Achtergrondrapport

Feiten en cijfers over de verduurzaming van de Nederlandse energie-intensieve industrie

Achtergrondrapport bij ‘Kiezen of verliezen. Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland’



WKR.

Bekijk het toegankelijke alternatief online

https://wkr.toegankelijkalternatief.nl/doc/butifrzfa77ib8pmo8pg

Inhoudsopgave

1 Voorwoord 3

2 De Nederlandse energie-intensieve industrie 4

2.1 Introductie 4

2.2 Basismetaalindustrie 10

2.3 Raffinaderijen 13

2.4 Basischemie 15

2.5 Kunstmest 16

3 Internationale context 19

3.1 Introductie 19

3.2 Export van Nederlandse industrie 19

3.3 Productiecapaciteit Europese industrie 19

3.4 Mondiale ketens en marktconcentraties 20

4 Nederlandse industrievisies 25

4.1 Introductie 25

4.2 Overzicht van toekomstvisies voor de energie-intensieve industrie in Nederland 25

5 Energieprijzen 29

5.1 Introductie 29

5.2 Opbouw energieprijzen 29

5.3 Huidige situatie 31

5.4 Scenario's voor energieprijzen 2030-2050 36

5.5 Conclusie 48

6 Referenties 49

1 Voorwoord

Dit achtergrondrapport hoort bij het advies “Kiezen of verliezen – Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland” van de Wetenschappelijke Klimaatraad.[1] Het achtergrondrapport dient ter ondersteuning van het advies. Het geeft achtergrondinformatie en data over de staat van de huidige energie-intensieve industrie (per subsector), de internationale context van deze industrie, een overzicht van voor het advies relevante bestaande industrievisies en de ontwikkeling van energieprijzen in Nederland, Europa en daarbuiten op basis van recente wetenschappelijke en grijze literatuur. Dit achtergrondrapport wordt gepubliceerd door de Wetenschappelijke Klimaatraad en is opgesteld door Rens Baardman, Erik Albers en Martha Deen.

[1] WKR (2026).

2 De Nederlandse energie-intensieve industrie

2.1 Introductie

De energie-intensieve industrie bestaat uit de raffinaderijen, basismetaalindustrie, basischemie en kunstmestindustrie. Deze sectoren produceren basismaterialen op grote productielocaties en zijn verantwoordelijk voor bijna een kwart van de totale uitstoot van Nederland. Dit hoofdstuk geeft in meer detail informatie over hoe de subsectoren van de industrie eruitzien: wie waar wat produceert, met welke emissie-intensiteit en energiegebruik, en wat deze subsectoren bijdragen aan de brede welvaart. Daarnaast volgen per subsector omschrijvingen van de specifieke producten en processen, de emissie-intensiteit en de verduurzamingsopties.

2.1.1 Productielocaties en bedrijven

InTabel 1 staan de belangrijkste gegevens van de productielocaties in Nederland met de hoogste broeikasgasemissies. De grote uitstoters zijn geclusterd in vier van de vijf grote industrieclusters van Nederland. Opvallend is dat inmiddels geen van de bedrijven een Nederlandse eigenaar heeft. Een aantal bedrijven is geheel of gedeeltelijk door een Nederlandse eigenaar verkocht aan een buitenlands bedrijf, zoals de basischemie- en kunstmestactiviteiten van DSM aan respectievelijk het Saoedische SABIC en het Egyptische OCI en de staalfabrieken van Hoogovens, via Corus, aan het Indiase Tata Steel. Andere bedrijven, zoals Shell en Vitol, hebben hun hoofdkantoor verplaatst vanuit Nederland naar een ander land.

Tabel 1. Overzicht van kerngegevens van de subsectoren in de energie-intensieve industrie in Nederland

Subsector	Productie	Hoofdproducten	Producenten	Hoofd-kantoor	Emissies 2024[2] miljoen ton CO_2-equivalent	Cluster
Basismetaal-industrie	7 miljoen ton per jaar (Mt/j)[3]	Primair plaatstaal	Tata Steel IJmuiden	IN	5,9 (10,2)[4]	Noordzeekanaalgebied
Raffinaderijen	1,3 miljoen vaten per	Fossiele brandstoffen en nafta	Shell Pernis	GB	4,1	Rotterdam-Moerdijk
			ExxonMobil Rotterdam	VS	2,2	Rotterdam-Moerdijk
			BP Rotterdam	GB	2,1	Rotterdam-Moerdijk

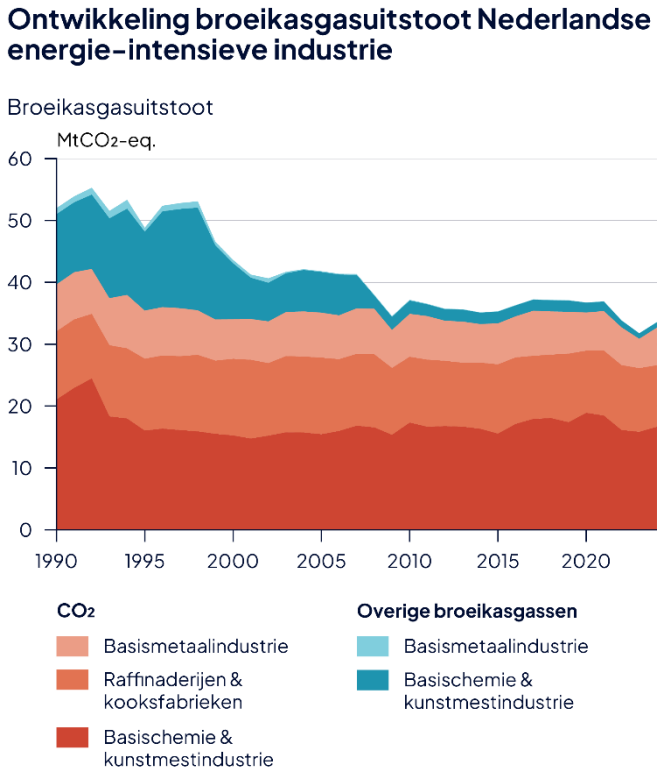
[2] Cijfers bevatten alleen scope 1 emissies. O.b.v. NEa (2025).
[3] CE Delft (2024).
[4] Eerste getal (5,9) is alleen emissie van Tata Steel zelf. Getal tussen haakjes is inclusief de emissie van de twee energiecentrales die restgassen van Tata verbranden. Tata gebruikt een groot deel van de energie uit die centrales.

	dag (Mb/d)[5]		Zeeland Refinery	FR/CH[6]	1,5	Zeeland/West-Brabant
			GunVOR	CH	0,2	Rotterdam-Moerdijk
			Vitol	CH	0,1	Rotterdam-Moerdijk
Basischemie	8,8 miljoen ton per jaar[7]	Polyetheen, polypropeen, etc. (kunststoffenindustrie), Industriële gassen	Dow Terneuzen	VS	3,3	Zeeland/West-Brabant
			Shell Moerdijk	GB	2,3	Rotterdam-Moerdijk
			Sabic	SA	1,4[8]	Chemelot
			Air Liquide Rotterdam	FR	0,9	Rotterdam-Moerdijk
			Air Products Botlek	VS	0,6	Rotterdam-Moerdijk
Kunstmest-industrie	3,0 miljoen ton per jaar[9]	Stikstofkunstmest	Yara	NO	3,1	Zeeland/West-Brabant
			OCI Nitrogen	EG	2,3[10]	Chemelot

2.1.2 Emissies

In 2024 was de broeikasgasuitstoot van de energie-intensieve industrie was 33,4 Mton CO_2-eq., bijna een kwart van de totale uitstoot van Nederland (144,8 Mton CO_2-eq.).[11] De broeikasgasemissies door productie van de energie-intensieve industrie komen voort uit een beperkt aantal locaties. Dat betekent overigens niet dat alle CO_2 van een raffinaderij of een staalfabriek uit één schoorsteen komt: in werkelijkheid is het een optelsom van de emissies van allerlei verschillende processen op een productielocatie. Zo was de productie van staal verantwoordelijk voor de uitstoot van ruim 10 Mton CO_2 in 2024, waarbij die CO_2 werd uitgestoten door onder andere de hoogovens, de kooksfabrieken en door twee elektriciteitscentrales die op restgassen van Tata Steel draaien.

[5] Ecorys (2019). Mb/d staat voor miljoen vaten per dag.
[6] TotalEnergies is voor 55% eigenaar van Zeeland Refinery en het Russische Lukoil verkoopt zijn 45%-aandeel aan het Zwitserse GunVOR.
[7] CE Delft (2021).
[8] De NEa registeert de emissies alle bedrijven op Chemelot samen. De emissie van Sabic is benaderd door de geschatte emissie van de salpeterzuurfabriek van OCI van de totale emissie van Chemelot (3,7 Mton CO_2-eq.) af te trekken.
[9] Hydrogen Europe (2023).
[10] De NEa registeert de emissies van alle bedrijven op Chemelot samen. De OCI-emissie zijn daarom geschat op basis van PBL en TNO (2019a). Het gaat om de uitstoot in 2017.
[11] CBS (2025c).



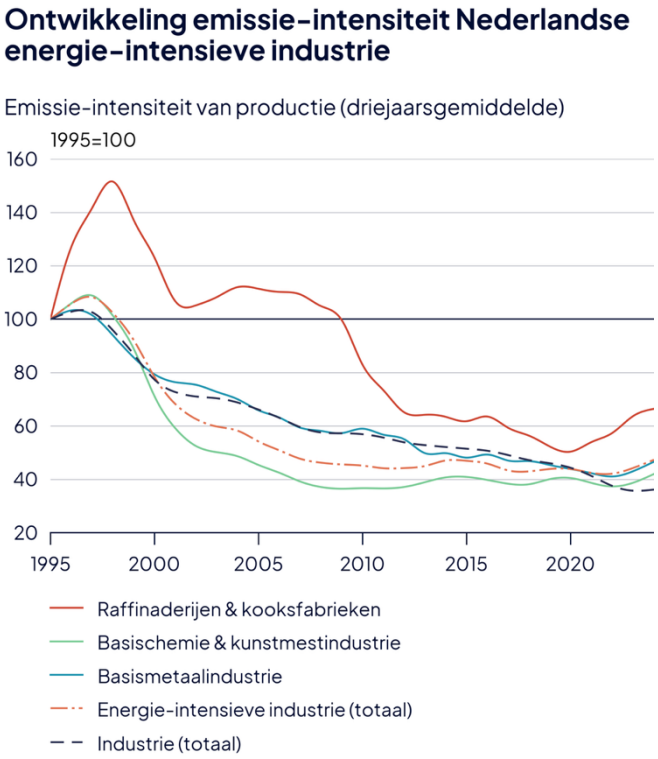
Figuur 1. Uitstoot van de energie-intensieve industrie volgens de nationale rekeningen (CBS, 2025b), deze wijken iets af van de berekeningen volgens de IPCC-voorschriften. Voor 2024 gaat het om voorlopige data. De overige broeikasgassen zijn methaan, lachgas en F-gassen.

Figuur 1 laat zien dat sinds 1990 de totale broeikasuitstoot van de energie-intensieve industrie met 35% is gedaald. Die daling komt vooral op het conto van de daling van de emissie van overige broeikasgassen. In de jaren '90 werden het gebruik van F-gassen aan banden gelegd en daarna werden salpeterzuurfabrieken uitgerust met katalysatoren die de lachgasuitstoot sterk terugbrengen.[12] De CO_2-emissie van de industrie daalde lange tijd vrijwel niet. De tijdelijke daling rond 2008 komt door verminderde productie in de chemie en staalproductie tijdens de financiële crisis. De daling in 2022 komt door verminderde productie van met name kunstmest als gevolg van de aardgascrisis.[13]

De emissie-intensiteit is de hoeveelheid broeikasgasuitstoot gedeeld door de productie, en is een indicator voor milieu-efficiëntie van productieprocessen. We nemen de toegevoegde waarde in basisprijzen (gecorrigeerd voor inflatie) als maat voor de productie, zodat we de verschillende sectoren onderling kunnen vergelijken. Dit is dus een andere benadering dan de emissie-intensiteit per ton product, waarvan we de waardes in secties 2.2–2.5 presenteren per subsector.

De emissie-intensiteit van de energie-intensieve industrie is na een aanvankelijke daling de laatste twee decennia vrijwel gelijk gebleven (Figuur 2). De gehele industrie (de gestreepte lijn in Figuur 2) vertoont wel een daling. Dat komt overigens niet alleen doordat de overige industrie een daling van de broeikasgasintensiteit laat zien. De belangrijkste oorzaak is dat het aandeel van de energie-intensieve industrie in de gehele industrie de afgelopen decennia gestaag daalt ten opzichte van onder andere de maakindustrie, die een lagere emissie-intensiteit heeft.

[12] CBS (2025g).
[13] CIEP (2025).

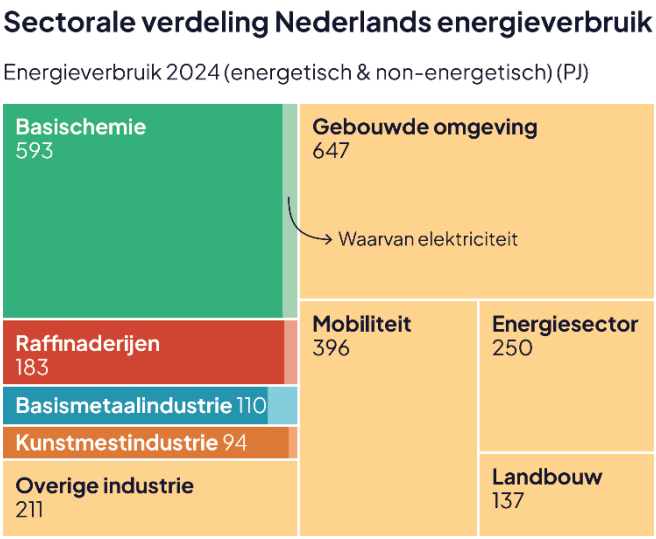


Figuur 2. De emissie-intensiteit is berekend door de uitstoot op basis van de nationale rekeningen (CBS, 2025b) te delen door de productie (CBS, 2025f). De productie is gedefinieerd als de toegevoegde waarde in basisprijzen (het bedrag dat een producent daadwerkelijk overhoudt), gecorrigeerd voor inflatie. De berekening van de productie is gevoelig voor schommelingen in marktprijzen, wat schijnbare fluctuaties in de emissie-intensiteit kan opleveren. De data worden daarom gepresenteerd als gemiddelde over drie jaar. De data voor de uitstoot in 2024 zijn voorlopig.

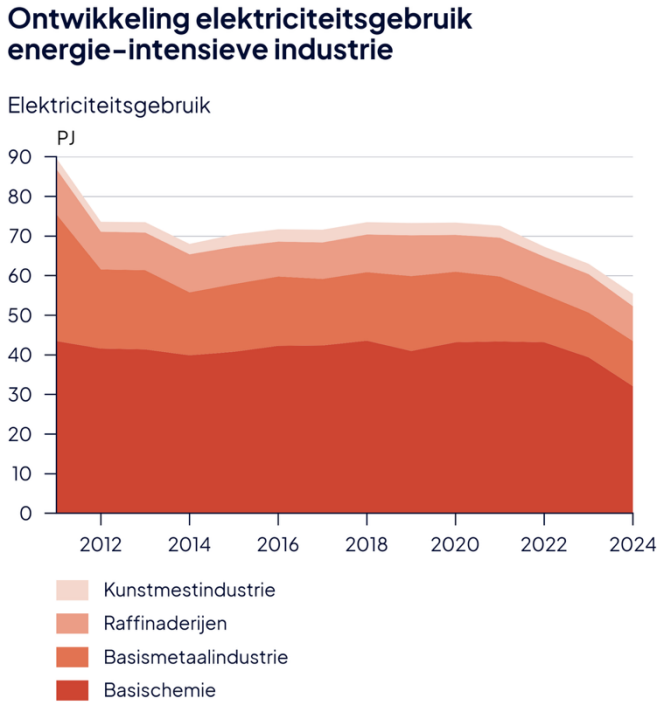
2.1.3 Energieverbruik

Figuur 4 laat zien dat de energie-intensieve industrie ruim een derde van de het totaal energieverbruik van Nederland beslaat. Het betreft hier het totale verbruik van energiedragers zoals olie, kolen, gas, biomassa en elektriciteit, inclusief niet-energetisch gebruik als grondstof voor bijvoorbeeld plastics en kunstmest. De basischemie is de grootste energieverbruiker van de energie-intensieve industrie, vooral van olie en gas. Twee derde daarvan wordt gebruikt als grondstof, de rest als brandstof.

De basischemie verwerkt de koolstofhoudende grondstoffen tot tussenproducten. Bij het einde van de levensduur van producten komen de koolstoffen deels weer vrij in de vorm van CO_2 bij afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). Deze emissies worden ook wel scope 3-emissies genoemd. Figuur 1 laat alleen emissies van direct gebruik van energie bij de energie-intensieve industrie zien (scope 1) en dus niet scope 3-emissies.



Figuur 3. Binnenlands verbruik van energie, inclusief non-energetisch gebruik van energiedragers, exclusief bunkering voor internationale lucht en scheepvaart. Op basis van CBS (2025d). Het energiegebruik van de energiesector is hier exclusief hoogovens, raffinaderijen en kooksfabrieken (die vallen daar normaal gesproken wel onder), het gaat om omzettings- en distributieverliezen en eigen verbruik.



Figuur 4. Ontwikkeling in het elektriciteitsgebruik door de energie-intensieve industrie sinds 2011. Elektriciteitsgebruik is de optelsom van het finaal verbruik (van eindverbruikers) en eigen verbruik (in de energiesector, waaronder raffinaderijen en kooksfabrieken). Bron: CBS (2025d).

De energie-intensieve industrie verbruikte in 2011 nog 20,3% van de totale Nederlandse elektriciteit (inclusief eigen gebruik en distributieverliezen in de energiesector). Dat aandeel is in 2024 gedaald naar 13,1%. Het totale elektriciteitsverbruik door alle sectoren in

Nederland was in 2024 422 PJ.[14] Figuur 4 laat het elektriciteitsgebruik zien van de energie-intensieve industrie uitgesplitst naar subsectoren. Daarin zijn twee dalingen zichtbaar. De daling in elektriciteitsverbruik tussen 2011 en 2012 komt door een afname in elektriciteitsverbruik in de basismetaalindustrie. De oorzaak is het verdwijnen van de productie van andere metalen dan staal, zoals aluminium, uit Nederland: het elektriciteitsverbruik van de non-ferro metaalindustrie daalde van 22 PJ in 2011 tot 3 PJ in 2024. Het elektriciteitsverbruik in de andere sectoren is stabiel tussen 2012 tot aan de energiecrisis in 2022, waarna een daling wordt ingezet.

2.1.4 Bijdrage aan de brede welvaart / economie

De brede welvaart is een concept waarbij naast naar welvaart in termen van het bruto binnenlands product (bbp) ook gekeken wordt naar andere indicatoren. In de Monitor Brede Welvaart rapporteert het CBS over een grote hoeveelheid indicatoren die samen een beeld geven van de brede welvaart van Nederland.[15] De Monitor bevat indicatoren over onder andere subjectieve welzijn, gezondheid, werkgelegenheid, armoede, wonen, veiligheid, natuur en milieu.

Tabel 2: Voltijdsbanen, bijdrage bbp en milieukosten van de energie-intensieve industrie. Data voor banen en milieukosten voor de industrie afkomstig uit CE Delft (2025b), data voor bbp uit CBS (2025f) en data voor aantal Nederlandse banen uit CBS (2025h).

	Voltijdsbanen fte	Bijdrage bbp miljard €	Milieukosten miljard €
Basismetaalindustrie	20.000	1,8	0,5
Raffinaderijen	5.000	1,6	0,8
Basischemie & kunstmestindustrie	43.000	8,0	0,4
Gehele industrie	750.000	113,0	2,8
Nederland	8.300.000	1007,3	

Recent heeft CE Delft in opdracht van Stichting Natuur en Milieu de bijdrage van verschillende sectoren aan de (brede) welvaart onderzocht, gebruik makend van onder meer milieukosten, voltijdsbanen en bijdrage aan het bbp, zie Tabel 2 voor de energie-intensieve subsectoren.[16] Milieukosten worden hier gekenmerkt als luchtverontreinigende emissies (niet-broeikasgassen, zijnde NO_x, SO_2, NH_3, CFK12, CO, NMVOS en PM_{10}). De energie-intensieve industrie draagt voor 1,1 % bij aan het BBP.[17] Het totale aantal voltijdsbanen in de energie-intensieve industrie is circa 68.000 (minder dan 1% van de beroepsbevolking). Ter vergelijking, in de gehele industrie werken ongeveer 750.000 mensen (9%) en in de zakelijke dienstverlening werken ongeveer 1.621.000 mensen (20%).

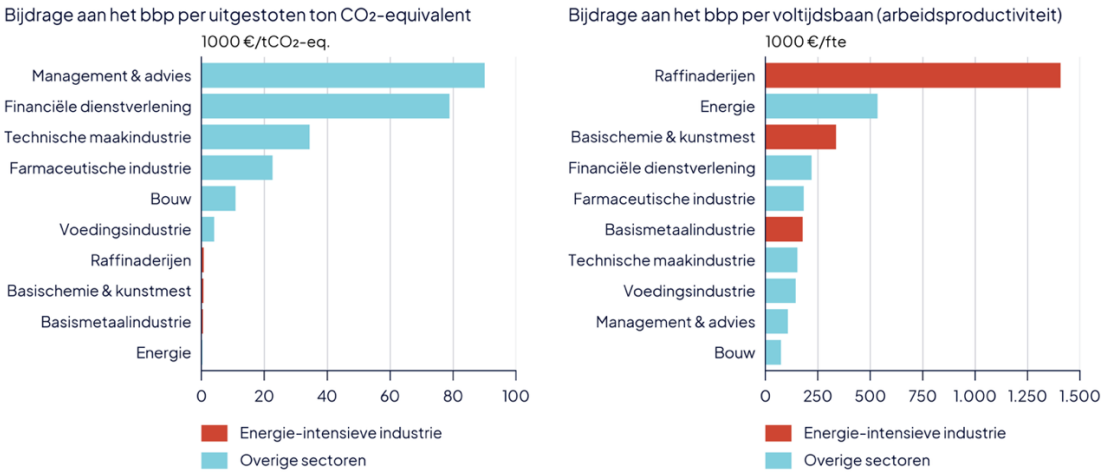
De economische opbrengst per uitgestoten ton CO_2 is in de subsectoren olieraffinage, chemie, kunstmest en basismetaal lager dan bijvoorbeeld de technische maakindustrie,

[14] CBS (2025d).
[15] CBS (2025e).
[16] CE Delft (2025b).
[17] Op basis van voorlopige cijfers voor 2024 van het CBS (2025f). In het rapport Wennink (2025) is de energie-intensieve industrie goed voor 5,6% van het BBP. Wennink telt ook de sectoren hout & papier, mijnbouw en voedingsmiddelen mee als energie-intensieve industrie.

de financiële dienstverlening of de bouw (Zie Figuur 5). De arbeidsproductiviteit (bijdrage aan het bbp gedeeld door het aantal gewerkte uren) is juist hoger in de energie-intensieve sectoren vergeleken met andere sectoren.

Een belangrijke aantekening bij bovenstaande data is dat deze alleen de directe bijdrage van de energie-intensieve industrie aan de brede welvaart betreft. Er zijn echter ook indirecte effecten van het hebben van energie-intensieve industrie in Nederland. Zo worden producten van de energie-intensieve industrie gebruikt in tal van andere bedrijfstakken, zoals de bouw, auto-industrie, en de maakindustrie in Nederland en omringende landen. Ook draagt de energie-intensieve industrie ten dele bij aan het strategisch autonoom en relevant blijven door de productie en export van basismaterialen.

Bijdrage aan de economie door verschillende sectoren



Figuur 5. De bijdrage aan het Nederlandse bbp per uitgestoten ton CO_2-equivalent en per voltijdsbaan (dat geeft de arbeidsproductiviteit), voor verschillende sectoren in Nederland. Op basis van CBS-data gerapporteerd in CE Delft (2025b).

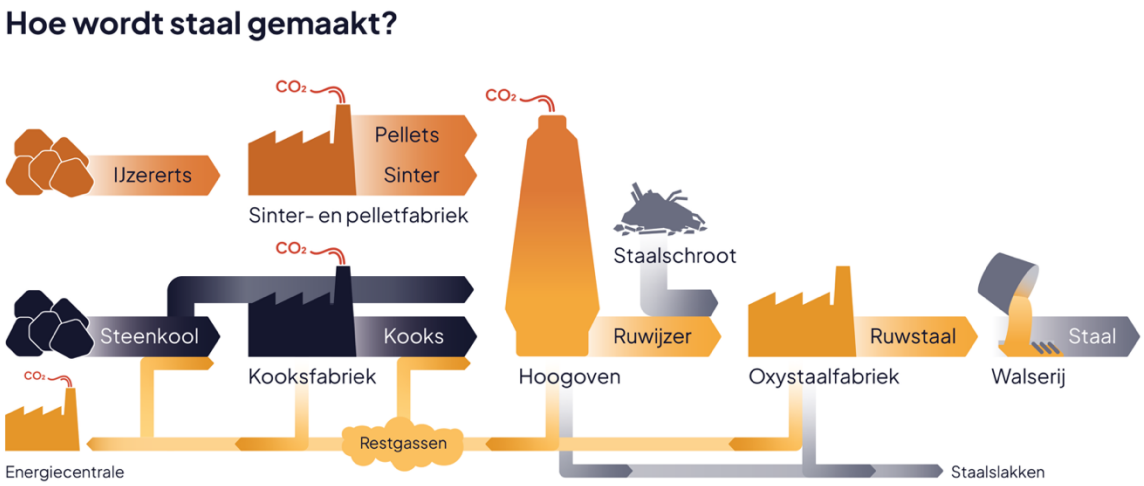
2.2 Basismetaalindustrie

De basismetaalindustrie bestaat uit de vervaardiging van ijzer, staal, ferrolegeringen, producten die daaruit gemaakt worden zoals bijvoorbeeld stalen buizen, pijpen en profielen, en productie van edelmetalen zoals goud en zilver, en de productie van "non-ferro" metalen zoals onder andere aluminium, lood, zink, tin en koper. We focussen in deze paragraaf op de staalindustrie. De staalindustrie heeft binnen de basismetaalindustrie namelijk de meeste emissies, en de grootste opgave voor verduurzaming. Hieronder volgt een omschrijving van huidige productie en processen van de staalindustrie in Nederland, de emissie-intensiteit die daarbij hoort en de verduurzamingsopties die mogelijk zijn.

2.2.1 Huidig proces en producten

De Nederlandse staalindustrie (Tata Steel in IJmuiden), importeert ijzererts als grondstof voor de productie van pellets en sinter, en steenkool voor de productie van cokes. In een hoogoven *(blast furnace)* worden de sinter, pellets en cokes samen met fijngemalen steenkool bij een temperatuur van zo'n 2300 graden Celsius omgezet in ruwijzer. Vervolgens wordt ruwijzer in een oxystaalfabriek *(basic oxygen furnace)* omgezet naar staal (zie Figuur 6 voor een overzicht van het productieproces). Vaak wordt er in deze stap ook schrootmetaal toegevoegd. Dit staalproductieproces staat bekend als het *blast furnace–basic oxygen furnace*-proces (BF-BOF). Het is wereldwijd het meest gebruikte productieproces voor staal: 70% van de staalproductie wordt via deze weg gemaakt. 29% wordt in een vlamboogoven (*electric arc furnace*, EAF) gemaakt, waarbij schroot met

behulp van elektriciteit in staal wordt omgezet. In de EU is de productieverhouding 55% BF-BOF en 45% EAF.[18] In Nederland wordt het ruwstaal uit de oxystaalfabriek in een warmband- en koudbandwalserij gewalst tot plaatstaal. Daarna vinden afhankelijk van de toepassing nabewerkingen plaats, zoals het aanbrengen van een coating. De belangrijkste toepassingen van het Nederlandse staal is in de auto-industrie, voor verpakkingen van voedsel, in de bouw en voor engineering-producten.[19]



Figuur 6. Schematisch overzicht van staalproductie volgens het BF-BOF-proces. Dit is het proces waarmee Tata Steel nu in Nederland staal maakt. Grondstof- en energiestromen zijn versimpeld ten opzichte van de werkelijkheid.

2.2.2 Emissie- en energie-intensiteit

In 2024 betrof de broeikasgasemissie van Tata Steel IJmuiden 5,9 Mton CO_2-eq. De energiecentrales die restgassen van Tata verbranden en elektriciteit produceren, stootten 4,3 Mton CO_2-eq. uit.[20] Als de fabrieken het gehele jaar op volledige capaciteit draaien zijn de emissies respectievelijk 6,9 en 5,7 Mton CO_2-eq., in totaal 12,6 Mton CO_2-eq.[21] Gedeeld door maximale productiecapaciteit levert dat een emissie-intensiteit op van 1,78 ton CO_2 per ton ruw staal (tcs) in 2021/2022.[22] De staalproductie bij Tata is het op één na efficiëntste BF-BOF-proces ter wereld op basis van CO_2-intensiteit en ligt ongeveer 20% onder het wereldwijde gemiddelde voor het BF-BOF proces, dat in 2023 op 2,32 t CO_2/tcs lag.[23] Alleen Canada scoort beter, met een intensiteit van ongeveer 1,6 t CO_2/tcs, voornamelijk vanwege het gebruik van aardgas in plaats van steenkool in het BF-BOF proces.[24] Behalve het BF-BOF-proces bestaan er andere productieprocessen voor staal, die een lagere emissie-intensiteit hebben, zoals *Direct Reduced Iron Electric Arc Furnace*

[18] World Steel Association (2025).
[19] TSN (z.d.).
[20] NEa (2025).
[21] PBL en TNO (2019b).
[22] TSN (2023).
[23] World Steel Association (2024).
[24] Global Efficiency Intelligence (2022).

op basis van aardgas (DRI-EAF) (1,43 t CO2/tcs in 2023) en *scrap-EAF* (0,70 t CO2/tcs in 2023) op basis van schroot.[25]

2.2.3 Verduurzamingsopties

In dit hoofdstuk houden we de indeling van IPCC aan voor de verduurzamingsopties.[26] De belangrijkste opties voor de verduurzaming van het staalproductieproces zijn op een rijtje gezet door het MIDDEN-project van PBL en TNO.[27]

- **Proces- en energie-efficiëntiemaatregelen:** Tata Steel heeft al veel efficiëntiemaatregelen getroffen. Het verder energiebesparingspotentieel is beperkt. Voor verdere energiebesparing zijn grotere aanpassingen nodig, die vragen om de bouw van nieuwe fabrieken die de oude fabrieken vervangen.
- **Biomassa:** Het is mogelijk om kolen geheel of gedeeltelijk te vervangen door biomassa. In combinatie met CCS zijn dan zelfs negatieve CO_2-emissies mogelijk.
- **Elektrificatie & waterstof***: Direct Reduced Iron - Electric Arc Furnace* (DRI-EAF). Het EAF-proces wordt meestal toegepast met gerecycled staal als input, maar bij een aantal fabrieken in de wereld wordt de input voor de EAF geproduceerd via directe reductie van ijzererts (DRI) met behulp van aardgas. Om helemaal zonder CO_2-emissies staal te maken kan groene waterstof (geproduceerd via elektrolyse met duurzame elektriciteit) gebruikt worden in plaats van aardgas.
- **CO_2-afvang, gebruik en -opslag (CCUS):** CO_2 kan worden afgevangen na verbranding van de restgassen in de elektriciteitscentrales en worden gecomprimeerd. Een andere mogelijkheid is het verhogen van de CO_2-concentratie in de afgassen, bijvoorbeeld door het vervangen van het BF-BOF-proces door het Hisarna-proces dat Tata Steel ontwikkeld heeft, of met een nageschakelde techniek, waarbij de CO in de restgassen wordt omgezet in waterstof en CO_2.[28] Vervolgens kan de CO_2 worden afgevoerd naar een CO_2-opslaglocatie op de Noordzee.

Tata Steel heeft in haar toekomstplannen aangegeven in te zetten op de DRI-technologie in combinatie met een EAF.[29] In het plan wordt in eerste instantie aardgas gebruikt in het DRI-proces, waarbij er plannen zijn om CO_2-emissies te beperken met CCS.[30] In een later stadium (na 2030) wordt inzet van biomethaan of waterstof overwogen. De DRI-EAF-route zorgt voor een forse stijging van het elektriciteitsverbruik door Tata, en afhankelijk van de keuze na 2030 ook voor het gebruik van biomethaan of groene waterstof (wat nu beperkt beschikbaar is).

---

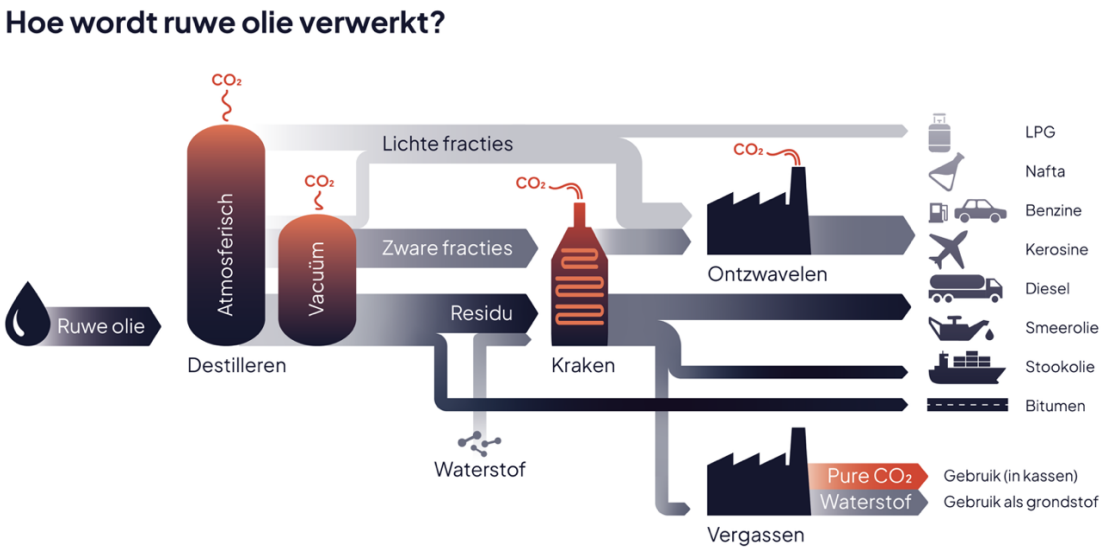
[25] World Steel Association (2024). De Scrap-EAF-route is echter minder geschikt voor toepassingen waar een hoge en constante staalkwaliteit vereist is vanwege de grotere verontreinigingen. In zulke gevallen is DRI-EAF geschikter, omdat het consistenter een zuiverder product oplevert.
[26] Zie Tabel 4.3 in IPCC (2018).
[27] PBL en TNO (2019b).
[28] TNO (z.d.).
[29] Staat der Nederlanden et al. (2025).
[30] Staat der Nederlanden et al. (2025).

2.3 Raffinaderijen

2.3.1 Huidig proces en producten

In de Nederlandse Raffinaderijen wordt geïmporteerde ruwe olie omgezet in onder andere transportbrandstoffen en grondstoffen voor de chemische industrie. Ruwe olie wordt in een destillatietoren verhit tot gas en slaat op basis van het molecuulgewicht in verschillende fracties neer. De lichte fracties (LPG, nafta) stijgen naar de top en de zwaardere fracties (diesel, benzine, residuen) slaan lager neer. Op basis van deze scheiding worden de fracties geconverteerd, waarbij sommige fracties een nabehandeling ondergaan in krakers, reformers of vergassers. De eindproducten hiervan zijn voor circa 74% brandstoffen, 17% chemische basismaterialen en 9% overige producten.[31] Nederland heeft zes raffinaderijen, die sterk verschillen in capaciteit, in welke processen op de site gebruikt worden en in producten die ze maken.

Zie Figuur 7 voor een overzicht van het raffinageproces.



Figuur 7. Schematisch overzicht van het raffinageproces. Grondstof- en energiestromen zijn versimpeld ten opzichte van de werkelijkheid. Ook zijn mogelijke (na)bewerkingsstappen weggelaten of samengevoegd om de leesbaarheid te vergroten.

2.3.2 Emissie-intensiteit

De totale broeikasgasemissie in 2024 was 10,2 Mton CO2-eq.[32] De meeste CO_2 komt vrij uit fornuizen, boilers en bij de productie van elektriciteit en waterstof. Nederland heeft een raffinage-sector met een relatief hoge emissie-intensiteit: het scoort met 44,7 kg CO_2-eq per vat ongeveer 10% boven het wereldgemiddelde en ook boven het EU-gemiddelde van 37,7 kg.[33] Door de grote variatie in processen en producten is de vergelijking van de emissie-intensiteit van raffinaderijen niet eenduidig. De hoge emissie-intensiteit in Nederland voornamelijk veroorzaakt doordat de Shell- en ExxonMobil-raffinaderij energie-intensieve hydrokrakers gebruiken, waarbij zware oliefracties met grijze waterstof (waterstof geproduceerd uit aardgas zonder CCS) worden omgezet in lichtere

[31] PBL en TNO (2020).
[32] NEa (2025).
[33] Jing et al. (2020).

brandstoffen. Daarnaast zet Shell een deel van de zware fracties in een vergasser om in waterstof. Hierbij komt veel CO_2 vrij op de site van Shell, die deels afgevangen wordt en getransporteerd wordt naar kassen om daar gebruikt te worden voor CO_2-bemesting. Daar komt het grootste deel van deze CO_2 dan alsnog in de atmosfeer terecht, maar ze vervangt op dit moment de productie van CO_2 (voorheen uit aardgas) voor bemesting in de kassen. Bij andere raffinaderijen worden de zware fracties verkocht (onder andere aan de scheepvaart) en komt de CO_2 elders vrij.

2.3.3 Verduurzamingsopties

Volgens het MIDDEN-project van PBL en TNO zijn de belangrijkste verduurzamingsopties voor de Nederlandse raffinaderijen:[34]

- **Proces- en energie-efficiëntie:** Een optie is om meer gebruik te maken van restwarmte van de raffinaderij zelf of van naburige bedrijven.
- **Biomassa:** In een bestaande raffinaderij kan een deel (10 tot 20%) bio-pyrolyseolie worden bijgemengd. Voor volledige vervanging van ruwe olie door biomassa, en dus voor de productie van biobrandstoffen, zijn andere processen nodig dan nu gebruikt worden in de voor olie ontworpen raffinaderijen. Een optie is bijvoorbeeld het gebruik van biomassavergassing in combinatie met Fischer-Tropsch-synthese.
- **Circulariteit & substitutie:** Een innovatieve optie is de synthese van brandstoffen uit niet-fossiele CO_2 in combinatie met groene waterstof. Dit proces vergt investeringen in installaties voor CO_2-afvang en in elektrolysers, processen die ook veel duurzame energie vragen. Verder zijn nieuwe productie-installaties voor brandstofsynthese nodig.
- **Elektrificatie & waterstof:** De fornuizen, boilers en andere installaties worden nu nog grotendeels gestookt op aardgas of restgassen uit het raffinageproces. Aardgas kan worden vervangen door waterstof, of de fornuizen en boilers kunnen geëlektrificeerd worden. De elektriciteit en de waterstof moeten dan zonder CO_2-emissies geproduceerd worden.
- **CO_2-afvang, gebruik en -opslag:** CCS kan worden toegepast op verschillende installaties van een raffinaderij. Met name de meer geconcentreerde stromen van CO_2, zoals waterstofproductie en krakers, zijn geschikt voor CO_2-afvang. Daarnaast kan CO_2 afgevangen worden uit de rookgassen van verbrandingsinstallaties zoals fornuizen en boilers. Een voorbeeld van CO_2-gebruik is de Shell raffinaderij waar een deel van de CO_2 wordt afgevangen en in een deel van het jaar wordt gebruikt in kassen.[35] Dit is geen duurzaam CO_2-gebruik omdat de fossiele CO_2 alsnog in de atmosfeer terecht komt en in de kassen ook duurzame CO_2 ingezet kan worden.[36] Er zijn vergevorderde plannen om CO_2 van onder andere de raffinaderijen van Shell en ExxonMobil op te slaan in een leeg gasveld op de Noordzee, in het Porthos-project.[37]

Het overgrote deel van de producten van raffinaderijen gaat naar de transportsector, dus minder gebruik van fossiele brandstoffen in het vervoer zal leiden tot minder vraag voor raffinaderijen en daarmee minder CO_2-emissies. Voor personen- en vrachtvervoer is elektrische aandrijving de afgelopen jaren zeer snel gegroeid. Voor lucht- en scheepvaart zijn de alternatieven nog minder ver ontwikkeld, maar wordt onder andere gekeken naar waterstof, biobrandstoffen en synthetische brandstoffen.

---

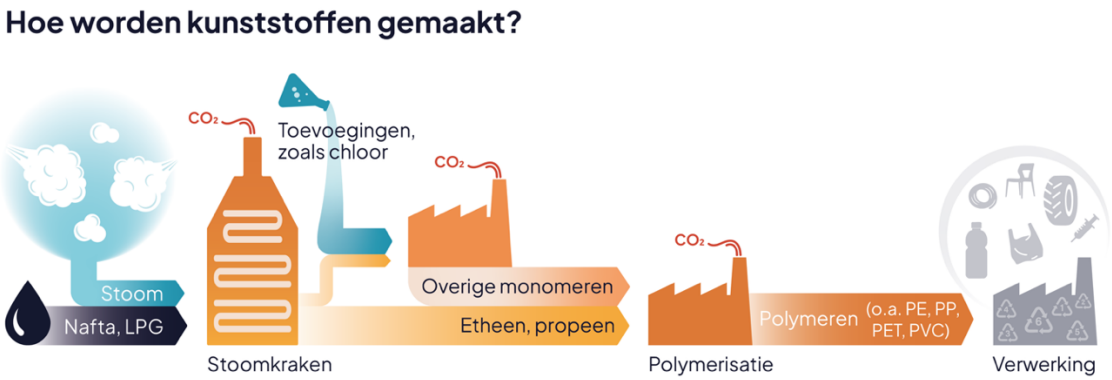
[34] PBL en TNO (2020).
[35] CE Delft (2025a).
[36] CE Delft (2025a).
[37] Porthos (z.d.).

2.4 Basischemie

2.4.1 Huidig proces en producten

De basischemie gebruikt een mengsel van koolwaterstoffen (nafta, een product uit de raffinaderijen) en in mindere mate pyrolyseolie, methanol en aceton als grondstof. Via een groot aantal processen wordt een groot aantal verschillende basischemicaliën geproduceerd. Deze basischemicaliën, bijvoorbeeld etheen, propeen en aromaten, worden vervolgens door dezelfde of andere bedrijven gebruikt voor de productie van chemische derivaten en polymeren. Polymeren worden gebruikt voor de productie van onder meer verpakkingen, medicatie en bouwmaterialen. Nederland produceert chemische bouwstenen voor alle productgroepen. Figuur 8 geeft een overzicht van de productie van kunststoffen.

Naast de productie van basischemicaliën rekenen we ook de productie van industriële gassen tot de basischemie. Geproduceerde gassen zijn waterstof, CO, stikstof, zuurstof en argon. De twee locaties met de grootste broeikasgasemissies zijn de complexen van Air Products en Air Liquide in Rotterdam-Botlek. De belangrijkste bron van CO_2 is de waterstofproductie door stoomreforming van aardgas.



Figuur 8. Schematisch overzicht van de productie van kunststoffen. Grondstof- en energiestromen zijn versimpeld ten opzichte van de werkelijkheid.

Nederland kent een aantal grote chemische productielocaties: Dow in Terneuzen, SABIC op het Chemelot-complex in Geleen en Shell, ExxonMobil, Air Products en Air Liquide in het cluster Rotterdam-Moerdijk. De chemische bedrijven in Nederland zijn sterk verbonden met elkaar en met de aanwezige raffinaderijen. Er ligt een uitgebreid buisleidingennetwerk voor transport van waterstof[38], grondstoffen en halffabricaten dat chemische bedrijven in Nederland verbindt met elkaar en met bedrijven in de haven van Antwerpen, het Rijn- en Ruhrgebied: het zogeheten ARRRA-cluster.

2.4.2 Emissie-intensiteit

De emissie-intensiteit van de basischemie is moeilijk vast te stellen vanwege het sterk heterogene productenpakket binnen de sector. Wereldwijde vergelijkingsstudies ontbreken dan ook, waardoor het niet mogelijk is om de prestaties van landen naast elkaar te zetten.

[38] Zie bijvoorbeeld: Air Liquide heeft een waterstofbuisleidingnet van ca 1000 km.

2.4.3 Verduurzamingsopties

Door de grote variëteit aan productieprocessen zijn er veel verschillende verduurzamingsopties. Het MIDDEN-project van PBL en TNO heeft deze geïnventariseerd in een aantal rapporten per chemiecomplex.[39]

- **Proces- en energie-efficiëntie:** Chemiecomplexen zijn vaak sterk geïntegreerde en geoptimaliseerde complexen. Net als bij raffinaderijen is het een optie om meer gebruik te maken van restwarmte.
- **Biomassa:** De chemische complexen zouden naast of in plaats van fossiele grondstoffen ook biogrondstoffen zoals lignine, bio-methanol of bio-aromaten kunnen gebruiken. Dit vergt in de meeste gevallen een forse ombouw van de bestaande processen.
- **Elektrificatie & waterstof:** Op de chemiecomplexen kunnen onder andere gasgestookte stoomboilers en -fornuizen vervangen worden door elektrische boilers en fornuizen. De elektriciteitsvraag van de chemische industrie zal door gebruik van elektrische boilers sterk toenemen. Daarnaast is het vervangen van aardgas door waterstof als brandstof een optie.
- **Circulariteit & substitutie:** Gebruikte plastics kunnen via bijvoorbeeld pyrolyse of vergassing omgezet worden in een grondstof die bruikbaar is voor de chemische industrie. Er is nog weinig ervaring met grootschalige pyrolyse- en vergassingstechnologie voor afval en de technologie is nog in ontwikkeling.[40] Daarnaast is mechanische recycling van gebruikte plastics een optie die in bepaalde toepassingen het gebruik van nieuwe plastics kan voorkomen.
- **CO_2-afvang, gebruik en -opslag:** De CO_2 kan worden afgevangen bij een aantal grote bronnen in chemie-complexen zoals nafta-krakers en centrale stoomproductie.

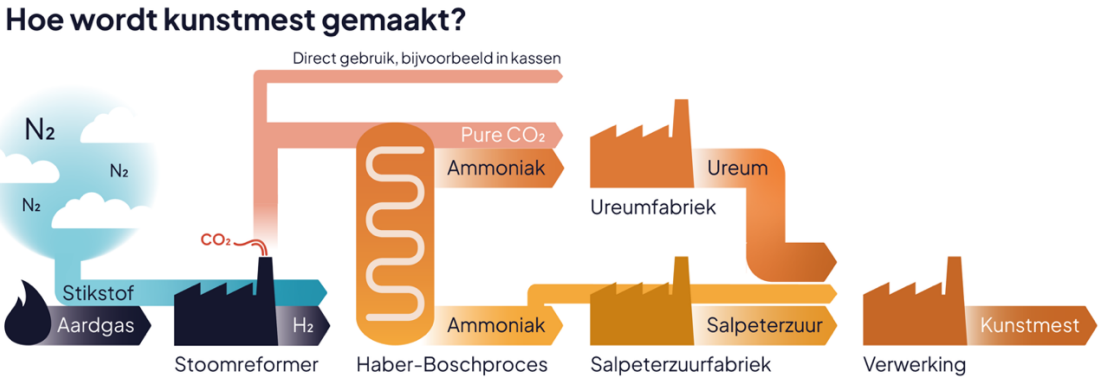
2.5 Kunstmest

2.5.1 Huidig proces en producten

Kunstmestfabrieken gebruiken aardgas als belangrijkste grondstof. Aardgas wordt in een reformer met stoom omgezet in syngas, een mengsel van waterstofgas en koolstofmonoxide (CO). De koolstofmonoxide reageert vervolgens in een aantal stappen met stoom om nog meer waterstof en CO_2 te vormen. Vervolgens wordt het productgas gescheiden in waterstof en een CO_2-rijke gasstroom. De waterstof wordt vervolgens in het Haber-Boschproces met stikstof uit de lucht samengebracht om ammoniak te produceren. Ammoniak dient als basis voor verschillende kunstmestsoorten. Een deel hiervan wordt omgezet in salpeterzuur en vormt samen met ammoniak ammoniumnitraat (AN). Door toevoeging van kalk ontstaat hieruit calciumammoniumnitraat (CAN). Daarnaast wordt ammoniak met vloeibare CO_2 omgezet in ureum. Ook worden ureum en ammoniumnitraat gecombineerd tot de vloeibare meststof ureum en ammoniumnitraat (UAN). Nederland produceert alle producten.

Zie Figuur 9 voor een overzicht van het productieproces.

[39] Zie Publications - Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network - Organic basic chemicals.
[40] Akerboom et al. (2025).



Figuur 9. Schematisch overzicht van de productie van kunstmest. Grondstof- en energiestromen zijn versimpeld ten opzichte van de werkelijkheid.

2.5.2 Emissie-intensiteit

Nederland heeft twee grote kunstmestfabrieken: een van Yara in Sluiskil en een van OCI op het Chemelot complex in Limburg. De totale broeikasgasemissie is ca. 5 Mton CO_2-eq. De Nederlandse emissie-intensiteit lag met 0,19 kg CO_2e/kg N-kunstmest onder het wereldwijde gemiddelde van 0,24 kg CO_2e/kg N-kunstmest, maar nog boven Oostenrijk en Duitsland.[41] De stikstofkunstmest productie in de EU heeft de laagste emissie-intensiteit ter wereld.[42] De intensiteit is voornamelijk afhankelijk van de emissies van ammoniakproductie. In het verleden was kunstmestproductie verantwoordelijk voor een aanzienlijke emissie van het sterke broeikasgas lachgas (N_2O), een ongewenst bijproduct van de salpeterzuurproductie. Sinds begin deze eeuw zijn N_2O-emissies sterk gedaald door reductietechnologieën.[43]

2.5.3 Verduurzamingsopties

- **Elektrificatie & waterstof:** Voor de verduurzaming van kunstmestproductie ligt de vervanging van grijze door groene waterstof voor de hand.[44] Yara en OCI verkennen deze route actief.[45] De omschakeling vraagt om een grote hoeveelheid duurzame elektriciteit en een tijdige beschikbaarheid van waterstofinfrastructuur.[46] Naast productie van waterstof zijn er ook plannen voor import van waterstof en import van ammoniak.[47]
- **Circulariteit & substitutie**: Minder kunstmest produceren is een manier om de emissies van kunstmestproductie te verlagen. Door een combinatie van het beperken van voedselverspilling en meer gebruik maken van organische mest, zijn forse besparingen op kunstmestgebruik mogelijk.[48]
- **CO_2-afvang, gebruik en -opslag:** Een andere optie is CO_2-afvang en -opslag. Een deel van de CO_2 komt in hoge concentratie vrij bij de waterstofproductie uit aardgas, wat CO_2-afvang goedkoper maakt dan de afvang van CO_2 bij andere industrieën. Men

[41] CE Delft (2018).
[42] IFS (2019).
[43] PBL en TNO (2024)
[44] CE Delft (2023).
[45] Yara (2023); VNCI (2025).
[46] CE Delft (2023).
[47] Smart Delta Resources (2024).
[48] PBL en TNO (2019a).

spreekt dan van blauwe waterstof. Yara heeft besloten CCS toe te passen en 0,8 Mton CO_2 per schip af te voeren naar een opslaglocatie bij Noorwegen.[49]

[49] Smart Delta Resources (2024).

3 Internationale context

3.1 Introductie

De Nederlandse industrie opereert in een internationale context. Eerder in hoofdstuk 1 gaven we aan dat het eigenaarschap van de meeste energie-intensieve fabrieken in Nederland in het buitenland is. Een ander deel van de internationale context is dat de meeste energie-intensieve fabrieken grondstoffen en brandstoffen importeren en de gemaakte producten exporteren naar Europa en andere delen van de wereld. Geopolitieke spanningen roepen vragen op zoals in welke mate Europa afhankelijk is voor essentiële materialen en producten van landen buiten de EU, in welke mate ze in eigen vraag van producten kan voorzien, en welke rol de Nederlandse energie-intensieve industrie daarin speelt of kan spelen. Dit hoofdstuk geeft informatie over de huidige marktpositie van de Nederlandse energie-intensieve industrie in Europa en daarbuiten. Daarvoor geven we data over de import en export (3.2) van de Nederlandse industrie, de productie en capaciteit (3.3) van de Europese industrie en de marktconcentraties in de productieketens (3.4).

3.2 Export van Nederlandse industrie

De energie-intensieve industrie in Nederland heeft een aanzienlijk productieaandeel binnen de EU en is sterk gericht op export (zie Tabel 3). In alle subsectoren wordt het grootste deel van de productie afgezet buiten Nederland, met de EU als belangrijkste markt.

Tabel 3. Kerncijfers productieaandeel en afzetmarkt van de Nederlandse energie-intensieve industrie. Op basis van CE Delft (2021); Eurofer (2024); ETES2050 (2023).

		Productieaandeel		Afzetmarkt productie NL		
	Product	NL in EU	EU in wereld	NL	Binnen EU	Buiten EU
Basismetaalindustrie	BF-BOF staal	5%	7%	20%	64%	16%
Raffinaderijen	Aardolieproducten	10%	11%	25%	41%	34%
Basischemie[50]	–	-	13%	16%	63%	21%
Kunstmestindustrie	Ammoniak	17%	9%	33%	47%	20%

3.3 Productiecapaciteit Europese industrie

De Europese industrie voorziet qua productievolume in een groot deel van de Europese vraag (zie Tabel 4). De meeste industrie draait (ruim) onder de maximale productiecapaciteit. De volledige capaciteit zou (bijna) volstaan om aan de Europese vraag te voldoen (zie laatste kolom in de tabel). De kanttekening daarbij is dat het hier gaat om productievolumes, en niet om de specifieke producten. Zo kan er een ander type ruwstaal worden geproduceerd dan er wordt in Europa wordt gebruikt, of verschillende types in andere verhoudingen. De EU importeert dan specifieke producten voor consumptie en exporteert andere. De productie van de Europese industrie (zelfs op

[50] Het aandeel van de chemie in de EU is op basis van marktwaarde en niet productiehoeveelheid. De cijfers voor de afzetmarkt voor producten betreffen alleen de organische basischemie.

volledige capaciteit) komt dus waarschijnlijk niet precies op productniveau overeen met de Europese vraag. De mate waarin productievolumes consumptievolumes evenaren is wel een indicatie voor de mate waarin Europa voor bepaalde industriële productie afhankelijk is van import.

Tabel 4. Productie en capaciteit van de Europese energie-intensieve industrie vergeleken met de Europese consumptie. Data op basis van Eurofer (2024) en OECD (2025) voor de basismetaalindustrie, IEA (2025d) en IEA (2025c) voor raffinaderijen, Hydrogen Europe (2023) voor de kunstmestindustrie, en Eurostat (2025c) en Cefic (2025) voor de basischemie.

	Product-groep	Jaar	Productie	Capaciteit	Consumptie		Productie	Capaciteit
Basismetaal-industrie	Ruwstaal	2023	126	206	145	Mt/j	87%	142%
Raffinaderijen	Aardolie-producten	2024	11,3	14,5	14,9	Mb/d	76%	97%
Kunstmest-industrie	Ammoniak	2021	16,7	17,7	19,3	Mt/j	87%	92%
Basischemie	–	2023	211	281	220	Mt/j	96%	133%

3.4 Mondiale ketens en marktconcentraties

De Nederlandse energie-intensieve industrie vormt een onderdeel van mondiale productieketens. Daarbij is het (o.a. in het kader van strategische autonomie) relevant om te weten hoe die ketens er uit zien en in welk deel van de keten er mogelijk hoge marktconcentraties zijn.

De maat voor marktconcentratie die we hier gebruiken is de Herfindahl-Hirschman Index (HHI): een getal tussen de 0% en 100%, dat een maat is voor de concentratie van exporterende landen van een bepaald product. Een hoge index duidt op een sterk geconcentreerde markt, waarbij een relatief klein aantal landen verantwoordelijk is voor een groot aandeel van de internationale export. Een lage waarde wijst op een meer gespreide markt, waarin veel verschillende landen een kleiner aandeel hebben.

De index wordt berekend door de marktaandelen van alle spelers in een markt te kwadrateren en vervolgens op te tellen:

$$HHI = \left(\frac{\text{exportwaarde land 1}}{\text{totale exportwaarde}}\right)^2 + \left(\frac{\text{exportwaarde land 2}}{\text{totale exportwaarde}}\right)^2 + \cdots$$

Als er bijvoorbeeld drie exporterende landen zijn, waarbij het eerste land 60% van de export in handen heeft en de andere twee landen allebei 20%, dan is de HHI gelijk aan $0{,}6^2 + 0{,}2^2 + 0{,}2^2 = 0{,}44 = 44\%$.

In de secties hieronder rapporteren we per subsector de HHI voor verschillende inputs, tussenproducten en producten, op basis van exportdata van de Verenigde Naties in 2023.[51] Dit geeft een indicatie van de marktconcentratie. We gaan er daarbij vanuit dat deze inputs en (tussen)producten onderling inwisselbaar en wereldwijd verhandelbaar zijn

[51] De data komt uit de Comtrade database (UN, 2025). We gebruiken niet de ruwe data, maar de data zoals aangeboden in de Atlas of Economic Complexity (Harvard Growth Lab, 2024). Hierin is de data opgeschoond en verwerkt, en zijn de productgroepclassificaties geharmoniseerd. De genoemde productgroepen volgen daarom het HS92 (Harmonized System editie 1992)

(commodities). De data voor een bepaald product betreft daarom de concentratie van de gehele wereldmarkt van dat product, en niet de concentratie in een bepaalde productketen of subsector waar het product wordt verwerkt of geproduceerd.

Disclaimer: de HHI is geen directe maat van strategische afhankelijkheden: zo kunnen er bij hoge marktconcentratie alsnog voldoende andere importopties zijn, of is er substitutie met een ander product mogelijk. Een lage HHI is ook geen garantie dat een importeur makkelijk kan overstappen naar een andere leverancier. Zo kan een markt divers in aanbod zijn, maar ook relatief klein. Daarnaast neemt de HHI regionale spreiding van aanbod niet mee: het is een maat voor de gehele markt, in dit geval dus de wereldmarkt. Ook is de gerapporteerde exportwaarde niet gelijk aan het productievolume, omdat prijzen per eenheid sterk kunnen verschillen tussen landen. Daarnaast bevatten de handelsstatistieken ook doorvoer, waardoor het niet precies overeenkomt met de daadwerkelijke productielocaties. Om strategische afhankelijkheden te bepalen, is het dus belangrijk om naast de HHI te kijken naar de precieze ketens, welke import- en substitutieopties er beschikbaar zijn, hoe die mogelijk veranderen in de toekomst, en welke geopolitieke risico's er zijn wat betreft de landen die dominant zijn in de export. Zo'n analyse valt buiten de scope van dit rapport.

3.4.1 Basismetaalindustrie

Tabel **5** geeft voor de staalindustrie een overzicht van een aantal producten die als primaire input worden gebruikt, intermediaire inputs die daaruit gemaakt worden, en eindproducten die daarvan worden gemaakt. Op basis vanTabel **5** kunnen we het volgende concluderen:

- De hoogste marktconcentratie zit bij de primaire inputs. Dat komt bij ijzererts vooral door het hoge aandeel van Australië (54%) en Brazilië (19%) in de export. Voor Europa zijn Canada (25%), Oekraïne (16%), Zweden (16%) en Brazilië (15%) de belangrijkste exporteurs.[52]
- De markt voor intermediaire inputs is minder geconcentreerd dan die voor primaire inputs (en vooral minder dan voor ijzererts). De markt is ook echter veel kleiner.
- De markt voor eindproducten is ook minder geconcentreerd dan die voor primaire inputs.

Tabel 5. Overzicht van de mondiale export van producten in de productieketen voor staal in 2023, op basis van Comtrade data via Harvard Growth Lab (2024).

	Product[53]	HHI	Totale exportwaarde Miljard USD
Primaire inputs	Iron ore, unagglomerated [IJzererts, niet-geagglomereerd]	42%	131,2
	Bituminous coal[54] [Steenkool]	22%	130,5
	Coke of coal, lignite, peat [Kooks van kolen, bruinkool, turf]	14%	10,0

[52] Harvard Growth Lab (2024).
[53] We geven een eigen vertaling van de productgroepen, maar geven ook de originele Engelstalige benaming omdat die overeenkomt met het HS92 (Harmonized System editie 1992).
[54] Het type kolen dat wordt gebruikt in staalproductie is *coking coal* (ook wel *metallurgical coal* genoemd), vaak een vorm van steenkool. Exportdata voor *coking coal* is niet beschikbaar, daarom rapporteren we hier de data voor steenkool.

Intermediaire inputs	Pig iron [Ruwijzer]	20%	4,7
	Worked iron/steel waste [IJzer-/staalafval]	10%	3,1
	Iron and nonalloy steel [IJzer en ongelegeerd staal]	13%	0,6
Eindproducten	Flat-rolled iron, width > 600mm, hot-rolled, not clad [Platgewalst ijzer, breedte > 600mm, warmgewalst, niet bekleed]	10%	66,8
	Flat rolled iron, width > 600mm, clad [Platgewalst ijzer, breedte > 600mm, bekleed]	12%	54,4
	Structures, iron/steel, n.e.s. [Overige ijzer-/staalconstructies]	12%	48,7
	Flat-rolled products of other alloy steel, width > 600 mm [Platgewalste producten van overig gelegeerd staal, breedte > 600 mm]	9%	33,3
	Tubes, seamless, of iron or steel [Naadloze buizen van ijzer of staal]	10%	29,5
	Other tubes, pipes and hollow profiles of iron or steel [Overig buizen, pijpen en holle profielen van ijzer of staal]	7%	26,4
	Flat-rolled iron, width > 600mm, cold-rolled, not clad [Platgewalst ijzer, breedte > 600 mm, koudgewalst, niet bekleed]	9%	14,7
	Pipes, iron/steel, welded, n.e.s. <406mm [Overige gelaste buizen van ijzer/staal < 406mm]	7%	8,0
	Flat-rolled iron, width < 600mm, not clad [Platgewalst ijzer, breedte < 600mm, onbekleed]	10%	4,9
	Flat rolled iron/non-alloy steel, coated chrom/oxides, w>.6m [Platgewalst ijzer/ongelegeerd staal, gecoat met chroom(oxide), breedte > 0.6m]	15%	1,2
	Pipes, alloy steel, welded, nes [Overige gelaste buizen van gelegeerd staal]	10%	0,7

3.4.2 Raffinaderijen

Tabel 6 geeft een beknopt overzicht voor raffinaderijen van een aantal producten die als primaire input worden gebruikt, en eindproducten die daarvan worden gemaakt. Het is geen volledig overzicht, maar slechts een indicatie. Op basis van Tabel 6 kunnen we het volgende concluderen:

- De markt voor ruwe olie is erg groot, en relatief weinig geconcentreerd. De belangrijkste exporteurs voor Europa zijn de Verenigde Staten (17%), Noorwegen (15%) en Saudi-Arabië (10%).[55]
- De markt voor vloeibaar propaan (een bestandsdeel van LPG) is sterk geconcentreerd, met Qatar (49%) en de Verenigde Staten (27%) als belangrijkste exporteurs.[56]

Tabel 6. Overzicht van de mondiale export van producten in de productieketen voor raffinage in 2023, op basis van Comtrade data via Harvard Growth Lab (2024).

[55] Harvard Growth Lab (2024).
[56] Harvard Growth Lab (2024).

	Product	HHI	Totale exportwaarde Miljard USD
Primaire inputs	Petroleum oils, crude [Ruwe olie]	8%	1137,6
Eindproducten	Propane, liquefied [Vloeibaar propaan]	32%	74,5
	Petroleum coke [Petroleumkooks]	8%	26,3
	Butanes, liquefied [Vloeibaar butaan]	12%	17,8

3.4.3 Basischemie

Tabel 7 geeft een overzicht van een aantal veelgebruikte intermediaire inputs en eindproducten die daaruit gemaakt worden in de basischemie. Op basis van Tabel 7 kunnen we het volgende concluderen:

- De markten voor de intermediaire inputs zijn veel kleiner dan die voor de eindproducten. Dit kan komen doordat de waarde van de eindproducten (op massabasis) groter is dan die van de intermediaire inputs. Daarnaast kunnen intermediaire inputs in hetzelfde land worden geproduceerd als waar ze worden verwerkt tot eindproducten, en dan worden ze dus niet tussentijds geëxporteerd. Vaak zijn intermediaire inputs ook minder makkelijk transporteerbaar over grote afstanden omdat ze gasvormig zijn, zoals etheen.
- De twee grootste markten (polymeren van etheen en propeen, zoals PE en PP) zijn ook de minst geconcentreerde. De grootste exporteurs van zowel etheen- als propeenpolymeren zijn de Verenigde Staten (21% en 11% resp.), Saudi-Arabië (8% en 9% resp.) en Zuid-Korea (8% en 11% resp.).[57]
- Omgekeerd is de kleinste markt (etheenoxide) de sterkst geconcentreerde: Duitsland (51%), Nederland (17%) en België (15%) nemen daar meer dan vier vijfde van de exportmarkt in.[58] Dat betekent niet dat er elders weinig wordt geproduceerd – zo zijn ook de Verenigde Staten en China grote producenten – maar deze productie wordt in andere landen binnen het land al verwerkt tot eindproducten, waardoor deze productie niet in de exportstatistieken komt.

Tabel 7. Overzicht van de mondiale export van producten in de productieketen voor de basischemie in 2023, op basis van Comtrade data via Harvard Growth Lab (2024).

	Product	HHI	Totale exportwaarde Miljard USD
Intermediaire inputs	Styrene [Styreen]	12%	7,5
	Ethylene [Etheen]	10%	5,4
	Toluene [Tolueen]	12%	2,9
	Acrylonitrile [Acrylonitril]	14%	1,8
	Buta-1,3-diene and isoprene [Butadieen en isopreen]	8%	1,6
	Ethylene oxide [Etheenoxide]	32%	0,4

[57] Harvard Growth Lab (2024).
[58] Harvard Growth Lab (2024).

Eindproducten	Polymers of ethylene [Etheenpolymeren]	7%	72,6
	Polymers of propylene [Propeenpolymeren]	5%	36,1
	Ethers [Ethers]	14%	16,0
	Polyethylene terephthalate [Polyetheentereftalaat (PET)]	13%	14,9
	ABS copolymers [ABS-copolymeren]	17%	5,1

3.4.4 Kunstmestindustrie

Tabel 8 geeft een overzicht van de belangrijkste primaire inputs, intermediaire inputs en eindproducten die daaruit gemaakt worden in de kunstmestindustrie. Op basis van Tabel 8 kunnen we het volgende concluderen:

- De markt voor intermediaire inputs is kleiner dan die voor eindproducten. Dat ligt er vooral aan dat deze intermediaire inputs niet worden geëxporteerd, maar binnenlands worden verwerkt tot eindproducten. Zo was China in 2019 verantwoordelijk voor 29% van de wereldwijde productie,[59] maar voor slechts 0,1% van de wereldwijde export (gestegen tot 1,7% in 2023).[60]
- De hoogste marktconcentratie zit bij eindproducten zoals ureum-ammoniumnitraat.

Tabel 8. Overzicht van de mondiale export van producten in de productieketen voor kunstmest in 2023, op basis van Comtrade data via Harvard Growth Lab (2024).

	Product	HHI	Totale exportwaarde Miljard USD
Primaire inputs	Natural gas, liquefied [Vloeibaar aardgas]	11%	177,2
	Natural gas, as gas [Aardgas]	11%	159,1
Intermediaire inputs	Ammonia [Ammoniak]	9%	6,7
	Nitric acid [Salpeterzuur]	13%	0,4
Eindproducten	Urea, > 10kg [Ureum, > 10 kg]	6%	17,8
	Ammonium nitrate, > 10kg [Ammoniumnitraat, > 10 kg]	13%	3,3
	Urea-ammonium nitrate mix, > 10kg [Ureum-ammoniumnitraatmengsels (UAN), > 10 kg]	16%	1,8

[59] IEA (2021).
[60] Harvard Growth Lab (2024).

4 Nederlandse industrievisies

4.1 Introductie

De voorgaande hoofdstukken gaven informatie over de subsectoren van de energie-intensieve industrie, verduurzamingsopties en de internationale markt waarin de huidige energie-intensieve industrie opereert. Daaruit volgt dat de subsectoren nu met name op basis van fossiele brandstoffen en grondstoffen produceren, en dat verduurzamingsopties voor klimaatneutrale productie gaan om grote aanpassingen in de productieprocessen of soms zelfs om volledig nieuwe (onderdelen van) productieprocessen. Een klimaatneutrale industrie zal er anders uitzien. Hoe dit eruitziet is nog onduidelijk. Wel zijn er verschillende visies over een klimaatneutrale industrie in de omloop. Dit hoofdstuk geeft een beknopt overzicht.

4.2 Overzicht van toekomstvisies voor de energie-intensieve industrie in Nederland

Er bestaan verschillende documenten met een toekomstvisie of -perspectief voor de Nederlandse industrie of bepaalde deelsectoren. Tabel 9 geeft een overzicht van de meest recente nationale visies en een visie voor de Rotterdamse haven. Deze tabel laat ook zien in welke mate deze visies voldoen aan de drie criteria voor toekomstvisies (die richting geven aan klimaatbeleid) uit het WKR-advies over visie:[61]

1. **Langetermijn-tijdshorizon:** een toekomstvisie schetst een beeld van de samenleving van minimaal 25 jaar vooruit, op basis van een doorkijk van tenminste 100 jaar vooruit, en maakt richtinggevende keuzes mogelijk in het hier en nu.
2. **Samenhang:** een toekomstvisie benut kansen en lost knelpunten op tussen mitigatie- en adaptatiedoelen en tussen klimaatdoelen en andere beleidsdoelen.
3. **Invoelbaarheid:** een toekomstvisie biedt duidelijkheid en maakt de voordelen en uitdagingen van een klimaatneutrale en klimaatbestendige samenleving invoelbaar.

[61] WKR (2025).

Tabel 9. Overzicht van visies op de energie-intensieve industrie en aanverwante thema's. De laatste drie kolommen gaan over de criteria voor een toekomstvisie: langetermijn-tijdshorizon, samenhang en invoelbaarheid.

	Jaar	Verantwoordelijk ministerie / organisatie	Betrokken partijen	Tijdshorizon	Genoemde samenhangende thema's	Elementen die bijdragen aan invoelbaarheid
Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie	2025	KGG en I&W	Experts, internetconsultatie	2050	Strategische autonomie, verdienvermogen	Toekomstbeeld 2050, transitiepaden met tussenstappen
Perspectief voor de chemie	2025	KGG en I&W	Onderzoekers, sectorvertegenwoordigers, ngo's	–	Groene groei, competitiviteit	–
Toekomstperspectief energie-intensieve industrie	2025	KGG	–	–	Strategische autonomie, verdienvermogen	–
Havenvisie Rotterdam 2050	2025	Havenbedrijf Rotterdam, gemeente Rotterdam, Rijksoverheid, Deltalinqs, provincie Zuid-Holland	Jongeren (omwonenden, studenten, werknemers), bedrijven, experts, overheidsinstanties, koepels, belangenorganisaties, Rotterdams burgerberaad klimaat, gemeenteraad	2050	Strategische autonomie, circulariteit, leefomgeving, natuur en milieu, klimaatadaptatie, arbeidsmarkt, veiligheid en weerbaarheid	Toekomstbeelden 2050 per thema, grafische visualisaties
Perspectief op de Nederlandse economie	2023	EZK	Medeoverheden, brancheverenigingen, bedrijven, maatschappelijke organisaties en kennisinstellingen	–[62]	Brede welvaart, innovatie	–
Visie verduurzaming basisindustrie 2050	2020	EZK	Externe belanghebbenden (beperkt)	2050	Verdienvermogen, hernieuwbare koolstof, circulariteit	Voorbeelden van vergezichten en vooruitstrevende bedrijven

[62] Het perspectief bevat wel doelen voor 2030, maar heeft geen concrete tijdshorizon.

Een verdere toelichting op de inhoud en proces per visie:

- **Perspectief voor de chemie** en **Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie (2025)**: [63] Initiatief van de minister van Klimaat en Groene Groei en de staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat, om richting te geven aan een toekomstbestendige chemie. Opgesteld na een participatietraject met onderzoekers, sectorvertegenwoordigers en ngo's.[64]
  Het perspectief geeft aan welke chemische industrie past bij de comparatieve voordelen van Nederland. Hier ziet het kabinet twee kansrijke ontwikkelingen: 'groene basischemie', op basis van biogrondstoffen, circulariteit en import van duurzame halffabrikaten; en 'geavanceerde chemie', die past bij specifieke regionale vraag van onder andere high tech, farmacie, voedingsmiddelenindustrie en defensie.
  De visie op duurzame koolstof gaat verder in op de grondstoffentransitie binnen de chemie. Deze uitwerking is tot stand gekomen na advies van een expertteam.[65] Ook is er een internetconsultatie geweest, waarbij driekwart van de reacties uit het bedrijfsleven kwam.[66] In de visie worden drie hoofdroutes onderscheiden: 1) directe vervanging van fossiele koolstof door duurzame koolstof, 2) alternatieve duurzame productieroutes naar bestaande chemische producten, 3) nieuwe duurzame chemische routes.
- **Toekomstperspectief energie-intensieve industrie (2025):** [67] De aanleiding voor het opstellen van dit perspectief door de minister van Klimaat en Groene Groei was de discrepantie tussen de noodzaak tot verduurzaming van de energie-intensieve industrie, en de daadwerkelijke realisatie ervan. Het perspectief schetst de mogelijkheid om gebruik te maken van de sterktes van de Nederlandse economie, zoals schaalgrootte, efficiëntie, goede logistiek en infrastructuur, en toegang tot CO_2-opslagcapaciteit. Ook wordt het belang van transitiepaden benoemd, die moeten beschrijven welke productie in Nederland blijft en hoe die kan worden verduurzaamd. Deze transitiepaden worden echter niet uitgewerkt. Wel wordt genoemd dat in de toekomst import van duurzame halffabrikaten naar verwachting een deel van de binnenlandse productie zal vervangen. Er is bij het opstellen van het perspectief niet met externe belanghebbenden gesproken.[68]
- **Havenvisie Rotterdam 2050 (2025):** [69] Initiatief van Havenbedrijf Rotterdam en de gemeente Rotterdam, in samenwerking met de Rijksoverheid (ministeries van Infrastructuur & Waterstaat, Economische Zaken, Klimaat en Groene Groei, en Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening), Deltalinqs (de ondernemersvereniging van de Rotterdamse haven) en de provincie Zuid-Holland. Update van een eerdere visie uit 2019.[70] Zet de ambities voor de haven in 2050 uiteen in verschillende thema's (logistiek, industrie, leefomgeving, natuur en milieu, arbeidsmarkt en weerbaarheid). Wat betreft industrie schetst de visie een toekomst

[63] Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025c); Rijksoverheid (2025).
[64] Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025a)
[65] Zie Akerboom et al. (2025).
[66] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025).
[67] Minister van Klimaat en Groene Groei (2025b).
[68] Externe belanghebbenden worden in ieder geval niet genoemd in de kamerbrief of de beslisnota (Minister van Klimaat en Groene Groei, 2025b; Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b).
[69] Port of Rotterdam et al. (2025).
[70] Zie Port of Rotterdam et al. (2019).

voor bioraffinage, productie van hernieuwbare brandstoffen, duurzame basischemie (op basis van o.a. bionafta, groene waterstof, groene methanol en pyrolyse-olie), chemische recycling en recycling van kritieke materialen.
Bedrijven, experts, koepels, overheidsinstanties en belangenbehartigers werden betrokken bij de totstandkoming van de visie. Ook zijn er interactieve sessies georganiseerd met jongeren (omwonenden, studenten en werknemers uit de maritieme sector), en is er gesproken met deelnemers van een eerder Rotterdams burgerberaad over klimaat.[71] Daarnaast heeft de gemeenteraad van Rotterdam input geleverd en is de raad gevraagd om de definitieve visie vast te stellen.[72]

- **Perspectief op de Nederlandse economie: Innovatief, duurzaam, sterk en welvarend (2023):**[73] Aanleiding voor het opstellen van dit perspectief door de minister van Economische Zaken en Klimaat was de constatering dat het concurrentievermogen van de Nederlandse economie onder druk staat, en dat de economie tegen de grenzen van beschikbare energie, grondstoffen, arbeid, natuur en ruimte oploopt. Het perspectief formuleert vier pijlers voor de economie van de toekomst, gericht op het maximaliseren van brede welvaart: 1) innovatief, 2) duurzaam, 3) sterk Nederland in een weerbaar Europa, 4) de samenleving profiteert. Voor het perspectief zijn medeoverheden, brancheverenigingen, bedrijven, maatschappelijke organisaties en kennisinstellingen geconsulteerd.[74]
- **Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons (2020):**[75] Aanleiding voor het opstellen van deze visie door de minister van Economische Zaken en Klimaat was de vraag uit de Tweede Kamer wat het Klimaatakkoord (2019) zou betekenen voor de industrie.[76] De visie beoogt de Nederlandse basisindustrie tegen 2050 te transformeren tot een volledig klimaatneutrale en circulaire sector, waarbij Nederland de ambitie heeft om de belangrijkste Europese vestigingsplaats te worden voor duurzame basisindustrie. De visie is intern gemaakt met beperkte betrokkenheid van externe belanghebbenden.

[71] Labyrinth Onderzoek & Advies (2025); Gemeente Rotterdam (2025).
[72] Gemeente Rotterdam (2025).
[73] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023b).
[74] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023a).
[75] Minister van Economische Zaken en Klimaat (2020).
[76] Zie WKR (2025).

5 Energieprijzen

5.1 Introductie

De prijs van energie is relevant voor de energie-intensieve industrie, omdat de prijs van energie van invloed is op de mate waarin de industrie concurrerend kan produceren. Voor de discussie rondom de toekomst van de energie-intensieve industrie is het daarom relevant om inzicht te krijgen in verwachte toekomstige prijzen van duurzame energie. De beschikbaarheid van goedkope duurzame energie is voor een klimaatneutrale toekomst een belangrijke vestigingsfactor voor energie-intensieve industrie.

We vergelijken daarom in dit hoofdstuk scenario's voor de ontwikkeling van de prijzen voor duurzame energie, met een focus op groene elektriciteit en groene waterstof. Om prijzen te kunnen vergelijken geven we eerst een toelichting in de opbouw van energieprijzen en bijbehorende terminologie (5.2). Dit wordt gevolgd door gegevens over de huidige situatie in Nederland en in Europa, aan de hand van verschillende bronnen (5.3), en inschattingen van toekomstige duurzame energieprijzen (5.4).

5.2 Opbouw energieprijzen

Voor de bespreking van huidige en toekomstige energieprijzen is het relevant om onderscheid te maken tussen *kosten* en *prijzen*. De kosten zijn alle kosten die gemaakt worden om energie (bijvoorbeeld elektriciteit of waterstof) te produceren en te transporteren naar gebruikers. De prijzen bepalen wat gebruikers betalen voor energie.[77]

De kosten zijn opgebouwd uit:

- **Opwekkosten:** Combinatie van de benodigde kapitaalinvesteringen voor installaties (CAPEX) inclusief financieringskosten (ook wel 'kapitaalkosten'), en de operationele uitgaven voor energetische input (brandstof bij centrales of elektriciteit bij elektrolysers), onderhoud en zaken zoals personeelskosten (OPEX).
- Bij de financieringskosten, de kosten die een bedrijf moet maken om aan financiering te komen, gaat het onder andere om de rente die op leningen wordt betaald. Het gemiddelde van deze kosten wordt de *weighted average cost of capital* (WACC) genoemd.
- **Transportkosten**: Combinatie van:
  - **Netwerkkosten:** De benodigde investeringen voor netuitbreiding en de kosten voor onderhoud van de bestaande netten (zowel voor elektriciteit, aardgas als voor waterstof).
  - **Onbalanskosten:** De kosten voor het afstemmen van de vraag en aanbod in de tijd. Voor elektriciteit gaat het dan om vraagrespons (afnemers die hun vraag aanpassen aan het aanbod), de kosten voor het stabiel houden van de netfrequentie, en (richting

[77] We rapporteren de prijzen voor verschillende energievormen zo veel mogelijk in €$_{2024}$/MWh, dus in constante prijzen (gecorrigeerd voor inflatie) en uitgedrukt in euro en per MWh. Inflatiecorrectie is uitgevoerd op basis van BLS (2025) en Eurostat (2025b). Omrekenen van valuta is gedaan op basis van ECB (2025) (1 €$_{2024}$ = 1,0824 $_{2024}$). Voor de energetische dichtheid van aardgas hebben we de calorische bovenwaarde van Groninger gas genomen (35,17 MJ/m^3) (CBS, 2025a).

de toekomst) om batterijen of om omzetting in waterstof die later in een centrale weer kan worden omgezet naar elektriciteit. Voor andere energiedragers gaat het om de kosten voor fysieke opslag, bijvoorbeeld van aardgas in de gasbergingen of waterstof in zoutcavernes.

- **Overige transport- en conversiekosten:** Bijvoorbeeld het transport van waterstof(dragers) per schip of pijpleiding, en de eventueel bijkomende kosten voor (re)conversie.

De prijzen worden bepaald door:

- **Leveringsprijs (**ook wel: marktprijs): De prijs die op de markt wordt overeengekomen voor de levering van een bepaalde hoeveelheid energie op een bepaald moment. Dat kunnen groothandelsprijzen zijn *(wholesale price)* op de lange-termijnmarkten en de spotmarkten, maar ook prijzen die worden vastgelegd in contracten tussen producenten en afnemers. Ten opzichte van de opwekkosten zitten er in de marktprijzen ook winstmarges, die weer afhangen van de marktomstandigheden (hoeveel vraag en aanbod er is) en van onder andere de contractduur en financiële risico's (of een afnemer in de toekomst wel kan betalen).
- **Nettarieven:** De prijs die door de netbeheerders (van elektriciteit, aardgas en waterstof) worden berekend aan de verbruikers, om zo de netwerkkosten te kunnen betalen. Vaak wordt deze prijs opgesplitst in een capaciteitstarief dat wordt betaald naar rato van de grootte van de aansluiting (ongeacht in welke mate deze aansluiting gebruikt wordt), en het transporttarief dat afhankelijk is van het verbruik. Daarnaast kunnen ook nog andere kosten worden doorberekend, zoals vaste kosten (vastrecht), een aansluittarief en een meettarief.
- **Belastingen en accijnzen:** Heffingen, waarvan een deel wordt betaald door de gebruiker, zoals de energiebelasting, en een deel door de energieproducent, bijvoorbeeld de CO_2-prijs als gevolg van het EU ETS. De producent rekent dit door in de marktprijs.
- **Subsidies, kortingen en vrijstellingen:** Hier kunnen diverse regelingen onder vallen die de prijs voor de afnemer verlagen, waaronder de Indirecte kostencompensatie ETS (IKC-ETS), (gedeeltelijke) vrijstellingen voor nettarieven of een verlaagde elektriciteitsprijs voor industriële basislastgebruikers.[78] Ook kunnen subsidies voor producenten (zoals de SDE++) indirect doorwerken in marktprijzen.

Dit verschil tussen kosten en prijzen is relevant, omdat discussies over de concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie vaak gaan over de *prijzen* die de industrie nu betaalt. Voor discussies over de toekomst van de energie-intensieve industrie zijn de verwachte toekomstige *kosten* echter relevanter, omdat dat meer zegt over de vestigingsfactoren van een land. Welke prijs verschillende typen afnemers vervolgens betalen, is afhankelijk van politieke keuzes, en die liggen nog niet vast voor de toekomst. Deze keuzes betreffen onder andere de marktordening, de mate waarin en de manier waarop netwerkkosten worden doorberekend in de nettarieven, en de belastingen en subsidies die (direct en indirect) worden geheven.

---

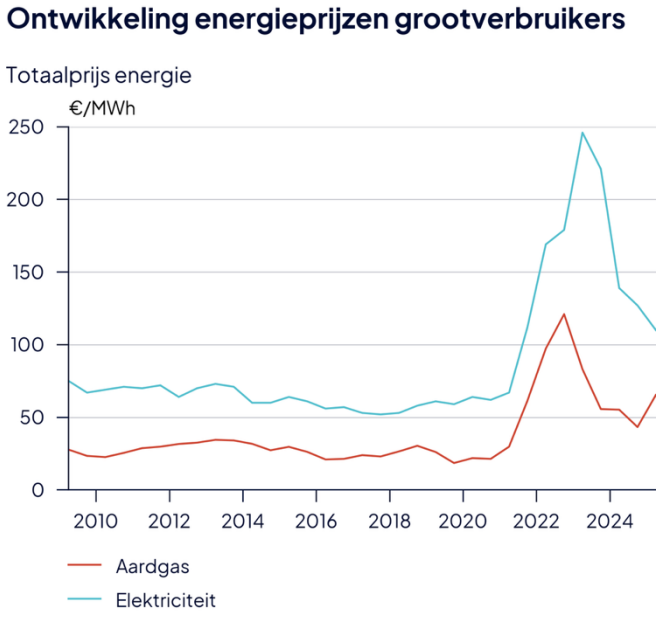
[78] Een basislastgebruiker *(base load user)* is een afnemer met een elektriciteitsvraag die vrijwel constant is door de tijd heen. Dit betreft vaak industriële installaties die altijd aan staan.

5.3 Huidige situatie

5.3.1 Nederland (huidige situatie)

In Figuur 10 staan de prijzen voor elektriciteit en aardgas in Nederland voor grootverbruikers. Na een lange periode waarin de prijzen relatief stabiel waren, zijn de prijzen na de Russische inval in Oekraïne in 2022 sterk gestegen. De elektriciteitsprijzen zijn in twee jaar tijd (eerste helft van 2021 – eerste helft van 2023) met 267% gestegen. De elektriciteitsprijs wordt beïnvloed door de gasprijs. De gasprijzen zijn in twee jaar tijd (tweede helft van 2020 – tweede helft van 2022) met 466% gestegen. Na de piek zijn de prijzen wel weer gedaald, maar nog altijd ligt het prijsniveau 140% (aardgas) en 75% (elektriciteit) hoger in eerste helft 2025 ten opzichte van het gemiddelde van 2010–2019. Na het stopzetten van de aardgasproductie uit het Groningen-veld en van de import van Russisch gas via een pijplijn, is Nederland voor een belangrijk deel overgeschakeld op het duurdere vloeibare aardgas.[79]

Het aandeel van de netwerkprijs in de totale prijs van elektriciteit lag altijd rond de 5–10% (gemiddeld 6,8% in 2010–2019), maar is dit jaar gestegen naar 20,9%. Dat komt door de sterke stijging van netwerkprijzen in de afgelopen drie jaar. Voor aardgas lag het aandeel rond de 1–2% (gemiddeld 1,3% in 2010–2019), maar is het juist iets gedaald naar 0,8% omdat de leveringsprijzen van aardgas veel sterker zijn gestegen dan de netwerkprijzen.



Figuur 10. Prijzen voor grootverbruikers, dat zijn de afnemers met een jaarverbruik van meer dan 28.433.324 m³ (=277.778 MWh) aardgas of meer dan 150.000 MWh elektriciteit. De totaalprijs bevat zowel de leveringsprijs als de netwerkprijs, inclusief belastingen. Halfjaarlijkse data op basis van CBS (2025a). Data voor tweede helft 2024 en eerste helft 2025 zijn voorlopig.

[79] CIEP (2025).

5.3.2 Europa (huidige situatie)

Elektriciteitsprijzen met kortingen voor grootverbruikers in omringende landen (E-Bridge (2025)

In Figuur 11 staat een overzicht van de elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers in Nederland en de ons omringende landen.[80] De elektriciteitsprijzen (incl. netwerkkosten, belastingen en kortingen) voor Nederlandse industriële grootverbruikers zijn vergelijkbaar met die in Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. In Duitsland en België zijn de prijzen lager en in Frankrijk veel lager.

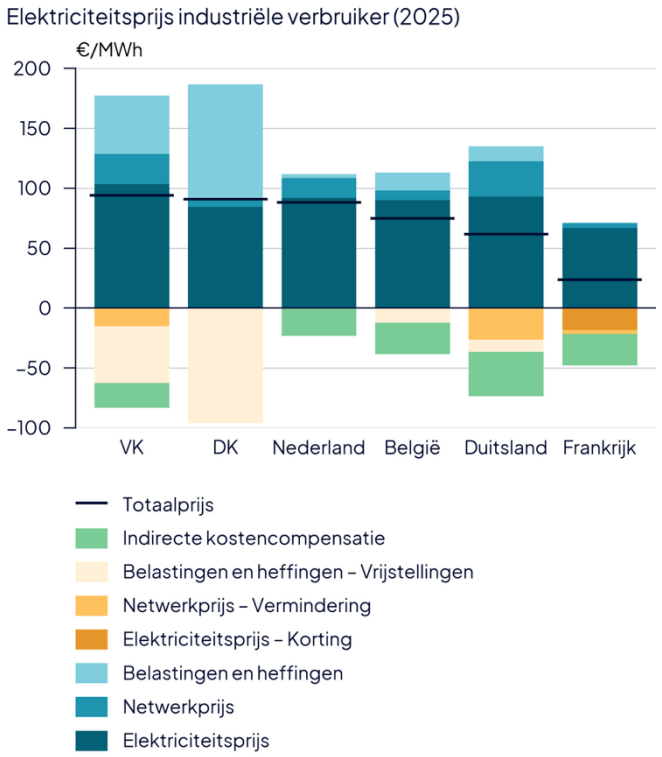
De elektriciteitsprijzen zijn opgebouwd uit een leveringsprijs, nettarieven, belastingen en kortingen. Deze onderdelen van de elektriciteitsprijs verschillen tussen de landen. De leveringsprijzen ontlopen elkaar niet veel, alleen in Frankrijk zijn ze lager door het grote aandeel elektriciteit dat door oude kerncentrales wordt opgewekt. Nederland kent relatief lage belastingen voor grootverbruikers. Andere landen hebben hogere belastingen, maar geven ook hoge kortingen. Nederland kent relatief hoge nettarieven en biedt in tegenstelling tot andere landen geen kortingen (meer) daarop.[81] De meeste landen (inclusief Nederland) geven hun industrie een indirecte kostencompensatie (IKC) voor het aandeel van de ETS-kosten in de elektriciteitsprijs, maar de hoogte van de IKC varieert (tussen de €23/MWh in Nederland en €37/MWh in Duitsland).

Een belangrijke oorzaak voor de hoge netwerkkosten in Nederland heeft betrekking op de toenemende investeringen in het elektriciteitsnet, met in het bijzonder de dure aansluiting van windparken op zee. In de huidige netinvesteringen van TenneT nemen de netten op zee ongeveer twee vijfde in, maar dit stijgt vanaf 2031 naar verwachting naar meer dan de helft.[82] Het verlagen of compenseren van de netwerkkosten voor industriële grootverbruikers betekent dat die stijgende kosten moeten worden opgebracht door andere elektriciteitsgebruikers (huishoudens) of met belastingopbrengsten.[83]

---

[80] Op basis van E-Bridge (2025).
[81] De kortingen op nettarieven moeten passen binnen de juridische kaders, waaronder Europese wetgeving over staatssteun. Van 2014 tot 2023 was er in Nederland de volumecorrectieregeling die grootverbruikers een korting gaf op de nettarieven voor elektriciteit. Deze regeling werd geschrapt nadat de ACM concludeerde dat deze regeling niet in lijn was met Europese wetgeving die voorschrijft dat tarieven moeten worden gebaseerd op daadwerkelijke kosten (ACM, 2023). In Duitsland loopt momenteel een discussie over een mogelijke nieuwe kortingsregeling, nadat de Duitse toezichthouder concludeerde dat de regeling in huidige vorm niet past binnen de Europese kaders voor staatssteun (Hofmann & Stratmann, 2026).
[82] Aurora Energy Research (2024).
[83] ACM (2024).

Vergelijking elektriciteitsprijzen industriële verbruikers



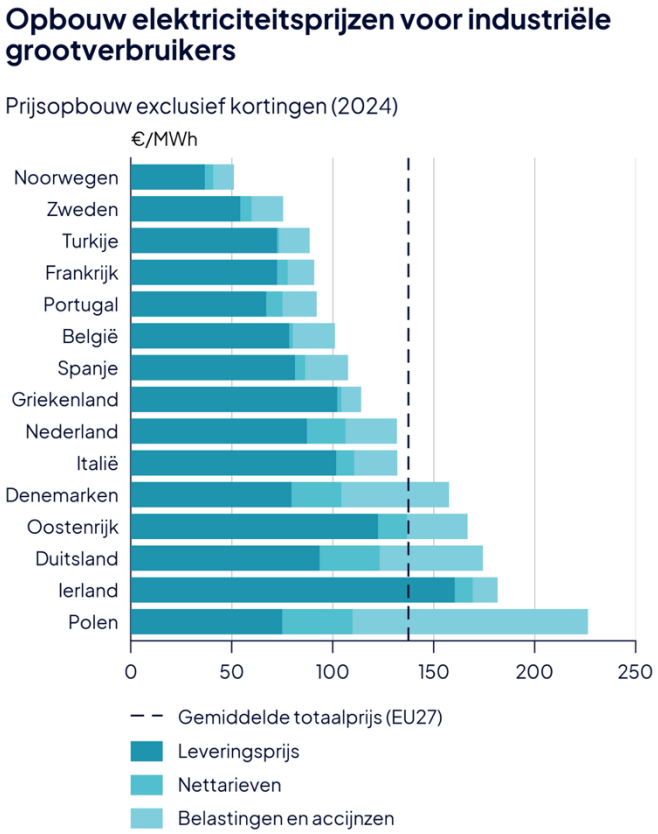
Figuur 11. VK = Verenigd Koninkrijk, DK = Denemarken. Data op basis van E-Bridge (2025). De prijzen zijn vergeleken voor een industriële verbruiker met een jaarverbruik van 1,000,000 MWh en een vrijwel basislastgebruik (8000 vollasturen) met een directe aansluiting op het hoogspanningsnet van 125 MW. Voor België gaat het om de kosten in Vlaanderen, voor Denemarken voor de kosten in het westen van Denemarken (biedzone DK1).

Elektriciteitsprijzen lidstaten zonder kortingen

Figuur 12 toont de elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers zonder kortingen op basis van Eurostat-data. Een vergelijking van deze figuur met Figuur 11 illustreert de complexiteit van het vergelijken van stroomprijzen tussen landen. Het onderscheid tussen een laag belastingtarief voor grootgebruiker en een belastingkorting is niet altijd duidelijk. Zo kent Nederland in de data in Figuur 11 een zeer lage belasting, maar in Figuur 12 is die een stuk hoger. Dat kan ook komen omdat er net een andere groep grootverbruikers is gebruikt (door E-Bridge > 1 miljoen MWh/jaar en Eurostat > 150.000 MWh/jaar). Een ander voorbeeld zijn de netkosten in Denemarken: die zijn er vrijwel niet in Figuur 11, maar zijn aanzienlijk in Figuur 12.

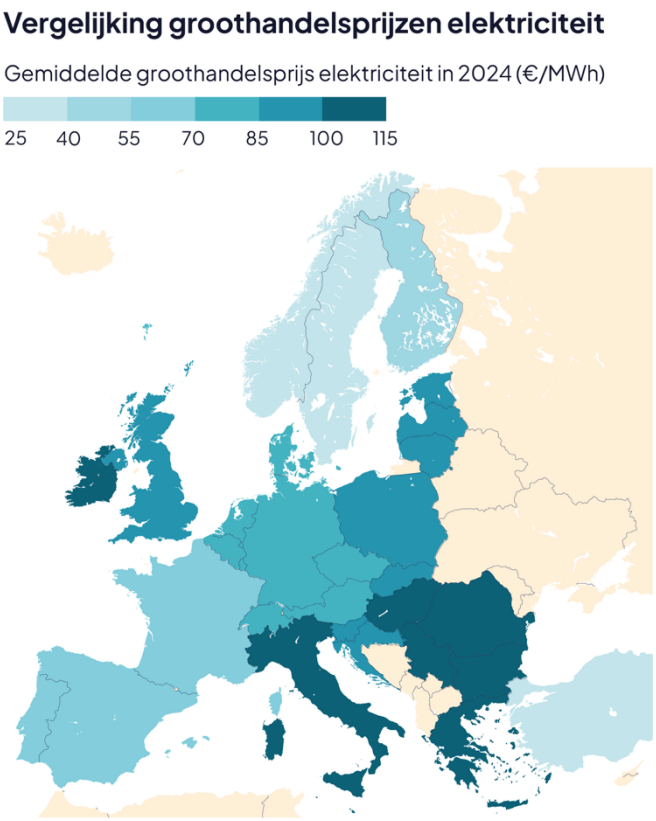
Binnen de EU heeft Nederland vrij gemiddelde opwekprijzen, maar relatief hoge netwerkprijzen (zie Figuur 12). De totaalprijs komt daarmee net onder het gemiddelde uit. Er is een duidelijke regionale spreiding te zien in de opwekprijzen (zie Figuur 13). Landen met lage elektriciteitsprijzen hebben goedkope waterkrachtcentrales (zoals Zweden en Noorwegen), veel al lang draaiende kerncentrales (Frankrijk, Zweden, België) of veel

goedkope zonnestroom (Spanje, Portugal).[84] In veel van de landen met gemiddelde of hogere prijzen wordt veel gebruikt gemaakt van kolen en gas. Daarnaast zorgt de beperkte interconnectie (elektriciteitsverbindingen tussen landen) voor relatief hoge prijzen in Centraal- en Oost-Europa.[85]



Figuur 12. Elektriciteitsprijzen voor industriële grootverbruikers (meer dan 150.000 MWh per jaar). Belastingen omvatten ook BTW. Prijzen zijn exclusief kortingen op elektriciteitsprijzen en nettarieven, de totaalprijzen komen daarom niet precies overeen met Figuur 11. Selectie van relevante landen aan de hand van de beschikbare data, op basis van Eurostat (2025a).

[84] ACER (2025); European Commission (2025).
[85] European Commission (2025).



Figuur 13. Overzicht van de geografische spreiding van groothandelsprijzen (dus de leveringsprijzen voor afnemers die op de groothandelsmarkt hun energie inkopen). Bron: European Commission (2025).

5.3.3 Mondiaal (huidige situatie)

De energieprijzen (zowel van aardgas als elektriciteit) zijn de afgelopen jaren sterk gestegen in de EU ten opzichte van de rest van de wereld. De EU had al relatief hoge stroomprijzen en zat qua aardgasprijzen tussen China en de VS in, maar heeft nu zowel fors hogere stroomprijzen (eind 2023 345% hoger dan de VS) als hogere aardgasprijzen (eind 2023 158% hoger dan de VS).[86] Dit illustreert dat de elektriciteitsprijs in Europa nog sterk afhankelijk is van de gasprijs, alhoewel deze afhankelijkheid kleiner wordt door het groeiende aandeel van duurzame opwek.[87] De invloed van klimaatbeleid is daarbij vergeleken beperkt. Elektriciteitsprijzen voor industriële grootverbruikers liggen doorgaans wel lager dan de groothandelsprijzen: in 2024 was dat rond de €100/MWh in de EU versus rond de €45/MWh in de VS en rond de €65/MWh in China.[88]

De huidige kosten voor duurzame opwek zijn in EU vergeleken met het wereldgemiddelde: vergelijkbaar voor wind op zee en bio-energie, duurder voor zon-PV en wind op land, goedkoper voor waterkracht (zie Tabel 10). Dit komt onder andere door de relatief hoge capaciteitsfactor voor wind op zee en lage capaciteitsfactor voor zon in de EU, en

[86] TNO (2025).
[87] European Commission (2025).
[88] IEA (2025a).

daarnaast doorgaans hogere technologiekosten (met uitzondering voor waterkracht en bio-energie).

Tabel 10. Kosten voor duurzame elektriciteit in 2024, op basis van IRENA (2025). Het gaat om de *levelised cost of electricity* (LCOE), hierin zitten zowel de CAPEX en OPEX, waarbij rekening is gehouden met de geografische verschillen in o.a. technologiekosten en capaciteitsfactoren (bijvoorbeeld door andere weerspatronen). Het is exclusief transportkosten.

	LCOE (€$_{2024}$/MWh)	
	Wereld	EU
Wind op land	31	48
Zon-PV	40	55
Waterkracht	53	41
Wind op zee	73	74
Bio-energie	80	77

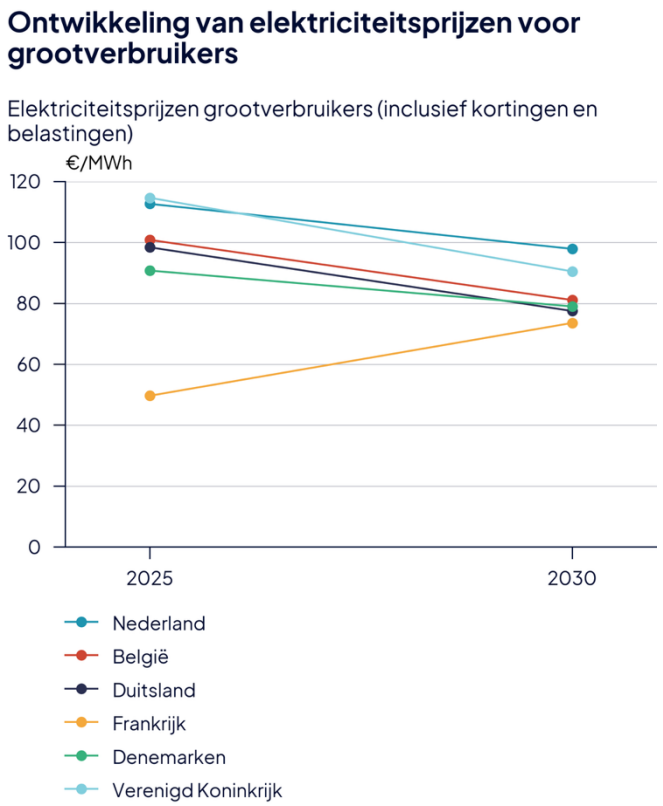
5.4 Scenario's voor energieprijzen 2030-2050

5.4.1 Europa

E-Bridge: Ontwikkeling elektriciteitsprijzen 2030

Uit onderzoek van E-Bridge volgt de verwachting dat de elektriciteitsprijzen in Nederland en de ons omringende landen convergeren richting 2030, maar dat de prijzen in Nederland relatief hoog blijven (zie Figuur 14).[89] De convergentie is verwacht omdat de groothandelsprijzen dalen voor alle landen behalve Frankrijk, daar stijgt de groothandelsprijs juist.[90] De daling is in Nederland minder dan elders, omdat de netwerktarieven naar verwachting relatief sterk stijgen (met 26% t.o.v. 2025 volgens E-Bridge (2025) en zelfs met 63% t.o.v. 2024 volgens Aurora Energy Research (2024)) terwijl die in andere landen slechts licht stijgen of zelfs iets dalen. De groeiende kosten voor het net op zee zijn hier een belangrijk oorzaak van.[91]

[89] E-Bridge (2025).
[90] Dit is op basis van de huidige prijzen van *futures* voor 2030.
[91] Aurora Energy Research (2024).



Figuur 14. Op basis van E-Bridge (2025), met dezelfde aannames voor de grootverbruiker als in Figuur 11. Verwachtingen gaan uit van behoud van IKC-ETS op iets lager niveau dan nu (€20/MWh in Nederland).

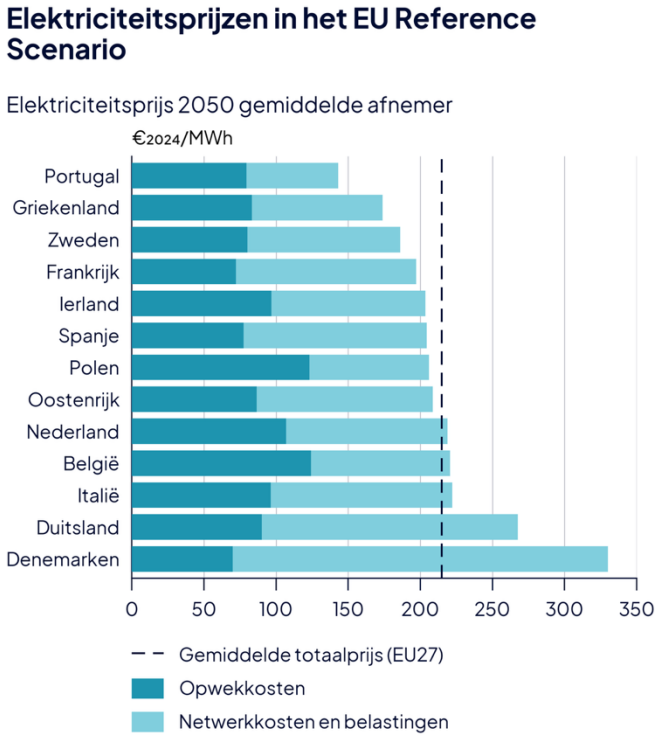
EU Reference Scenario 2020: Ontwikkeling Europees energiesysteem 2050

Het EU Reference Scenario 2020 (European Commission, 2021) is een referentiescenario voor de ontwikkeling van het Europese energiesysteem. Het rapporteert elektriciteitsprijzen (inclusief netwerkkosten en belastingen) in 2050 per lidstaat, berekend met het energiemodel PRIMES. Zie Figuur 15:

- Nederland heeft in 2050 naar verwachting vergelijkbare elektriciteitsprijzen voor eindgebruikers ten opzichte van het EU-gemiddelde (€219/MWh versus €215/MWh gemiddeld). De opwekprijs ligt dan iets boven het EU-gemiddelde (€107/MWh versus €92/MWh gemiddeld). De netwerkprijs voor Nederland ligt daarmee onder het EU-gemiddelde, wat opvallend is aangezien Nederland nu relatief hoge netwerkkosten heeft, en deze ook in de toekomst naar verwachting verder zullen stijgen.[92]
- Er is een geografische spreiding te zien: Zuidoost-Europa en Portugal hebben relatief lage prijzen, Duitsland en Denemarken relatief hoog.
- Voor Denemarken is dit in lijn met Blom (2024), daar heeft Denemarken (ook) relatief lage opwekprijzen. De totale prijs voor Denemarken wordt in het EU Reference Scenario echter gedomineerd door de netwerkkosten en belastingen.

[92] PwC (2024a).

- Voor Duitsland loopt het beeld uiteen: het EU Reference Scenario schat de opwekprijzen lager in dan voor Nederland, maar dan NL in, maar AFRY (2025) juist weer hoger (in 2040).



Figuur 15. Elektriciteitsprijzen in 2050 op basis van het EU Reference Scenario 2020 (European Commission, 2021).

Als referentiescenario kan dit een nuttige basis zijn voor energieprijsverwachtingen, maar het gebruik van deze studie kent een aantal beperkingen:

- De studie is relatief oud, en neemt daarom alleen het beleid mee van het einde van 2019. Dat is dus wel na het Parijsakkoord en de Europese Green Deal, met EU-beleid zoals het EU ETS, REDII, en regulering voor F-gassen. Maar het neemt niet de latere revisies en updates daarvan mee (zoals REDIII, ETS 2 en de aangescherpte werking van het EU ETS). Daarnaast neemt het ook niet het 2030-doel (–55% broeikasgasuitstoot), het 'Fit for 55'-pakket en de Europese Klimaatwet (met klimaatneutraliteit in 2050) mee.
- Ook (recent) nationaal beleid is niet meegenomen. Zo komt Nederland in 2050 uit op 13,2 GW aan geïnstalleerde capaciteit aan wind op zee, terwijl de huidige ambitie is om in te zetten op 30–40 GW in 2040.[93]
- Het scenario leidt niet tot klimaatneutraliteit in 2050. Het aandeel van fossiele brandstoffen in de elektriciteitsproductie daalt wel (van 34,6% in 2020 naar 13,9% in 2050), maar er blijft alsnog een uitstoot over van 1895 $MtCO_2e$ in 2050 (excl. LULUCF en bunkers). Dat is ongeveer –60% ten opzichte van 1990.

[93] Minister van Klimaat en Groene Groei (2025a).

- De recente impact assessment voor het Europese 2040-doel gaat wel uit van een veel verder verduurzaamd energiesysteem en klimaatneutraliteit in 2050.[94] Dat leidt gemiddeld tot ongeveer vergelijkbare prijzen in 2050: €89/MWh aan opwekkosten, en prijzen voor de industrie rond de €135/MWh. In deze studie worden echter niet de prijzen per lidstaat gerapporteerd, deze verhoudingen kunnen dus anders liggen.
- Er is een sterke invloed van belastingen, zo'n kwart van de prijs voor huishoudens. Ook is er prijsdifferentiatie per sector, zo ligt gemiddeld prijs in het model (veel) lager voor industrie (rond de €130/MWh) dan voor huishoudens (rond de €210/MWh). Hoe deze verdeling uitpakt is sterk afhankelijk van het beleid van de lidstaten.

5.4.2 Mondiaal

Er zijn maar weinig studies beschikbaar die voor de gehele wereld de toekomstige kosten modelleren voor (basislast) elektriciteit en waterstof in een volledig hernieuwbaar energiesysteem. We nemen daarom één van die studies (Fasihi & Breyer, 2020) als uitgangspunt voor de bespreking van verwachte geografische verschillen in kosten voor groene energie, en vullen deze aan met studies die andere aannames doen of dieper ingaan op een deel van de keten. Omdat de studies zo verschillend zijn in methodologie en aannames, is het moeilijk om de gemodelleerde prijzen tussen de studies te vergelijken. We kijken daarom vooral naar geografische verschillen binnen studies, en vergelijken deze bevindingen tussen de studies onderling.

Fasihi en Breyer (2020): Duurzame basislast elektriciteit en waterstof

Fasihi en Breyer (2020) modelleren de kosten voor basislast elektriciteit en waterstof, dus waarbij altijd dezelfde hoeveelheid energie beschikbaar is (capaciteitsfactor van 100%). Ze nemen daarbij een combinatie van zon-PV en wind op land om elektriciteit op te wekken, en elektrolysers om waterstof te produceren op basis van elektriciteit. Balans tussen vraag en aanbod wordt geleverd door batterijen, opslag van waterstof in zoutcavernes, en waterstofcentrales om waterstof weer om te zetten in elektriciteit.[95] Elektriciteit en waterstof worden volledig lokaal opgewerkt, dus op de plaats van de energievraag.[96]

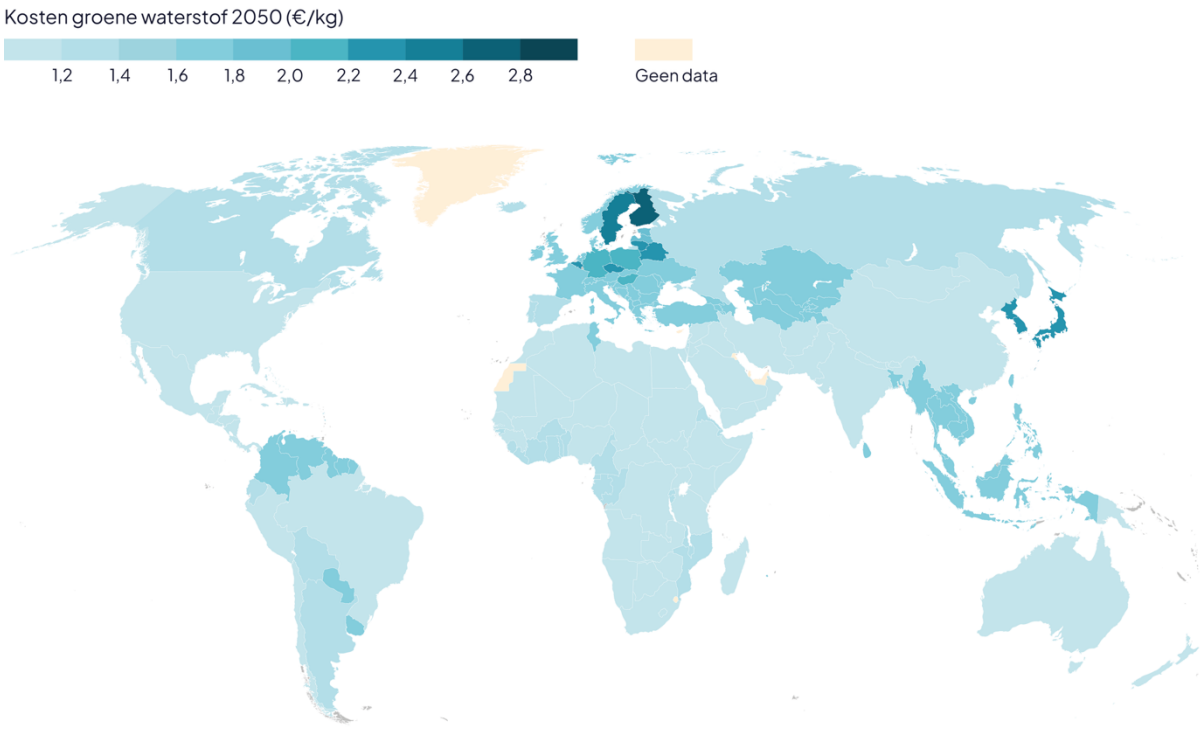
Om de kosten te modelleren gebruiken Fasihi en Breyer (2020) een kostenoptimalisatiemodel dat op basis van inputwaardes (kosten voor verschillende onderdelen, weerspatronen, aannames over opwek) de goedkoopste configuratie bepaalt om het hele jaar door basislast elektriciteit en waterstof te genereren. De resultaten voor waterstof in 2050 zijn gevisualiseerd in Figuur 16. Op basis van de studie trekken we de volgende conclusies:

---

[94] European Commission (2024).
[95] Deze inzet van waterstof als 'opslag' van elektriciteit wordt ook wel *power-to-hydrogen-to-power* genoemd.
[96] We bespreken hier het scenario 'Onsite' van Fasihi en Breyer (2020). Ze presenteren daarnaast ook nog het scenario 'Coastal' waarbij de elektriciteit via hoogspanningskabels naar afnemers aan de kust wordt getransporteerd. Dat is vooral interessant als afname voornamelijk aan de kust plaatsvindt. In Nederland is de toekomst waarschijnlijk juist deels omgekeerd: bij de kust komt dan veel elektriciteit en waterstof aan land, geproduceerd met wind op zee, die vervolgens deels het land in wordt getransporteerd.

- In 2050 is goedkope elektriciteit (LCOE onder de €40/MWh) haalbaar in grote delen van Afrika, het Midden-Oosten, Centraal-Azië, Australië, het zuiden van de Verenigde Staten, Mexico en Centraal- en Zuid-Amerika.
- Europa heeft relatief hoge energieprijzen. Binnen Europa hebben de landen aan de Middellandse Zee (met name Spanje en Portugal) de laagste prijzen, door de relatief goedkope zonne-energie. Landen aan de Noordzee en Atlantische Oceaan (met name IJsland, Ierland, Verenigd Koninkrijk en Denemarken, in mindere mate Nederland en Frankrijk) scoren nog relatief goed dankzij goedkopere windenergie. Vooral in Centraal- en Oost-Europese landen en in Scandinavië (Zweden en Finland) komen de energieprijzen hoog uit.
- De studie rapporteert ook de kostenrange voor de goedkoopste 5000 TWh aan elektriciteit per regio.[97] De kosten in Europa liggen in 2050 dan tussen de €41–47/MWh, vergeleken met €31–33/MWh in de goedkoopste regio's (Midden-Oosten, Sub-Sahara-Afrika en Zuid-Amerika).

Geschatte kosten groene waterstof 2050 (Fasihi & Breyer, 2020)



Figuur 16. Bron: PwC (2024b) op basis van Fasihi en Breyer (2020).

De studie kent ook een aantal beperkingen:

- Het modelleert alleen zon-PV en wind op land, en houdt dus geen rekening met andere CO2-arme bronnen zoals wind op zee, waterkracht, biomassa en kernenergie. Ook andere opslagmogelijkheden zoals pompwaterkracht (pumped hydro) zitten niet

[97] Ter vergelijking: in 2024 was het finaal energetisch verbruik van de industrie in de Europese Unie 2501 TWh (waarvan 833 TWh aan elektriciteit), dus 5000 TWh zou het huidige verbruik ruim dekken (Eurostat, 2025d).

in het model.
Dit kan ook deels een verklaring zijn voor de hoge gemodelleerde energieprijzen in Europa: juist waterkracht en wind op zee hebben in (Noordwest-)Europa relatief veel potentie.

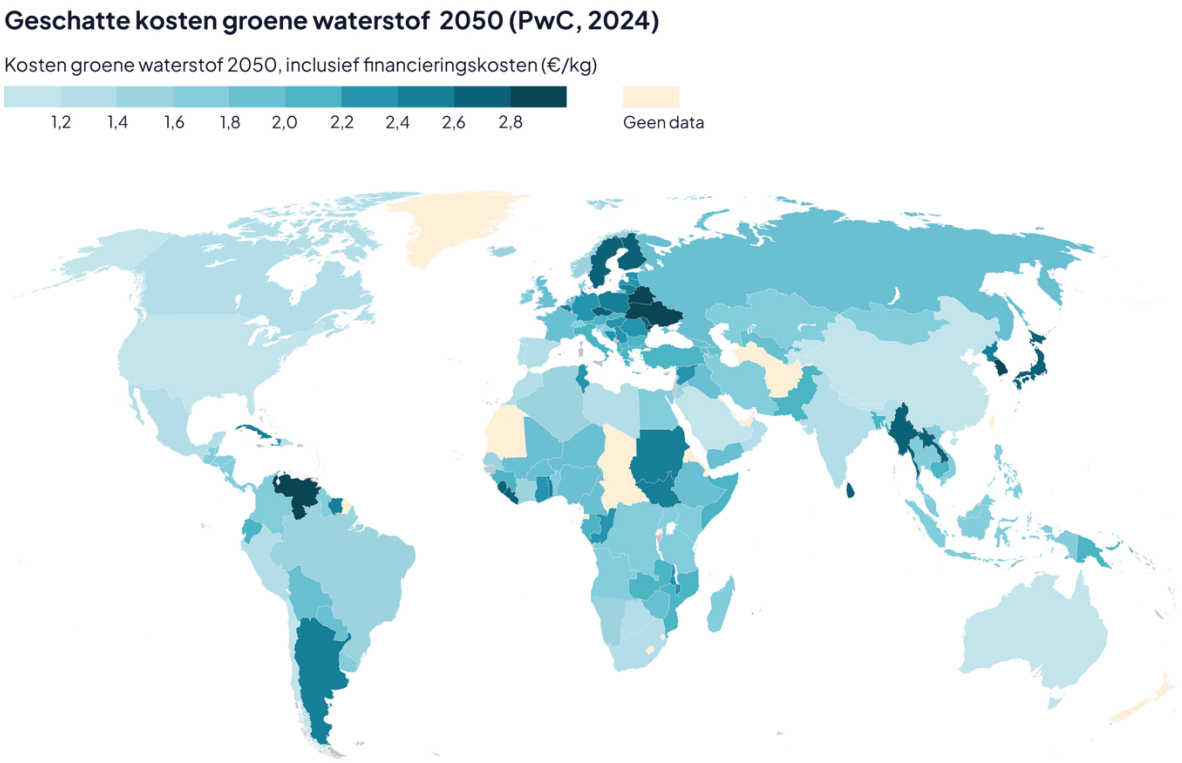
- De kosten voor financiering worden overal gelijk geacht (reële WACC van 7%), maar in werkelijkheid verschillen die kosten sterk tussen landen. PwC (2024b) neemt die verschillende kosten wel mee, zie de bespreking daarvan verderop in de tekst.
- De studie modelleert basislastgebruik, wat leidt tot relatief hoge kosten voor opslag, omdat op elk moment energie moet kunnen worden geleverd. In werkelijkheid kan de vraag zich deels ook aan het aanbod aanpassen (vraagsturing) en kunnen er naast waterstofcentrales ook andere vormen van regelbaar vermogen in een energiesysteem zitten (zoals biomassa- of waterkrachtcentrales). (Fasihi & Breyer) hebben daarom ook een 'bijna basislast' van 8000 vollasturen (capaciteitsfactor 91%) doorgerekend. Ze concluderen dat dit zorgt voor een kostenreductie van 10–30% in 2050.
- Omdat in het besproken scenario geen transportmogelijkheid zit (zoals elektriciteitstransport via hoogspanningsmasten of waterstof via pijpleidingen) zegt het vooral iets over lokale opwekkosten. De prijzen voor verbruikers hangen met de lokale opwekkosten samen, maar zijn ook afhankelijk van hoe goed energie is te transporteren uit andere gebieden. Daarnaast kan via het hoogspanningsnet ook vraag en aanbod beter worden gebalanceerd.
- De studie neemt lokale kosten en beschikbaarheid van water niet mee bij de productie van waterstof. IRENA (2022) neemt dat wel mee, zie de bespreking daarvan verderop in de tekst. Ook wordt geen rekening gehouden met of de lokale geografie wel de mogelijkheid biedt voor opslag van waterstof in zoutcavernes, er wordt vanuit gegaan dat deze optie ruim beschikbaar is.

PwC (2024b): Kosten voor financiering

Een studie van PwC (2024b) neemt de uitkomsten van Fasihi en Breyer (2020), en past deze vervolgens aan door verschillende risicopremies per land te nemen. Hierdoor variëren de kosten van financiering tussen de landen: stabiele (vaak ontwikkelde en geïndustrialiseerde) landen hebben daardoor lagere financieringskosten en daardoor uiteindelijk ook lagere energiekosten. De resultaten zijn gevisualiseerd in Figuur 17. Het beeld verandert daardoor:

- Er is veel meer spreiding in prijzen binnen de continenten. Vooral Afrikaanse, Zuid-Amerikaanse en Midden-Oosterse landen komen uit op hogere prijzen. China, Australië, Chili, Saudi-Arabië en de VS blijven hun relatief lage prijzen houden.
- Een aantal landen aan de westkust van Europa (Spanje, Portugal, Noorwegen, IJsland) hebben dan de laagste prijzen binnen Europa, vergelijkbaar met de gunstige prijzen in Afrika en Zuid-Amerika (alleen Chili heeft nog lagere prijzen).

De beperking van deze aanpak (naast de beperkingen die bij de bespreking van Fasihi en Breyer (2020) zijn genoemd) is dat de huidige risicopremies neemt om de prijzen in 2050 te berekenen. Het is echter waarschijnlijk dat deze risicopremies in de toekomst zullen veranderen, als landen zich verder ontwikkelen.



Figuur 17. PwC (2024b).

World Energy Outlook (IEA): Kosten duurzame elektriciteit

Een ander belangrijke scenariostudie voor de ontwikkeling van het wereldwijde energiesysteem is de World Energy Outlook van het IEA (2025e). Voor deze studie wordt het Global Energy and Climate Model gebruikt, een techno-economisch model dat op basis van verwachte eindvraag in verschillende landen en sectoren een kostenoptimalisatie voor het energiesysteem uitvoert.[98] Het voordeel van deze aanpak is dat het ook andere technologieopties meeneemt naast zon en wind op land en dat het ook rekening houdt met beleidsimpact zoals CO_2-prijzen. Het modelleert de prijzen door te kijken naar de kosten voor de installaties (CAPEX), en voor onderhoud, brandstof en CO_2-prijzen (OPEX), en die te combineren met aannames over de capaciteitsfactor (die afhankelijk is van de locatie). Figuur 18 visualiseert de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen in een scenario dat leidt tot netto nul energiegerelateerde CO_2-uitstoot in 2050.[99] In dat scenario komt in 2050 89% van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen en 9% uit kernenergie, het restant wordt ingevuld door waterstofcentrales en kolencentrales met CCU/CCS.

- De elektriciteitskosten dalen voor alle landen en alle technologieën. Voor wind op zee heeft de EU na China de laagste kosten, voor wind op land en zon-PV heeft de EU de hoogste kosten.

---

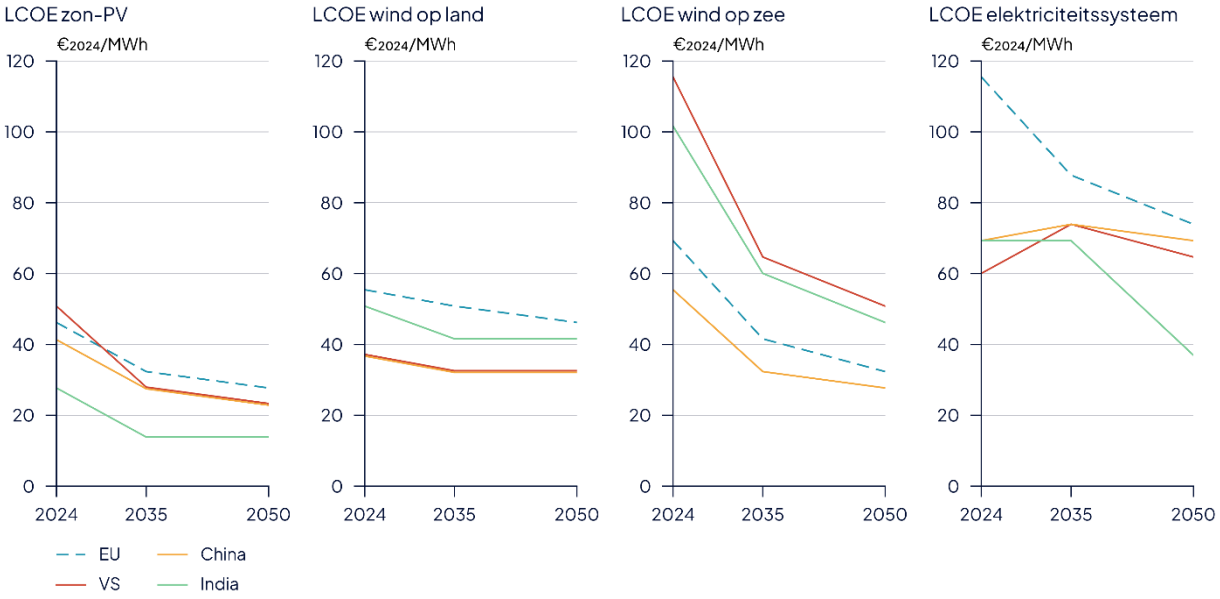
[98] IEA (2025b).

[99] De World Energy Outlook bevat ook twee andere scenario's op basis van huidig beleid (Current Policies Scenario, CPS) en geagendeerd beleid (Stated Policies Scenario, STEPS), maar deze leiden allebei tot een opwarming van meer dan 2 °C in 2100 (2,9 °C en 2,5 °C resp.).

- De totale elektriciteitskosten voor het systeem als geheel (dus inclusief netwerkkosten en rekening houdend met de relatieve aandelen van de technologieën in de opwek) laten een iets ander beeld zien: daar dalen alleen voor de EU in eerste de kosten, pas na 2035 ook voor de andere landen. De EU blijft de hoogste kosten houden, maar komt dichter bij China en de VS te liggen. India heeft in 2050 de laagste kosten, dankzij goedkope zon-PV.

Een beperking van dit scenario is dat het prijzen berekend op basis van een WACC per technologie, maar dus niet gedifferentieerd naar land.

Ontwikkeling kosten voor elektriciteit in het 'Net Zero Emissions'-scenario



Figuur 18. Kosten op basis van de World Energy Outlook van het IEA (2025e). In het IEA-scenario 'Net Zero Emissions by 2050' (NZE) wordt de wereldwijde energiegerelateerde CO_2-uitstoot gereduceerd tot netto nul in 2050. Voor zon en wind gaat om de kosten voor opwek, dus exclusief opslag, transport en eventuele belastingen. De kosten voor het elektriciteitssysteem nemen wel de kosten voor de netwerken mee.

IRENA (2022): Vraag-aanbodanalyse groene waterstof

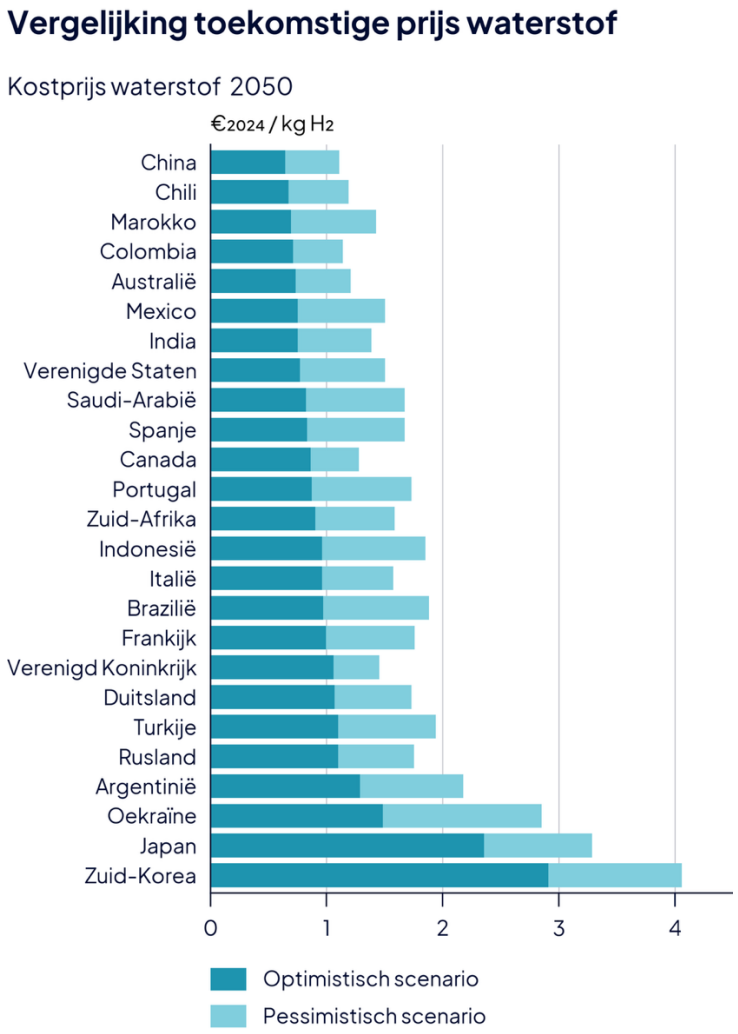
Een studie van IRENA (2022) kijkt specifiek naar groene waterstof, en gebruikt daarvoor vraag-aanbod-analyse. Deze analyse begint met curves per land voor de productiekosten van groene waterstof op basis van de goedkoopste configuratie van duurzame elektriciteitsopwek, en vergelijkt deze met de verwachte vraag. Hierbij wordt meegenomen dat er voor elektrolyse genoeg water beschikbaar moet zijn en dat financieringskosten per land verschillen. Ook zijn er twee scenario's voor de hoogte van technologie- en financieringskosten. Op basis daarvan wordt de LCOH bepaald, dat is in dit geval exclusief transport. De resultaten voor verschillende landen zijn gevisualiseerd in Figuur 19:

- De beschikbaarheid en lage kosten van zon-PV lijken bepalend voor waterstofkosten. Daarnaast is waterbeschikbaarheid belangrijk: droge zones zoals Noord-China, Zuidwest-Australië, delen van het Midden-Oosten en Noord-Afrika worden daarom sterk beperkt in hun potentieel.

- China, India en de VS hebben een groot productiepotentieel met relatief lage kosten.
- Binnen Europa scoren Spanje en Portugal relatief goed, maar met hogere kosten dan elders in de wereld.
- Japan en Zuid-Korea scoren slecht, omdat een groot deel van hun landoppervlakte niet geschikt is voor waterstofproductie (dat geldt in mindere mate ook voor Duitsland en Italië). Daarnaast is er weinig duurzame elektriciteit over voor elektrolyse, als rekening wordt gehouden met de overige elektriciteitsvraag.

De studie kent ook beperkingen:

- De studie gaat uit van lokale productie om aan de lokale vraag te beantwoorden: mogelijkheden voor (nationaal of internationaal) transport zitten hier dus niet in. Ook zijn de gemodelleerde elektrolysers off-grid, en wordt er dus geen rekening gehouden met de mogelijkheid van elektriciteitsproductie elders. Zie de bespreking over de studie van CE Delft (2025c) verderop voor een studie die internationale waterstoftransport wel meeneemt.
- De spreiding in kosten tussen het optimistisch en pessimistisch scenario is groot. Dit komt door onzekerheid over de toekomstige daling van kosten voor technologie (zowel elektriciteitsopwek als elektrolyse) en financiering (vooral in Sub-Sahara Afrika, het Midden-Oosten en Latijns-Amerika).
- De gemodelleerde prijzen zijn afhankelijk van de vraag: dat maakt het zowel realistischer omdat het de economische dynamiek meeneemt, maar zorgt er ook dat als de vraag verandert, de prijzen ook veranderen. In deze studie is echter maar één scenario voor de verwachte vraag opgenomen.



Figuur 19. Resultaten van vraag-aanbodanalyse voor waterstof door IRENA (2022). De kostprijzen zijn exclusief transportkosten. De twee scenario's verschillen in de veronderstelde kosten voor technologie.

5.4.3 Mondiaal in vergelijking met Nederland

Andere studies vergelijken wereldprijzen vanuit Nederlandse perspectief: is het goedkoper om in Nederland te produceren, of ergens anders (en dat eventueel te importeren)?

TNO (2025): Industriële energiekosten Nederland versus Saudi-Arabië
Een studie van TNO (2025) kijkt naar de energiekosten voor het chlooralkaliproces (productie van chloor en natriumhydroxide) en de productie van *syncrude* (een synthetisch alternatief voor aardolie, die wordt gemaakt door afval te vergassen en daarna met het Fischer-Tropschproces om te zetten in vloeibare brandstoffen).[100] Ze vergelijken dat tussen Nederland (NL) en Saudi-Arabië (SA) Voor het chlooralkaliproces is alleen elektriciteit nodig en is de vraag relatief flexibel, maar de productie van syncrude heeft

[100] In opdracht van het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie (NPVI).

een basislastverbruik van zowel elektriciteit als waterstof. De elektriciteit wordt opgewekt uit zon-PV en windenergie (wind op zee in NL, wind op land in SA), de waterstof uit elektrolyse. Voor opslag worden batterijen ingezet voor elektriciteit en zoutcavernes (NL) en tanks (SA) voor waterstof. Daarnaast kan waterstof weer worden omgezet in elektriciteit via een waterstofcentrale. Ook wordt rekening gehouden met hogere kosten voor financiering in Saudi-Arabië.

De conclusies:

- Voor syncrude-productie zijn de energiekosten in Nederland in 2040 vergelijkbaar met die in Saudi-Arabië (€141/MWh in NL vs €134/MWh in SA). Voor chlooralkali-productie zijn de kosten in Nederland hoger (€73/MWh in NL vs €43/MWh in SA).
- De kosten voor zonne-energie (die de duurzame energie levert in Saudi-Arabië) dalen naar verwachting sneller dan die voor wind (die in Nederland nog een deel van de energie levert voor het chlooralkaliproces).

De beperkingen van deze studie:

- Kijkt alleen naar kosten voor energie. Kosten voor bijvoorbeeld feedstocks (biomassa in geval van syncrude), transport, financiering en arbeid zijn niet meegenomen.
- Neemt dezelfde "performance and investment costs" voor Nederland en Saudi-Arabië, terwijl deze in de werkelijkheid goed zouden kunnen verschillen.

De conclusies zijn daarom ook niet direct toepasbaar op andere industrieën, alhoewel de twee gekozen processen wel illustratief zijn voor flexibele of juist basislastgebruikers.

CE Delft (2025c): Productie versus import van groene waterstof

Een studie van CE Delft (2025c)[101] vergelijkt de kosten voor groene waterstof tussen productie in Nederland of import vanuit andere landen naar Nederland. Bij import komen er nog kosten bij voor conversie (de omzetting naar een beter transporteerbare waterstofdragers, zoals vloeibare waterstof of ammoniak), opslag, transport (per schip) en reconversie naar gasvormige waterstof. De resultaten voor 2050 zijn gevisualiseerd in Figuur 20:

- De kostprijzen voor lokaal geproduceerde of geïmporteerde groene waterstof liggen in 2050 dicht bij elkaar. Productie in Nederland kan dan aantrekkelijk zijn, omdat je de kosten voor (re)conversie en transport uitspaart. Het verschil tussen de kostprijzen is echter kleiner dan de marge van onzekerheid over de ontwikkeling van onder andere de elektriciteitskosten en nettarieven, en de kosten van financiering.
- De variatie in gemodelleerde kostprijzen van groene waterstof is (veel) kleiner dan het verschil tussen groene, blauwe en grijze waterstof in 2050. Alleen in een scenario waarbij de kosten voor elektrolyse snel dalen kan groene waterstof in 2050 concurreren met blauwe waterstof.
- Als groene waterstofdragers (zoals ammoniak) direct worden ingezet (bijvoorbeeld bij de productie van kunstmest) in plaats van worden omgezet in gasvormige waterstof, dan is import waarschijnlijk goedkoper dan lokale productie. De reconversiekosten vallen bij import dan namelijk weg, maar bij lokale productie komen deze kosten er juist

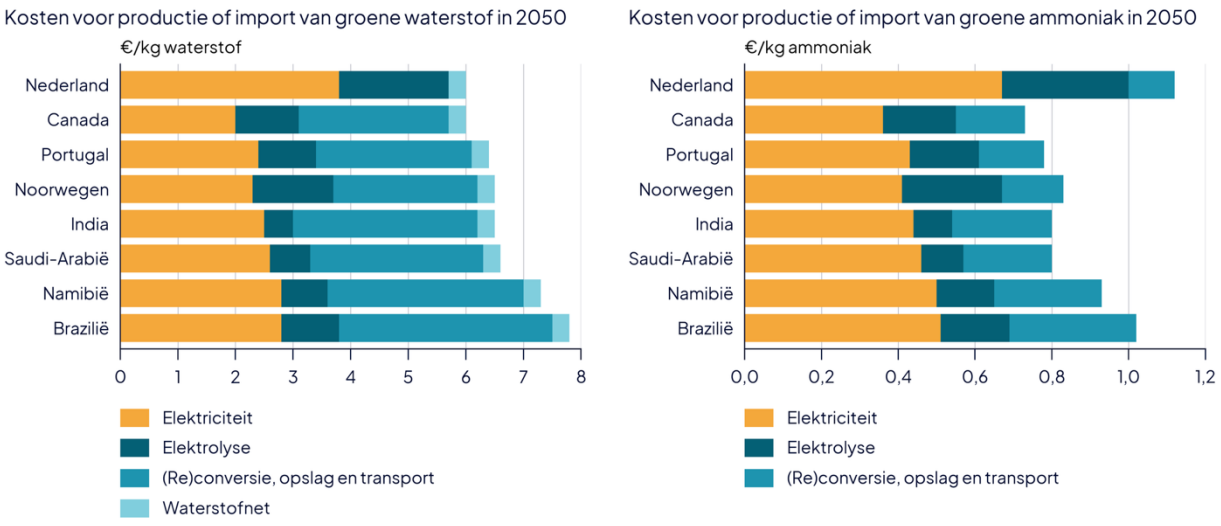
[101] In opdracht van de Vereniging van Nederlandse tankopslagbedrijven (VOTOB).

bovenop. Onderzoekers die keken naar import van ammoniak in Duitsland en Finland kwamen tot een vergelijkbare conclusie.[102]

De beperkingen van deze studie:

- De kosten van financiering zijn gebaseerd op de huidige WACC per land, wat ervoor zorgt dat sommige landen veel hogere financieringskosten hebben dan bijvoorbeeld Nederland. De WACCs zullen in de toekomst echter waarschijnlijk veranderen, waardoor kosten elders kunnen dalen. Dit zou de kostprijs van bijvoorbeeld geïmporteerde groene waterstof uit Namibië of Brazilië goedkoper kunnen maken dan eigen productie in Nederland (die bij de huidige WACC nog goedkoper is).[103]
- De studie doet veel aannames over de elektriciteitsmix: in Nederland zouden elektrolysers volledig op wind-op-zee draaien, in exportlanden op een gelijke mix van zon-PV en wind-op-zee, waarbij wordt aangenomen dat er geen overlap is tussen productie uit zon en wind.
- Het elektriciteits- en waterstofnettarief wordt gelijk genomen voor alle landen. Dat is op zich goed voor een vergelijking van toekomstige kosten (waarbij er nog veel onzekerheid is over de ontwikkeling van de nettarieven), maar vertekenend voor huidige prijzen.
- De mogelijkheid van hergebruik van bestaande infrastructuur (zoals aardgasnetwerk ombouwen tot waterstofnetwerk) is niet meegenomen.
- De grote variatie voor de kosten van elektrolyse zit deels in de grote verschillen die de auteurs aannemen voor de prijzen van elektrolysers. De totale kosten voor een elektrolyser worden bijvoorbeeld voor Nederland bijna vier keer zo hoog ingeschat als voor Saudi-Arabië (2420 €/kW versus 606 €/kW, exclusief WACC). Het is echter goed denkbaar dat deze kosten in de toekomst dichter bij elkaar komen te liggen, waardoor Nederland relatief goedkoper kan produceren.

Vergelijking toekomstige kosten groene waterstof en ammoniak



[102] Galimova et al. (2023).
[103] CE Delft (persoonlijke communicatie, 2026).

Figuur 20. De data komen uit het scenario 'Gemiddeld' van CE Delft (2025c). Kosten voor elektriciteit zijn inclusief nettarieven, kosten voor elektrolyse omvatten zowel kosten van de installatie (CAPEX) als voor bediening en onderhoud (O&M). Getoonde landen zijn de selectie van exportlanden die CE Delft (2025c) maakte op basis van o.a. reeds geplande projecten, aanwezigheid van infrastructuur en beschikbaarheid van lokale duurzame energie.

5.5 Conclusie

Uit de vorige paragrafen volgen een aantal conclusies:

- Nederland heeft nu binnen Europa relatief gemiddelde groothandelsprijzen voor elektriciteit, maar omringende landen geven voor industriële grootverbruikers hogere kortingen op o.a. nettarieven dan Nederland. De nettoprijzen vallen daarom in Nederland relatief hoog uit. Naar verwachting convergeren deze prijzen de komende jaren wel, maar dat is afhankelijk van beleidskeuzes zoals welke kortingen in stand worden gehouden.
- Ook richting 2050 zal Nederland waarschijnlijk rond het EU-gemiddelde zitten qua elektriciteitsprijs, maar verschuift de geografische spreiding van prijzen. Zuid- en Zuidoost-Europese landen krijgen dan waarschijnlijk een prijsvoordeel.
- Europa zal in de toekomst relatief hoge prijzen hebben vergeleken met de rest van de wereld. Afhankelijk van hoe laag de financieringskosten in Europa worden in vergelijking met de rest van de wereld, kunnen er waarschijnlijk wel een aantal Europese landen (Spanje, Portugal, Noorwegen, IJsland) concurreren met de goedkopere regio's zoals Afrika en Zuid-Amerika.
- Voor groene-waterstofvraag in Nederland is binnenlandse productie in 2050 waarschijnlijk concurrerend met import, maar voor vraag naar groene ammoniak is import uit de goedkopere landen waarschijnlijk voordelig.

De effecten van deze ontwikkelingen op de industrie in Nederland hangen van verschillende factoren af, waaronder de mate waarin Nederland het potentieel voor wind op zee kan benutten, hoe de financieringskosten voor verschillende landen zich ontwikkelen, hoe sterk de transportkosten (blijven) stijgen en hoe deze worden doorberekend aan industriële verbruikers.

6 Referenties

ACER. (2025). *Key developments in European electricity and gas markets. 2025 monitoring report*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025_ACER_Gas_Electricity_Key_Developments.pdf

ACM. (2023). ACM: in 2024 geen volumekorting meer voor grootverbruikers van elektriciteit. *Autoriteit Consument & Markt*. https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-2024-geen-volumekorting-meer-voor-grootverbruikers-van-elektriciteit

ACM. (2024). *Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers*. Autoriteit Consument & Markt. https://www.acm.nl/nl/publicaties/ontwikkeling-netkosten-tot-2050-en-de-kostenverdeling-over-groepen-gebruikers

AFRY. (2025). *Dutch industry can remain competitive as European wholesale electricity prices converge in the long run*. https://www.fme.nl/system/files/publicaties/2025-09/6105_AFRY_Brochure_EU%20Electricity%20Prices_Energy-MC_V3_evening_3.pdf

Akerboom, S., Kramer, G. J., van der Meer, Y., Stokking, A., Strengers, B. & Vaessen, J. (2025). *De toekomst van duurzame koolstofchemie in Nederland. Uitwerking van de visie van het expertteam op de toekomst van een duurzame koolstofchemie in Nederland*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/10/31/berenschot-de-toekomst-van-duurzame-koolstofchemie-in-nederland-expertadvies

Aurora Energy Research. (2024). *Grid fee outlook for the Netherlands 2045*. https://auroraer.com/wp-content/uploads/2024/08/Grid-fee-outlook-for-the-Netherlands-2045.pdf

Blom, F. W., Hans. (2024). *Hoe Tata Steel Nederland te verduurzamen?* https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/03/29/hoe-tata-steel-nederland-te-verduurzamen

BLS. (2025). *Consumer Price Index* (versie december 2025). US Bureau of Labor Statistics. https://www.bls.gov/cpi/tables/supplemental-files/

CBS. (2025a). *Eindverbruikersprijzen aardgas en elektriciteit*. Centraal Bureau voor de Statistiek. https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/85666NED

CBS. (2025b). *Emissies naar lucht door de Nederlandse economie; nationale rekeningen*. https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/83300NED/table

CBS. (2025c). *Emissies van broeikasgassen berekend volgens IPCC-voorschriften*. https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/85669NED/table

CBS. (2025d). *Energiebalans; aanbod en verbruik, sector*. https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table

CBS. (2025e). *Monitor Brede Welvaart & de Sustainable Development Goals 2025*. Centraal Bureau voor de Statistiek. https://www.cbs.nl/nl-nl/visualisaties/monitor-brede-welvaart-en-de-sustainable-development-goals

CBS. (2025f). *Productie- en inkomenscomponenten bbp; bedrijfstak; nationale rekeningen* (versie 24 juni 2025). https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/85867NED/table

CBS. (2025g). *Welke sectoren stoten broeikasgassen uit?* Geraadpleegd op 06-08-2025 van https://www.cbs.nl/nl-nl/dossier/dossier-broeikasgassen/welke-sectoren-stoten-broeikasgassen-uit-

CBS. (2025h). *Werkgelegenheid in banen, werkzame personen, arbeidsjaren en gewerkte uren*. Centraal Bureau voor de Statistiek. Geraadpleegd op 24 december van https://www.cbs.nl/nl-nl/visualisaties/dashboard-arbeidsmarkt/banen-werkgelegenheid/toelichtingen/werkgelegenheid-in-banen-werkzame-personen-arbeidsjaren-en-gewerkte-uren

CE Delft. (2018). *Carbon intensities of energy-intensive industries: A top-down country comparison*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_180046_Carbon_intensities_energy_intensive_industries_DEF.pdf

CE Delft. (2021). *Groeiprojecties energie-intensieve industrie*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/04/CE_Delft_200301_Groeiprojecties_energie-intensieve_industrie_DEF_.pdf

CE Delft. (2023). *Verkenning van een fossielvrije industrie. Productie binnen het carbonbudget*. CE Delft. https://ce.nl/publicaties/verkenning-van-een-fossielvrije-industrie/
CE Delft. (2024). Analyse toekomstplannen Tata Steel. https://ce.nl/publicaties/analyse-toekomstplannen-tata-steel/
CE Delft. (2025a). *Duurzame CO_2-levering aan de glastuinbouw. Kansen en bedreigingen*. CE Delft. https://ce.nl/publicaties/duurzame-co2-levering-aan-de-glastuinbouw/
CE Delft. (2025b). *Maatschappelijke waarde sectoren. Een kwantitatieve verkenning*. CE Delft. https://ce.nl/publicaties/maatschappelijke-waarde-sectoren/
CE Delft. (2025c). *Waterstof: kostprijs, import, beleid. Met focus op de rol van import, low carbon en vraagcreatie*. CE Delft. https://ce.nl/publicaties/waterstof-kostprijs-import-beleid/
Cefic. (2025). *Cefic Facts and Figures 2025*. European Chemical Industry Council. https://cefic.org/resources/powerpoint-2024-cefic-facts-and-figures/
CIEP. (2025). *Nederlands energiebeleid in het kielzog van internationale ontwikkelingen. Dertig jaar energiebeleid 1995–2025*. Centre for International Energy Policy. https://ciep.energy/publications/publication/nederlands-energiebeleid-in-het-kielzog-van-internationale-ontwikkelingen
E-Bridge. (2025). *Electricity cost assessment for industrial consumers*. E-Bridge. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/09/16/e-bridge-rapport-electricity-cost-assessment
ECB. (2025). *US dollar (USD)*. European Central Bank. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html
Ecorys. (2019). *Het belang van de raffinagesector voor Nederland*. https://vemobin.nl/wp-content/uploads/2020/03/NL5200-34669-Het-belang-van-de-raffinagesector-met-werkgelegenheid_18okt_.pdf
ETES2050. (2023). *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050*. Expertteam Energiesysteem 2050. https://www.etes2050.nl/publicaties/outlookenergiesysteem2050/default.aspx
Eurofer. (2024). *European Steel in Figures*. European Steel Association. https://www.eurofer.eu/assets/publications/brochures-booklets-and-factsheets/european-steel-in-figures-2024/European-Steel-In-Figures-2024-v2.pdf
European Commission. (2021). *EU Reference Scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050*. European Commission. Publications Office of the European Union. https://doi.org/10.2833/35750
European Commission. (2024). *Impact assessment report: Part 1. Accompanying the document: Securing our future. Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF
European Commission. (2025). *Quarterly report on European electricity markets. Fourth quarter of 2024*. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/document/download/139371bf-b50b-4fd4-afd1-761b782a0703_en?filename=Quarterly%20report%20Q4%202024%20Electricity.pdf
Eurostat. (2025a). *Electricity prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards)*. https://doi.org/10.2908/NRG_PC_205_C
Eurostat. (2025b). *HICP - annual data (average index and rate of change)*. Eurostat. https://doi.org/10.2908/prc_hicp_aind
Eurostat. (2025c). *Production and consumption of chemicals by hazard class* (versie 12 december 2025). https://doi.org/10.2908/env_chmhaz
Eurostat. (2025d). *Simplified energy balances*. https://doi.org/10.2908/nrg_bal_s
Fasihi, M. & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, *243*, 118466. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466
Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D. & Breyer, C. (2023). Feasibility of green ammonia trading via pipelines and shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America. *Journal of Cleaner Production*, *427*, 139212. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139212
Gemeente Rotterdam. (2025). *Raadsvoorstel over vaststellen Havenvisie 2050*. https://rotterdamraad.bestuurlijkeinformatie.nl/Reports/Document/a62bffd8-7665-494e-ae9f-7551715d28d7?documentId=4088c37d-7eb8-459a-bd0d-798d5dafaf1a

Global Efficiency Intelligence. (2022). *Steel Climate Impact An International Benchmarking of Energy and CO2 Intensities*. https://www.globalefficiencyintel.com/steel-climate-impact-international-benchmarking-energy-co2-intensities

Harvard Growth Lab. (2024). *The Atlas of Economic Complexity*. https://atlas.hks.harvard.edu/

Hofmann, F. & Stratmann, K. (2026, 6 januari). Industrie erhofft sich Netzentgelt-Rabatte nach französischem Vorbild. *Handelsblatt*. https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/strompreise-industrie-erhofft-sich-netzentgelt-rabatte-nach-franzoesischem-vorbild/100184465.html

Hydrogen Europe. (2023). Clean Ammonia In The Future Energy System. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf

IEA. (2021). *Ammonia technology roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap

IEA. (2025a). *Estimated final electricity price for large industrial customers in energy-intensive industries, 2019–2024*. International Energy Agency. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/estimated-final-electricity-price-for-large-industrial-customers-in-energy-intensive-industries-2019-2024

IEA. (2025b). *Global Energy and Climate Model. Scenario analysis of future energy trends*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model

IEA. (2025c). *Oil 2025. Analysis and forecast to 2030*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/oil-2025

IEA. (2025d). *Oil Market Report - January 2025*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2025

IEA. (2025e). *World Energy Outlook 2025*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025

IFS. (2019). *The Carbon Footprint of Fertiliser Production: Regional Reference Values*. https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2020/01/The-carbon-footprint-of-fertilizer-production_Regional-reference-values.pdf

IPCC. (2018). Strengthening and implementing the global response. In V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, & T. Waterfield (Eds.), *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* (pp. 313-443). Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/9781009157940.006

IRENA. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal. Green hydrogen cost and potential*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/publications/2022/may/global-hydrogen-trade-cost

IRENA. (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

Jing, L., El-Houjeiri, H. M., Monfort, J.-C., Brandt, A. R., Masnadi, M. S., Gordon, D. & Bergerson, J. A. (2020). Carbon intensity of global crude oil refining and mitigation potential. *Nature Climate Change*, *10*(6), 526-532.

Labyrinth Onderzoek & Advies. (2025). *Over de haven van de toekomst. Verslag van interactieve sessies met Rotterdammers*. https://rotterdamraad.bestuurlijkeinformatie.nl/Reports/Document/a62bffd8-7665-494e-ae9f-7551715d28d7?documentId=b7cd7c0c-634d-4bfd-84a9-8606dad65d95

Minister van Economische Zaken en Klimaat. (2020). *Kamerbrief over visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons*. https://open.overheid.nl/Details/ronl-f587773a-4a3d-43d1-afb5-18a5bd6aa45b/1?hit=3&text=Visie+verduurzaming+basisindustrie+2050

Minister van Klimaat en Groene Groei. (2025a). *Kamerbrief over het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/07/16/kamerbrief-het-windenergie-infrastructuurplan-noordzee

Minister van Klimaat en Groene Groei. (2025b). *Kamerbrief toekomstperspectief energie-intensieve industrie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/09/05/kamerbrief-toekomstperspectief-energie-intensieve-industrie

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023a). *Beslisnota bij kamerbrief over perspectief op de Nederlandse economie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnotas/2023/06/30/beslisnota-op-kamerbrief-perspectief-op-de-nederlandse-economie

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023b). *Perspectief op de Nederlandse economie: Innovatief, duurzaam, sterk en welvarend*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/06/30/bijlage-ezk-perspectief-op-de-nederlandse-economie-rapport-juni-2023

Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat & Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025). *Hoofdlijnenverslag van de internetconsultatie. Nationale visie op duurzame koolstof in de chemische industrie*. https://www.internetconsultatie.nl/duurzame_koolstof_in_de_chemie/document/14837

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025a). *Beslisnota bij kamerbrief over duurzame chemie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnotas/2025/10/31/beslisnota-bij-kamerbrief-duurzame-chemie

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025b). *Beslisnota bij kamerbrief toekomstperspectief energie-intensieve industrie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnotas/2025/09/05/beslisnota-bij-kamerbrief-toekomstperspectief

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025c). *Perspectief voor de chemie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/10/31/minvkgg-perspectief-voor-de-chemie

NEa. (2025). *Industriële emissies per installatie 2021-2024*. https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/2024/04/24/industriele-emissies-per-installatie-2021-2023

OECD. (2025). *OECD Steel Outlook 2025*. OECD. https://www.oecd.org/en/publications/oecd-steel-outlook-2025_28b61a5e-en.html

PBL & TNO. (2019a). *Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & TNO. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-decarbonisation-options-for-the-dutch-fertiliser-industry_3657.pdf

PBL & TNO. (2019b). *Decarbonisation options for the Dutch steel industry*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & TNO. https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2019-decarbonisation-options-for-the-dutch-steel-industry_3723.pdf

PBL & TNO. (2020). *Decarbonisation options for the Dutch refinery sector*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & TNO. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-decarbonisation-options-for-the-dutch-refinery-sector-3659_0.pdf

PBL & TNO. (2024). *Update report: Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & TNO. https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-02/pbl-2024-update-report-decarbonisation-options-for-the-dutch-fertiliser-industry_5449_0.pdf

Port of Rotterdam, gemeente Rotterdam, Rijksoverheid, Deltalinqs & provincie Zuid-Holland. (2025). *Havenvisie Rotterdam 2050*. https://rotterdamraad.bestuurlijkeinformatie.nl/Reports/Document/a62bffd8-7665-494e-ae9f-7551715d28d7?documentId=89d65696-f01b-4825-9b08-d4e20fa399b2

Port of Rotterdam, Rijksoverheid, provincie Zuid-Holland, Deltalinqs & gemeente Rotterdam. (2019). *Havenvisie Rotterdam 2030*. https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2024-04/havenvisie-rotterdam-nov-019.pdf

Porthos. (z.d.). *Project*. Porthos. https://www.porthosco2.nl/project/

PwC. (2024a). *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")*. PricewaterhouseCoopers. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/12/12/eindrapport-in-opdracht-van-netbeheer-nederland-financiele-impact-energietransitie-voor-netbeheerders

PwC. (2024b). *The future of energy-intensive industry in Northwestern Europe: A balancing act*. PricewaterhouseCoopers. https://www.pwc.nl/nl/actueel-publicaties/assets/pdfs/the-future-of-energy-intensive-industry-in-northwestern-europe.pdf

Rijksoverheid. (2025). *Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/10/31/rijksoverheid-visie-op-duurzame-koolstof-in-de-chemische-industrie

Smart Delta Resources. (2024). *Cluster Energie Strategie (CES) 3.0. Schelde-Deltaregio*. Smart Delta Resources. https://www.smartdeltaresources.com/sites/default/files/media-files/SDR%20CES%203.0%20rapport.pdf

Staat der Nederlanden, Provincie Noord-Holland, TSN & TSL. (2025). *Joint Letter of Intent Tata Steel*. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/09/29/joint-letter-of-intent-tata-steel

TNO. (2025). *Comparison of future cost of renewable energy between regions. Energy for industrial processes: chlor-alkali and syncrude production*. TNO. https://repository.tno.nl/SingleDoc?docId=73162
TNO. (z.d.). *SEWGS: revolutionaire technologie voor CO2-reductie*. TNO. Geraadpleegd op 21 januari 2026 van https://www.tno.nl/nl/technologie-wetenschap/technologieen/sewgs/
TSN. (2023). *Duurzaamheidsverslag 2021/2022*. Tata Steel Nederland. https://www.tatasteelnederland.com/sites/default/files/Duurzaamheidsverslag%202021-2022_Nederlands.pdf
TSN. (z.d.). *Staalproducten en oplossingen*. Tata Steel Nederland. Geraadpleegd op 21 januari 2026 van https://products.tatasteelnederland.com/nl/producten
UN. (2025). *UN Comtrade Database*. United Nations. https://comtradeplus.un.org/
United States Department of Justice Antitrust Division. (z.d.). *Herfindahl-Hirschman Index*. United States Department of Justice. https://www.justice.gov/atr/herfindahl-hirschman-index
VNCI. (2025). *Chemie in Nederland*. https://www.vnci.nl/over-de-chemie
Wennink, P. (2025). *De route naar toekomstige welvaart*. https://www.rapportwennink.nl/downloads/rapport_wennink_12december2025.pdf
WKR. (2025). *Vaart maken met visie*. Wetenschappelijke Klimaatraad. https://www.wkr.nl/documenten/rapporten/2025/07/15/advies-vaart-maken-met-visie
WKR. (2026). *Kiezen of verliezen. Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland*. Wetenschappelijke Klimaatraad. https://www.wkr.nl/documenten/2026/01/29/wkr-advies006-verduurzaming-industrie
World Steel Association. (2024). *Sustainability Indicators 2024*. https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Sustainability-Indicators-report-2024.pdf
World Steel Association. (2025). *World steel in figures 2025*. World Steel Association. https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures/world-steel-in-figures-2025
Yara. (2023). *Yara Integrated Report 2023*. https://www.yara.com/sustainability/sustainability-performance/reports-and-publications-2024

Feiten en cijfers over de verduurzaming van de Nederlandse energie-intensieve industrie. Achtergrondrapport bij 'Kiezen of verliezen. Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland'

Auteurs
Rens Baardman, Erik Albers en Martha Deen

Uitgave
29 januari 2026

Vormgeving
OSAGE

Beeld omslag
NDABCREATIVITY

Website
www.wkr.nl

© Wetenschappelijke Klimaatraad, Den Haag 2026
De inhoud van deze publicatie mag (gedeeltelijk) worden gebruikt en overgenomen voor niet-commerciële doeleinden. De inhoud mag daarbij niet veranderen. Het advies kan als volgt worden geciteerd:

Wetenschappelijke Klimaatraad (2026). *Feiten en cijfers over de verduurzaming van de Nederlandse energie-intensieve industrie. Achtergrondrapport bij 'Kiezen of verliezen. Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland'.* Den Haag, Wetenschappelijke Klimaatraad. https://www.wkr.nl/documenten/2026/01/29/wkr-advies006-verduurzaming-industrie

Achtergrondrapport

WKR.