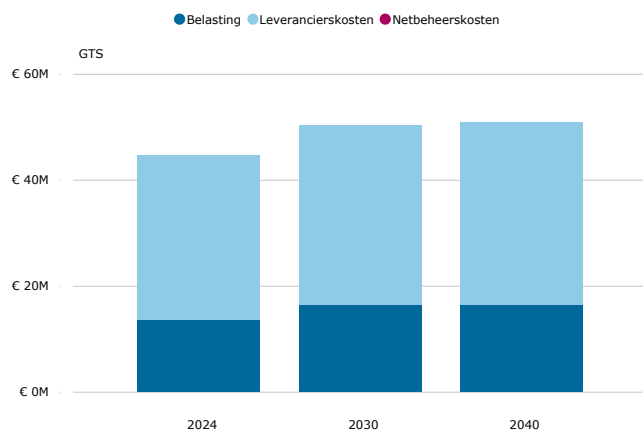
Figuur 10.28 toont de prognose van de gasrekening in miljoenen euro voor GTS klanten die direct aangesloten zitten op het landelijke gasnetwerk. Omdat netbeheerskosten van GTS zijn verwerkt in de leverancierskosten van aangesloten hebben GTS klanten geen netbeheerskosten in dit overzicht. De gasrekening richting 2040 stijgt naar verwachting licht door verhogingen in leveringstarieven en hogere belastingtarieven richting 2040.

Figuur 10.27 Prognose ontwikkeling elektriciteitsrekening huishoudens



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.28 Prognose ontwikkeling gasrekening GTS klanten

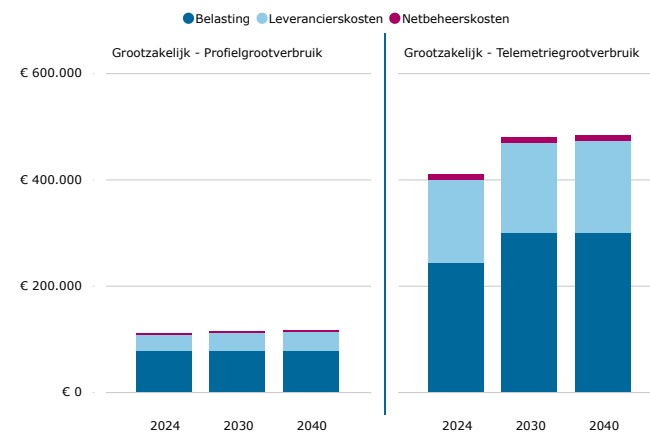


Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.29 toont de prognose van de ontwikkeling van de gasrekening in euro voor grootzakelijke klanten. Telemetrie-grootverbruikers hebben een jaarlijks verbruik van rond de 500.000 kubieke meter gas. Profielgrootverbruikers hebben een jaarlijks verbruik van rond de 100.000 kubieke meter gas. Ook voor grootverbruikers stijgt de rekening naar

verwachting tussen 2024 en 2040. Waar de stijging van de elektriciteitsrekening vooral wordt veroorzaakt door stijgende netbeheerskosten, vertegenwoordigen de netbeheerskosten een kleiner deel van de gasrekening. De stijging in de gasrekening voor grootverbruikers komt, net als bij GTS klanten, voornamelijk door een stijging in leveringstarieven en energiebelastingtarieven.

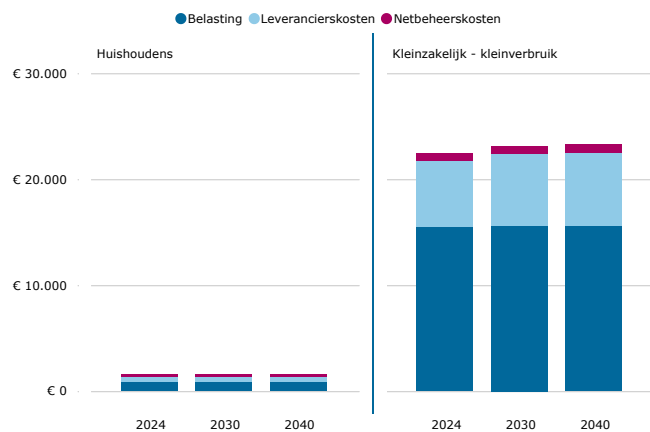
Figuur 10.29 Prognose ontwikkeling gasrekening Grootzakelijk



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

Figuur 10.30 toont de prognose van de gasrekening in euro voor kleinzakelijk en huishoudens. Voor kleinere afnemers dalen de energiebelastingtarieven maar stijgen de netbeheerkosten. Ook nemen de leverancierskosten toe richting 2040.

Figuur 10.30 Prognose ontwikkeling gasrekening huishoudens en kleinzakelijk



Bron: PwC, [Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders](#)

11 Bronnen

Bron	Titel	Versie
Autoriteit Consument & Markt	Monitor Consumentenmarkt Energie	jun-2025
CE Delft	Toetsing beleidsontwikkelingen waterstof	feb-2024
Centraal Bureau voor de Statistiek	De energierekening januari 2025	4-4-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Energieverbruik uit hernieuwbare bronnen stijgt naar 20 procent	6-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	De invloed van RED III op berekeningen hernieuwbare energie	18-4-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Energieverbruik naar klimaatsector conform EU-Richtlijn energie-efficiëntie, 2015-2024	25-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Energieafhankelijkheid van Nederland en de EU, 2015 tot en met 2024	3-7-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Elektriciteit en warmte; productie en inzet naar energiedrager	16-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Energie invoer naar land van oorsprong	23-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik	16-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Gemiddelde energietarieven voor consumenten	12-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Goederen; grensoverschrijding, GN (8 digits, afdeling V-VII), landen	4-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Goederen; grensoverschrijding, GN (8 digits, afdeling V-VII), (niet-)EU	1-8-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen	6-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Hernieuwbare energie; verbruik naar energiebron, techniek en toepassing	6-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Hoofdverwarmingsinstallaties woningen, 2022-2023	4-9-2024
Centraal Bureau voor de Statistiek	Investerings in activiteiten ter beperking van klimaatverandering	8-7-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Pompprijzen motorbrandstoffen; brandstofsoort, per dag	26-6-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Ruim tweehonderd jaar energieverbruik in Nederland; Transitie, afhankelijkheid en besparing van 1800 tot 2023	10-10-2023
Nog Centraal Bureau voor de Statistiek	Warmtemonitor	9-5-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Warmtepompen – Aantallen, vermogen, energiestromen	22-4-2025
Centraal Bureau voor de Statistiek	Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio	15-11-2024
Compendium voor de Leefomgeving	Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2024	16-6-2025
E-bridge	Electricity cost assessment for industrial consumers	1-8-2025
Eurostat	Liquid biofuels production capacities	25-6-2025

Bron	Titel	Versie
Eurostat	EU trade since 1988 by HS2-4-6 and CN8	13-6-2025
Gas Infrastructure Europe	Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI)	26-6-2025
Gas Infrastructure Europe	LNG import terminal database	28-1-2025
GOPACS	Performance Metrics	jun-2025
HIER	Lokale Energie Monitor 2024	11-3-2025
Hynetwork	Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan	10-12-2024
International Energy Agency	Energy Technology Perspectives 2024	okt-2024
International Energy Agency	ETP Clean Energy Technology Guide	2-4-2025
International Energy Agency	Hydrogen Production and Infrastructure Projects	okt-2024
International Energy Agency	Critical minerals data explorer	21-5-2025
Joint Research Centre – European Commission	Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU	16-3-2023
Landelijk Actieprogramma Netcongestie	LAN-dashboard	mrt-2025
Landelijk Actieprogramma Netcongestie	Voortgangsrapportage	jun-2024
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat	Kamerbrief over voortgang en procedure Delta Rhine Corridor	27-6-2024
Ministerie van Klimaat en Groene Groei	Dashboard Klimaatbeleid - Mobiliteit	2-6-2025
Ministerie van Klimaat en Groene Groei	Regionale Klimaatmonitor	26-6-2025
Ministerie van Klimaat en Groene Groei	Klimaatfondsbijlage KGG 2025	17-9-2024
Ministerie van Klimaat en Groene Groei	Kamerstuk 32 645, nummer 156	16-05-2025
Nationaal Energie Dashboard	Nationaal Energie Dashboard	26-6-2025
Nationaal Waterstof Programma	Internationale samenwerking	jun-2025
Netbeheer Nederland	Capaciteitskaart	26-6-2025
Netbeheer Nederland	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025	13-5-2025
ODYSSEE-MURE	ODYSSEE-MURE	26-5-2025
KU Leuven en Eurometeaux	Metals for clean energy	apr-2022
Planbureau voor de Leefomgeving	Klimaat- en energieverkenning 2025	Publicatie volgt nog
Planbureau voor de Leefomgeving	Monitor RES 2024	12-12-2024
Platform Hernieuwbare Brandstoffen	Hernieuwbare brandstoffen in Nederland	apr-2023
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Duurzaamheidsrapportage warmtenetten	nov-2024

Bron	Titel	Versie
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Energiecijfers databank	26-6-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Energie-innovatiemiddelen	26-6-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Feiten en cijfers SDE(+)(+)	8-4-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Important Project of Common European Interest (IPCEI)	10-6-2024
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid	11-3-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Laadinfrastructuur	26-7-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse (OWE)	23-6-2025
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	Monitor windenergie op land in Nederland	26-5-2025
Rijksoverheid	Waar staan en komen de windparken op zee?	jun-2025
Strategy&	Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")	16-12-2024
TenneT	Grid Map NL Onshore Netherlands	29-1-2025
TenneT	Investeringsplannen	2024
TenneT	Monitor Leveringszekerheid 2024	2024
TenneT	Monitor Leveringszekerheid 2025	2025
TenneT	TenneT's position on Battery Energy Storage Systems (BESS)	20-8-2024
TNO	The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics	24-6-2020
TNO-AGE	Jaarverslag 2024 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	14-7-2025
TNO-AGE	Jaarverslag 2023 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	aug-2024
TNO-AGE	Jaarverslag 2022 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	sep-2023
TNO-AGE	Jaarverslag 2021 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	jul-2022
TNO-AGE	Jaarverslag 2020 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	aug-2021
TNO-AGE	Jaarverslag 2019 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland	jun-2020

Dit is een uitgave van:

Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Augustus 2025