

Speelveldtoets 2026

*Effecten van het
energie- en klimaatbeleid op
de industrie*

Rapport

17 maart 2026



Prof. Dr. Gülbahar Tezel
Partner
M: +31 (0) 613 915 671
gulbahar.tezel@pwc.com

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
Thomas R. Malthusstraat 5,
1066 JR Amsterdam
Postbus 9616, 1006 GC Amsterdam
T: +31 (0) 88 792 00 20

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
t.a.v. E. Pijs
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Onderwerp: Speelveldtoets 2026

Geachte mevrouw Pijs,

Wij zijn erg blij dat wij met deze studie een bijdrage kunnen leveren aan de ontwikkeling van het Nederlandse klimaatbeleid. Bij deze ontvangt u ons rapport dat het resultaat weergeeft van het werk dat we zijn overeengekomen om uit te voeren in overeenstemming met de opdrachtbevestiging van 24 oktober 2025 (kenmerk 202507137). Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna: EZK) is door PwC een rapport opgesteld "*Speelveldtoets 2026*", welk rapport is gedateerd op 17 maart 2026 (hierna: het 'rapport'). Het rapport is geadresseerd aan EZK en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door EZK.

Als u vragen heeft, neem dan contact met mij op.

Met vriendelijke groet,
PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.



Prof. Dr. Gülbahar Tezel
Partner PwC

Over dit rapport

Reikwijdte en aanpak

Onze reikwijdte



Toelichting

Dit rapport heeft tot doel een feitenbasis te bieden over de effecten van het Nederlandse klimaatbeleid op de energie-intensieve industrie. Daartoe voeren wij een internationale analyse uit van klimaat- en energiebeleid in zes relevante landen (België, Frankrijk, Duitsland, Spanje, Zweden en de Verenigde Staten) naast Nederland. Deze vergelijking omvat onder meer de wijze waarop CO₂-emissies in de ETS-industrie worden beprijsd, de energiebelastingen die in 2025 gelden, en de beschikbare instrumenten voor industriële decarbonisatie, zoals subsidies en fiscale regelingen.

Daarnaast onderzoeken wij in vijf casestudies hoe het huidige en geagendeerde beleid doorwerkt in de kostenstructuur en concurrentiepositie van Nederlandse industriële bedrijven. Daarbij analyseren we zowel de directe financiële impact van het beleid als het handelingsperspectief van bedrijven om deze effecten te mitigeren, door bijvoorbeeld investeringen in verduurzaming, kostenmitigatie of operationele aanpassingen. Bovendien onderzoeken wij de impact van CO₂-beprijzing en energiebelastingen op de kosten van de bedrijven. Op basis van casestudies kunnen geen conclusies worden getrokken voor de sector of energie-intensieve industrie als geheel. Bij de selectie van partijen voor de casestudies is beoogd variatie in handelingsperspectief te waarborgen. Wel kunnen uit de casestudies waardevolle lessen worden getrokken over het handelingsperspectief (verduurzamingsopties en zaken die bedrijven hiervoor nodig hebben) en bieden ze inzicht in de vraag in hoeverre Nederlandse bedrijven onder verschillende beleidsomgevingen concurrerend kunnen blijven, zowel binnen Nederland als in de overige landen die in de analyse zijn betrokken.

Beschikbaarheid en kwaliteit van beschikbare informatie



Het beleid en de te gebruiken aannames zijn aangedragen door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK), zoals belangrijke parameters van de nationale CO₂-heffing, energiebelasting en ETS-prijspaden. Voor ons onderzoek maken wij verder zoveel mogelijk gebruik van openbare bronnen (ons bronnenonderzoek is beëindigd op 1 maart 2026):

- Financiële gegevens van de casestudies op het niveau van de Nederlandse activiteiten: Dow Benelux (enkel Terneuzen), Smurfit Westrock Roermond Papier (enkel Roermond), Nyrstar, Air Products en alle raffinaderijen in Nederland
- Publieke (markt)informatie over de bedrijven onder beschouwing, inclusief uitstootgegevens

We hebben met alle deelnemende bedrijven uitgebreid gesproken in de vorm van interviews. Daarnaast hebben we informatie ontvangen, zoals het (belaste) energieverbruik (elektriciteit en gas), de totale uitstoot van broeikasgassen, het aantal gratis emissierechten binnen het EU ETS, de beschikbare verduurzamingsopties en bepaalde niet-openbare financiële gegevens. Wij hebben op deze informatie geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een *due diligence*.

Inhoudsopgave

1. **Managementsamenvatting** – p.5
2. **Casestudies** – p.15
 - 2.1 **Dow Terneuzen (basischemie)** – p.16
 - 2.2 **Smurfit Westrock Roermond Papier (papier)** – p.36
 - 2.3 **Nyrstar Budel (zink)** – p.53
 - 2.4 **Air Products (industriële gassen)** – p.71
 - 2.5 **Raffinagesector** – p.89
3. **Internationale vergelijking** – p.106
- A. **Appendix** – p.113
 - A.1 **Methodologie** – p.114
 - A.2 **Landprofielen** – p.123





Management samenvatting

In de Speelveldtoets analyseren we hoe (toekomstig) Nederlands klimaatbeleid het internationale speelveld van de Nederlandse energie-intensieve industrie beïnvloedt

Introductie en beleidsinstrumenten

- Nederland behoort tot de weinige Europese landen die naast het EU ETS ook een specifiek CO₂-reductiedoel heeft voor de energie-intensieve industrie. Nederland streeft ernaar om, conform de EU-doelstelling, in 2030 55% minder CO₂ uit te stoten dan in 1990. Daarnaast is in de coalitieakkoorden van het huidige en vorige kabinet vastgelegd dat er wordt ingezet op een reductie van 90% in 2040 ten opzichte van 1990¹. Verwacht wordt dat aanvullend nationaal klimaatbeleid, bovenop het Europees klimaatbeleid, noodzakelijk zal zijn om dit doel te bereiken. Dit aanvullende beleid is echter nog niet wettelijk vastgelegd en bestaat voorlopig uit beleidsvoornemens met zowel ‘sticks’ als ‘carrots’
- Omdat nationaal klimaatbeleid mogelijke verstoringen kan veroorzaken op het internationale speelveld, monitort de overheid deze effecten via jaarlijkse Speelveldtoetsen. Eerdere toetsen van PwC concludeerden dat nationale beleidsmaatregelen kunnen leiden tot CO₂-weglekrisico’s, doordat deze hogere kosten met zich meebrengen ten opzichte van andere (Europese) landen. Dit verlies aan concurrentiekracht komt bovenop bestaande uitdagingen, zoals hogere groothandelsprijzen voor energie en relatief hoge netwerkkosten in Nederland – die deels ook samenhangen met beleidskeuzes over de energiemix en de keuzes binnen tariefregulering
- In december 2025 werd het rapport ‘Kantelpunt voor Klimaat en Industrie’ uitgebracht door de Overlegtafel CO₂-heffing² waarin diverse beleidsopties voor de industrie worden gepresenteerd (zie volgende slide). In het kader van de Speelveldtoets 2026 heeft EZK PwC gevraagd om de impact van deze beleidspakketten op het internationale speelveld te analyseren. Deze analyse wordt uitgevoerd aan de hand van vier casestudies en één sectorstudie, waarin de financiële effecten van het beleid en het handelingsperspectief van industriële bedrijven worden onderzocht. Ook wordt een internationale vergelijking gemaakt van elektriciteitskosten (groothandelsprijs, netwerktarieven en belastingtarieven). De analyses in dit rapport zijn afgerond vóór de publicatie van het nieuwe coalitieakkoord en verwerken dit daarom niet expliciet. Bovendien zijn veel maatregelen uit het akkoord nog onvoldoende uitgewerkt om volledig mee te nemen en is er gedeeltelijke overlap met de in dit rapport gebruikte beleidspakketten (vooral het basispakket, zie p. 8). Dit rapport heeft als doel het huidige speelveld duidelijk in kaart te brengen en zo een constructieve bijdrage te leveren aan het debat



Beleidsinstrument	Recente wijzigingen en huidige invulling van het beleidsinstrument (2026)
Energiebelasting gas	Degressieve tariefschijven aflopend van 58 tot 5 ct/m ³
Energiebelasting elektriciteit	Degressieve tariefschijven aflopend van 9 tot 0,3 ct/kWh
CO ₂ -heffing	Tarief vastgezet op €78,67/tCO ₂ , wat onder EU ETS-niveau ligt ⁵
Cash subsidie SDE++	SDE++ budget van €8 mld. voor 2026
Cash subsidie NIKI	NIKI in 2025 goedgekeurd door EC met een budget van €1,2 mld. tot 2030 ⁷
Cash subsidies OWE, DEI+ & VEKI	Nog geen bevestigde continuering OWE voor 2026, wel voor DEI+ en VEKI
Vrijstellingen energiebelasting	WKK-input vrijstelling gedeeltelijk afgeschaft, metallurgische en mineralogisch behouden
IKC ⁴	Regeling is in 2023 tijdelijk afgeschaft. In 2024 heringevoerd t/m 2027 met budget van tussen €129-200 mln/jaar
Belastingaftrek subsidie: EIA & MIA	Investeringssubsidie voor klimaatmaatregelen in de vorm van belastingaftrek voor bedrijven
Maatwerkafspraken	Intentieverklaringen (Expression of Principles) van 13 bedrijven, Joint Letters of Intent met AnQore en Tata Steel en bindende maatwerkafpraak met Nobian en Cosun ⁶

Bestaande sticks Gepauzeerde sticks Carrots

1) Coalitieakkoorden 2024-2028 ([link](#)) en 2026-2030 ([link](#)); 2) Rapport ‘Kantelpunt klimaat en industrie’ (2025), ([link](#)); 3) ACM (2023), ([link](#)); De VCR was officieel geen beleidsinstrument, maar van zodanig belang voor het speelveld dat het hier wel genoemd wordt. Belangrijk is ook dat het afschaffen van de volumecorrectieregeling (VCR) een besluit is geweest van de ACM en geen beleidsingreep was; 4) IKC = Indirect kosten-compensatie voor EU-ETS kosten in netstroom; 5) Sinds 2023 geldt een minimum CO₂-prijs die stijgt van €16,40 naar €31,90 per ton in 2030. Niet-vrijgestelde emissies worden belast op basis van het verschil tussen het tarief en de ETS-prijs, terwijl vrijgestelde emissies worden beprijsd met het verschil tussen de ETS-prijs en de minimumprijs; 6) Rijksoverheid (2025) ([link](#)); NPVI (2025), ([link](#)); 7) EY 2025, ([link](#)).

We analyseren de effecten van twee klimaatbeleidspakketten op het speelveld van de Nederlandse industrie en op de kans op CO₂-weglek

Voorgestelde beleidsmaatregelen ter analyse

- **Als base case modelleren we de impact van het huidige klimaatbeleid.** Dit omvat de nationale CO₂-heffing vóór de aangekondigde pauze, dus volgens het huidige wettelijke pad: tot en met 2030 loopt de totale prijs op tot ongeveer €150 per ton, waarna de nationale heffing in 2031 volledig wegvalt en alleen de ETS-prijs overblijft. Wat betreft subsidies omvat de base case SDE++, NIKI, VEKI, DEI+ en IKC-compensatie, maar dit is beperkt tot 2026/27
- **De pluspakketten¹ zorgen er ten opzichte van de base case dat er substantieel meer financiële steun wordt aangewend voor de industrie,** namelijk door een inkomenssubsidie op de netwerkkosten en de indirecte kosten-compensatie (IKC)
- **Zowel Pluspakketten 1 als 2 bieden begrotingstoewijzing aan belangrijke subsidieregelingen:** Ca. 400-500 miljoen per jaar extra vergoeding voor elektriciteits-kosten (IKC) tussen 2027-31, Ca. €4 miljard/jaar SDE++ budget voor de industrie tussen 2027-30, en eenmalige NIKI-subsidie voor CCS-restgassen van €3 miljard
- **In Pluspakket 1 zorgt de TenneT “Net op Zee” inkomstensubsidie voor een tijdelijke demping van de nettarieven** (€1,5 miljard/jaar in 2027-2030 i.e., €6,6/MWh), wat de druk op netwerkkosten in die jaren vermindert maar niet structureel verlaagt

LEGENDA: Niet duidelijk gedefinieerd / afhankelijk van juridische toets x Aanwezig - Afwezig

	Beleidsmaatregelen ²	Base case	Pluspakket 1	Pluspakket 2	Coalitieakkoord
Sticks	Netto-nulplan 2040	-	-	x	-
	Nationale CO₂-heffing	Huidige prijspad, vóór pauze	-	-	-
	Afbouw ETS1 rechten naar nul in 2040 (basispakket)	Afbouw naar nul in 2050	x	x	x
Carrots	Snelle vergunningen en 2%-ruimte energietransitie	-	x	x	x/ ⁵
	SDE++ (budget beschikbaar voor EII – geschat)	Ca. €4 mld./jaar in 2026	€4 mld./jaar t/m 2030	€4 mld./jaar t/m 2030	€4 mld./jaar t/m 2032
	NIKI, VEKI, DEI+	Ca. €500 mln/jaar in 2026	€500 mln/jaar ³ t/m 2030	€500 mln/jaar ³ t/m 2030	-
	Flex-e XL / iDSR	-	€125 mln/jaar t/m 2031	€125 mln/jaar t/m 2031	-
	CfD's vraagzijde	-	€150 mln/jaar	€100 mln/jaar	€139 mln/jaar
	cPPA-garantiefonds	-	€92 mln in 2027	€92 mln in 2027	-
	NIKI-subsidie CCS restgassen	-	Eenmalig €3 mld ⁴	Eenmalig €3 mld ⁴	x/ ⁶
	CCS clustercontract/vraagaggregatie	-	x	x	x
	Verbeteren/uitbreiden maatwerk	-	€250 mln/j t/m 2029 en €500 mln/j vanaf 2030	€250 mln/j t/m 2029 en €500 mln/j vanaf 2030	x
	Inkomstensubsidie TenneT Net op Zee	-	€1.500 mln/jaar t/m 2030	-	-
	Additionele compensatie elektriciteitskosten (IKC)	Ca. 130 mln. (2026), 200 mln. (2027)	€164 ('27) - 505 ('31) mln/jaar	< €400 mln/jaar t/m 2031	€192 ('26) - 505 ('35) mln/jaar

Samenvatting: Pluspakketten verbeteren tot 2031 het speelveld voor Nederlandse bedrijven; de onzekerheid daarna heeft een negatieve invloed op investeringsbeslissingen

Reflecties op EU- en nationaal klimaatbeleid

Reflecties op pakketten

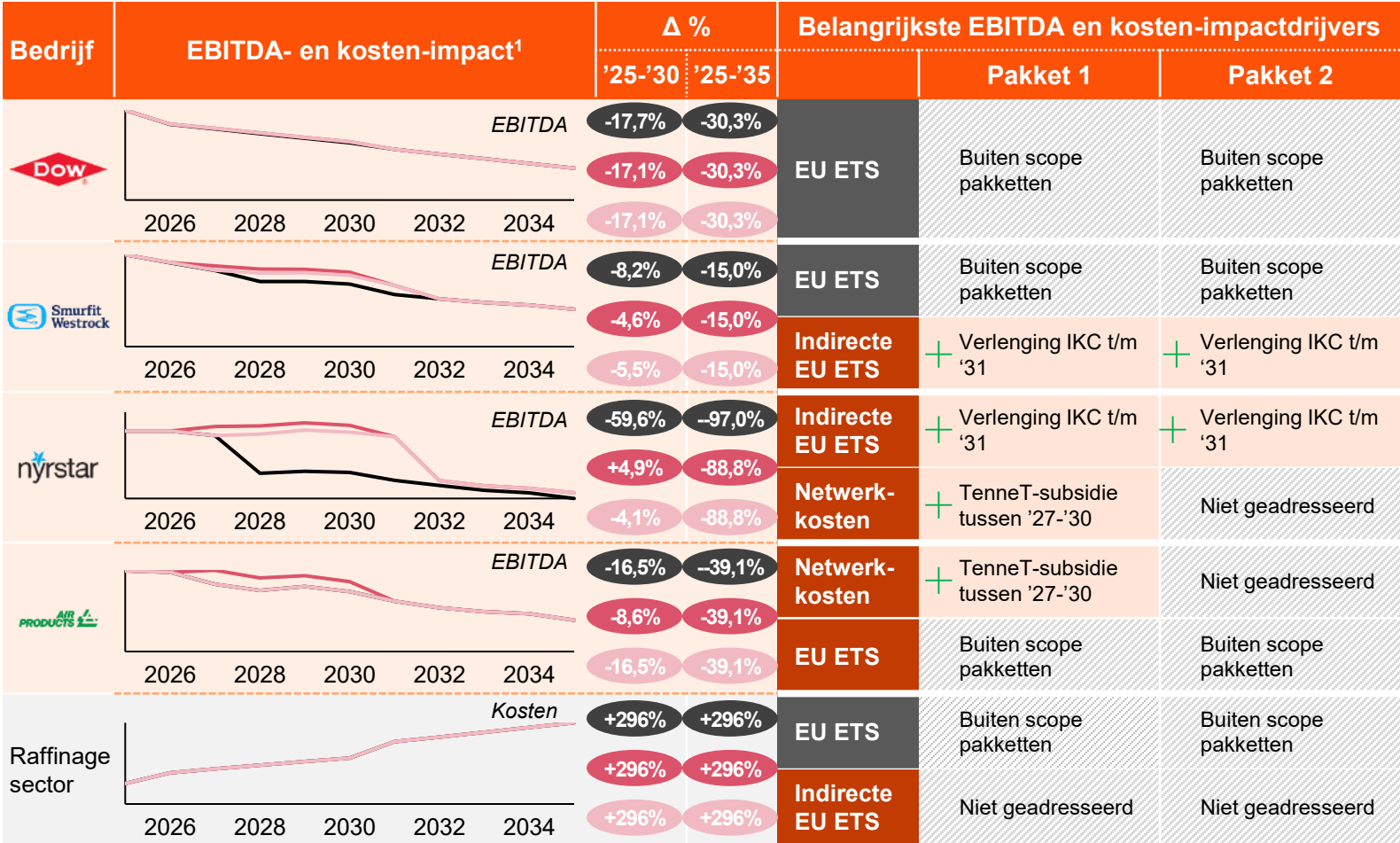
Deep-dives op volgende pagina's

Conclusies

Impact speelveld met andere Europese bedrijven	- Ten opzichte van het huidige beleid verbetert pluspakket 1 het speelveld voor Nederlandse bedrijven binnen Europa tot en met 2031, via verlenging van IKC en lagere netwerkkosten voor industriële grootverbruikers - Pluspakket 2 verbetert het speelveld tot en met 2031, maar minder doordat netwerkkosten niet worden verlaagd - De verbeteringen zijn tijdelijk: na 2031 lopen de IKC-vergoeding en de lagere netwerkkosten af. Dan kunnen verschillen in indirecte ETS-kosten en netwerkkosten met andere landen opnieuw oplopen, afhankelijk van het beleid in Nederland t.o.v. andere landen - Onder de aanname dat Nederland na 2031 geen IKC meer verstrekt terwijl andere landen dat wel doen én de huidige verschillen in netwerkkosten blijven bestaan, verwachten we een sterke daling van de EBITDA na 2031 - Bij voortgaande decarbonisatie met behulp van subsidies verandert de winstgevendheid niet: de toename in operationele kosten voortkomend uit decarbonisatie (o.a. hogere elektriciteits- en netwerkkosten) wordt gecompenseerd door subsidies, waarbij de besparingen op ETS-kosten worden verrekend en de winstgevendheid daarmee neutraal blijft. Deze winstneutraliteit neemt echter het risico op concurrentienadelen door structureel hogere netwerkkosten of minder gunstige IKC-regimes ten opzichte van andere landen niet weg - De onzekerheid over de situatie na 2031 heeft daardoor een remmend effect op investeringsbeslissingen in het algemeen en op decarbonisatie-investeringen in het bijzonder	Pluspakketten 1 en 2 verbeteren het speelveld binnen Europa en geven meer zekerheid tot 2030/2031. Omdat de structurele verschillen in indirecte ETS-kosten en netwerkkosten na 2031 echter onzeker blijven, kan de onzekerheid over het speelveld op de lange termijn een negatieve invloed hebben op investeringsbeslissingen
Impact verduurzaming door Nederlandse spelers	- Ten opzichte van het huidige beleid zorgen pluspakketten 1 en 2 voor aanzienlijk meer budget en financiële zekerheid voor grote CCS-, waterstof- en elektrificatieprojecten (o.a. via SDE++, NIKI, VEKI, CfD's en verlenging van IKC) - Tegelijkertijd blijven, zoals hierboven beschreven, de onzekerheden¹ na 2031 bestaan, waardoor investeringsbeslissingen voor decarbonisatie worden afgeremd - Belangrijke randvoorwaarden – tijdige beschikbaarheid van CO₂-transport en -opslag, NOx-vergunningen voor laag-CO₂-waterstof en voldoende netcapaciteit – zijn nog niet structureel opgelost, waardoor realisatie van projecten onzeker blijft - Daardoor is het risico reëel dat de versterkte financiële prikkels niet volledig worden benut en de feitelijke CO₂-reductie achterblijft bij de ambities	Pluspakketten 1 en 2 versterken vooral de financiële randvoorwaarden voor verduurzaming. Tegelijkertijd blijft zonder parallelle oplossingen voor infrastructuur en vergunningen het risico groot dat CO₂-reductie achterblijft bij het beschikbare budget
Impact op speelveld buiten Europa	- Het relatieve speelveld tussen Europese en niet-Europese bedrijven hangt sterk af van de manier waarop Europa erin slaagt de spelregels tussen Europese en niet-Europese producenten gelijk te maken via maatregelen zoals het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) - Onze resultaten laten zien dat een ongelijk speelveld tussen Europese en niet-Europese bedrijven ook voor Nederlandse bedrijven grote impact heeft en benadrukken daarmee het belang van een effectieve CBAM - Pluspakketten 1 en 2 zijn nationale maatregelen (gericht op de nationale CO₂-heffing, netwerkkosten en nationale subsidies) en veranderen, juist omdat het nationale maatregelen zijn, niets aan de directe ETS-kosten of aan de reikwijdte en vormgeving van CBAM	Pluspakketten 1 en 2 zijn nationale maatregelen en corrigeren daarmee de speelveldongelijkheid tussen Europese en niet-Europese bedrijven niet. Een robuuste weglekmaatregel gericht op EU ETS, bijv. via een effectieve CBAM-implementatie op EU-niveau, is daarom zeer belangrijk

Pluspakketten 1 en 2 verbeteren het speelveld met andere Europese landen t/m 2031 via verlenging van IKC en met pluspakket 1 ook via lagere netwerkkosten

Impact op speelveld in Europa: EBITDA- en kosten-impact pluspakketten



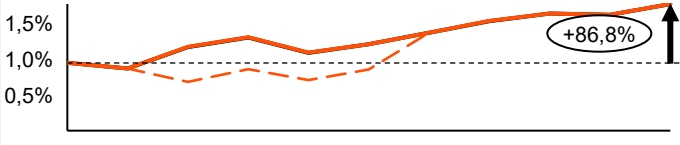
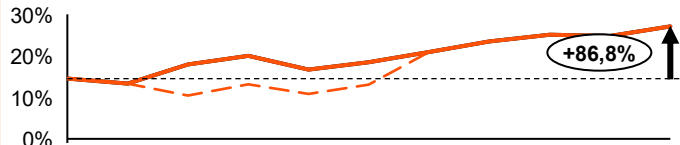
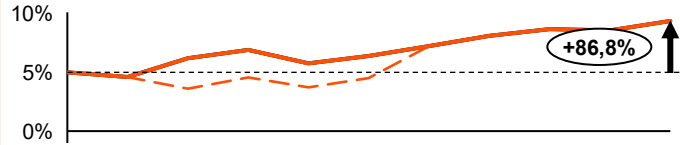
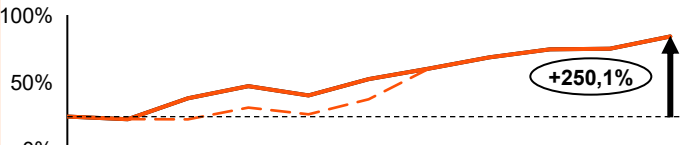
— Base case — Pakket 1 — Pakket 2 ■ EU-niveau maatregel ■ Nationale maatregel

Toelichting

- **Pluspakketten 1 en 2 bieden gerichte verlichting**, met name via tijdelijke verlaging van netwerkkosten (alleen in pakket 1) en verlenging van IKC tot en met 2031, wat ondersteuning biedt voor behoud van productie
- **Een resultaat hiervan is minder sterke EBITDA-dalingen t/m 2031** bij elektriciteitsintensieve bedrijven (zoals Nyrstar), doordat zij tijdelijk worden afgeschermd van stijgingen in nettarieven en indirecte ETS-kosten
- **Tegelijkertijd blijft Europees ETS- en CBAM-beleid bepalend voor het mondiale speelveld**: prijs en vormgeving liggen buiten het Nederlandse beleidskader. Nationaal beleid kan deze effecten hooguit tijdelijk dempen en niet fundamenteel veranderen
- **De pakketten verbeteren vooral het nationale speelveld binnen Europa** – door verlichting van netwerkkosten en indirecte ETS-kosten – maar zijn niet bedoeld om mondiale weglek via ETS/CBAM op te lossen
- **De pluspakketten bevatten ook extra subsidies**, zoals SDE++, NIKI en VEKI. Deze zijn vooral bedoeld om de onrendabele top van investeringen af te dekken, niet om ETS-kosten te compenseren. Daardoor blijft de structurele EBITDA-druk vanuit ETS bestaan, ook als reductiemaatregelen worden uitgevoerd

Deep-dive: Pluspakket 1 verbetert specifiek het speelveld voor netwerkkosten tot 2031; Maar er blijft onzekerheid over de relatieve kosten na 2031

Impact op speelveld in Europa: Netwerkkosten deep-dive

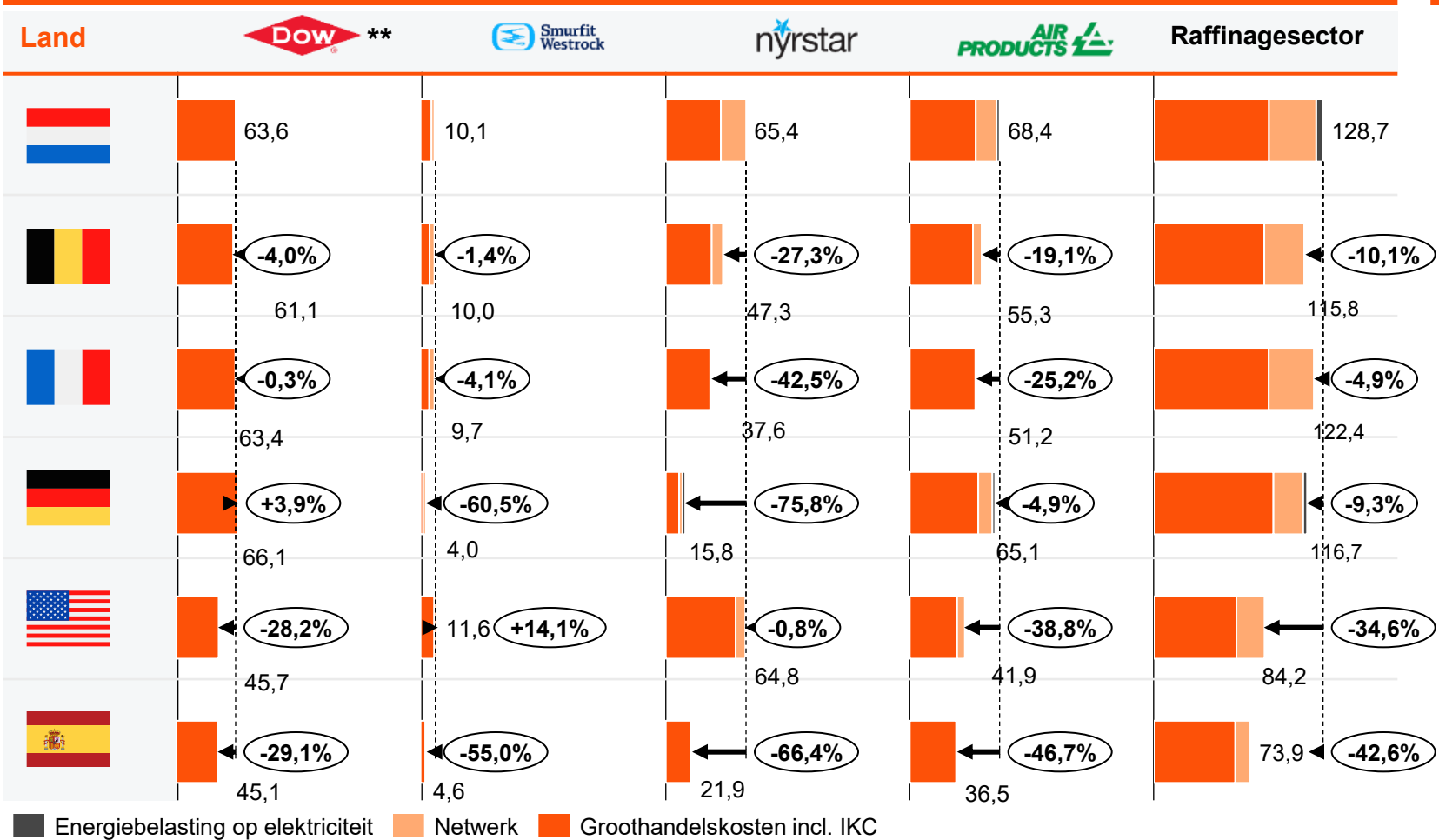
Bedrijf	Netwerkkosten ontwikkeling als % van totale kosten ¹	Netwerkkosten in 2035 t.o.v. totale kosten		Belangrijkste drijvers voor netwerkkosten
	Geen netwerkkosten omdat Dow elektriciteit zelf opwekt 	Base 0%	Pakket 1/2 0%	- Dow heeft nu geen netwerkkosten, omdat het zijn elektriciteit zelf opwekt - Met e-drives en CCS stijgt de elektriciteitsvraag met ~147% en moet stroom grotendeels van het net komen, waardoor netwerkkosten kunnen oplopen tot ~4,7% van de totale kosten - Netwerkkosten worden daarmee een doorslaggevende factor in de keuze om deze reductieopties wel of niet te realiseren
		1,8%	1,8%	- De stijging in netwerkkosten wordt vrijwel volledig gedreven door een stijging van de nettarieven - Pakket 1 (TenneT-subsidie) dempt tijdelijk, maar biedt geen structurele oplossing bij blijvend stijgende nettarieven
		27,0%	27,0%	- De verduurzamingsopties veranderen de elektriciteitsvraag van Nyrstar nauwelijks - De hogere netwerkkosten komen daardoor bijna volledig door stijgende nettarieven, niet door extra verbruik - Pakket 1 (TenneT-subsidie) dempt tijdelijk, maar biedt geen structurele oplossing bij blijvend stijgende nettarieven
		9,3%	11,4%	- De netwerkkosten stijging wordt vooral gedreven door structureel oplopende nettarieven en extra elektriciteitsvraag door verduurzamingsopties (HYCO4) - Pakket 1 (TenneT-subsidie) dempt tijdelijk, maar biedt geen structurele oplossing bij blijvend stijgende nettarieven
Raffinage sector ²		83,9%	83,9%	- Voor raffinaderijen nemen de netwerkkosten sterk toe doordat zowel het elektriciteitsverbruik als de nettarieven stijgen - Pakket 1 (TenneT-subsidie) verbetert het speelveld voor netwerkkosten tijdelijk, maar biedt geen structurele oplossing bij blijvend stijgende nettarieven

— Base case — Pakket 2 - - - Pakket 1 (TenneT-subsidie)

Pluspakketten 1 en 2 bevatten IKC, maar adresseren hogere elektriciteitskosten in Nederland nog onvoldoende om het speelveld gelijk te trekken

Impact op speelveld in Europa: Totale elektriciteitskosten

Totale elektriciteitskosten, 2026 in € mln



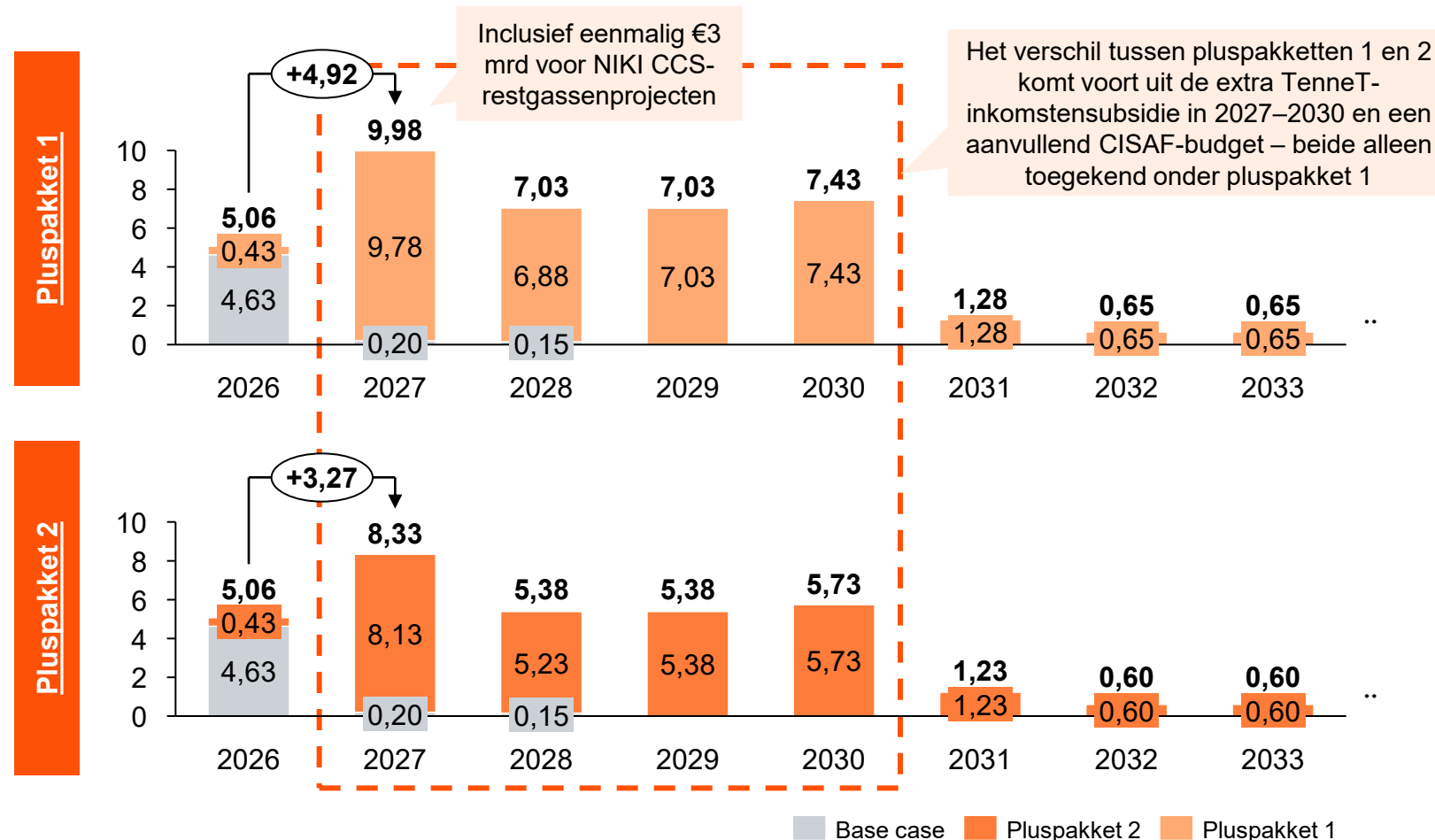
Toelichting

- Voor meerdere onderzochte bedrijven en sectoren liggen de totale elektriciteitskosten in Nederland hoger dan in omliggende landen. Dat kostenverschil wordt vooral gedreven door hogere netwerkkosten, maar verschillen in groothandelskosten en — afhankelijk van vrijstellingen — energiebelasting versterken het speelveldnadeel verder
- Pluspakketten 1 en 2 bieden vooral tijdelijke verlichting via verlenging van IKC en, alleen in pluspakket 1, tijdelijke demping van netwerkkosten. Daarmee verbeteren zij het speelveld tot en met 2031, maar de onderliggende verschillen in groothandelskosten voor elektriciteit worden niet expliciet geadresseerd
- Er zijn wel aanvullende instrumenten voorgesteld die hogere elektriciteitskosten kunnen helpen mitigeren, zoals vraagzijde-CfD's en een cPPA-garantiefonds, naast extra compensatie voor elektriciteitskosten
- Tegelijk zijn deze maatregelen nog onvoldoende uitgewerkt. Daardoor blijft onzeker in welke vorm, omvang en timing deze instrumenten daadwerkelijk zullen bijdragen aan een gelijk speelveld

Ten opzichte van het huidige beleid zorgen pluspakketten 1 en 2 voor aanzienlijk meer budget en financiële zekerheid via SDE++, NIKI, VEKI, CfD's en verlenging van IKC

Impact op verduurzaming: Financiële zekerheid van pluspakketten

Beschikbaar budget via voorgestelde maatregelen onder pluspakketten 1 en 2 (€ mrd/jaar)

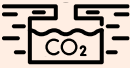


Toelichting

- De **pluspakketten zijn primair een financieringsimpuls** voor industriële verduurzaming: zij verhogen het beschikbare budget en de zekerheid voor grote projecten substantieel, vooral in 2027–2030
- Deze **subsidies leiden niet automatisch tot een concurrentievoordeel binnen de EU**: zij zijn in beginsel winstneutraal vormgegeven en bedoeld om de onrendabele top / extra kosten van verduurzaming af te dekken, waarbij ook rekening wordt gehouden met vermeden ETS-kosten
- Pluspakket 1 biedt meer steun dan pluspakket 2**, vooral door de extra TenneT-subsidie; de piek in 2027 wordt in beide pakketten gedreven door de eenmalige NIKI-bijdrage voor CCS op restgassen
- Deze impuls is echter niet structureel: na 2031 neemt het budget sterk af, waardoor onzekerheid over het langetermijnkader blijft bestaan en investeringsbesluiten kunnen vertragen
- Zonder voortgang op de randvoorwaarden (zie volgende pagina)** blijven de pluspakketten vooral **beschikbare budget zonder volledige uitvoerbaarheid**

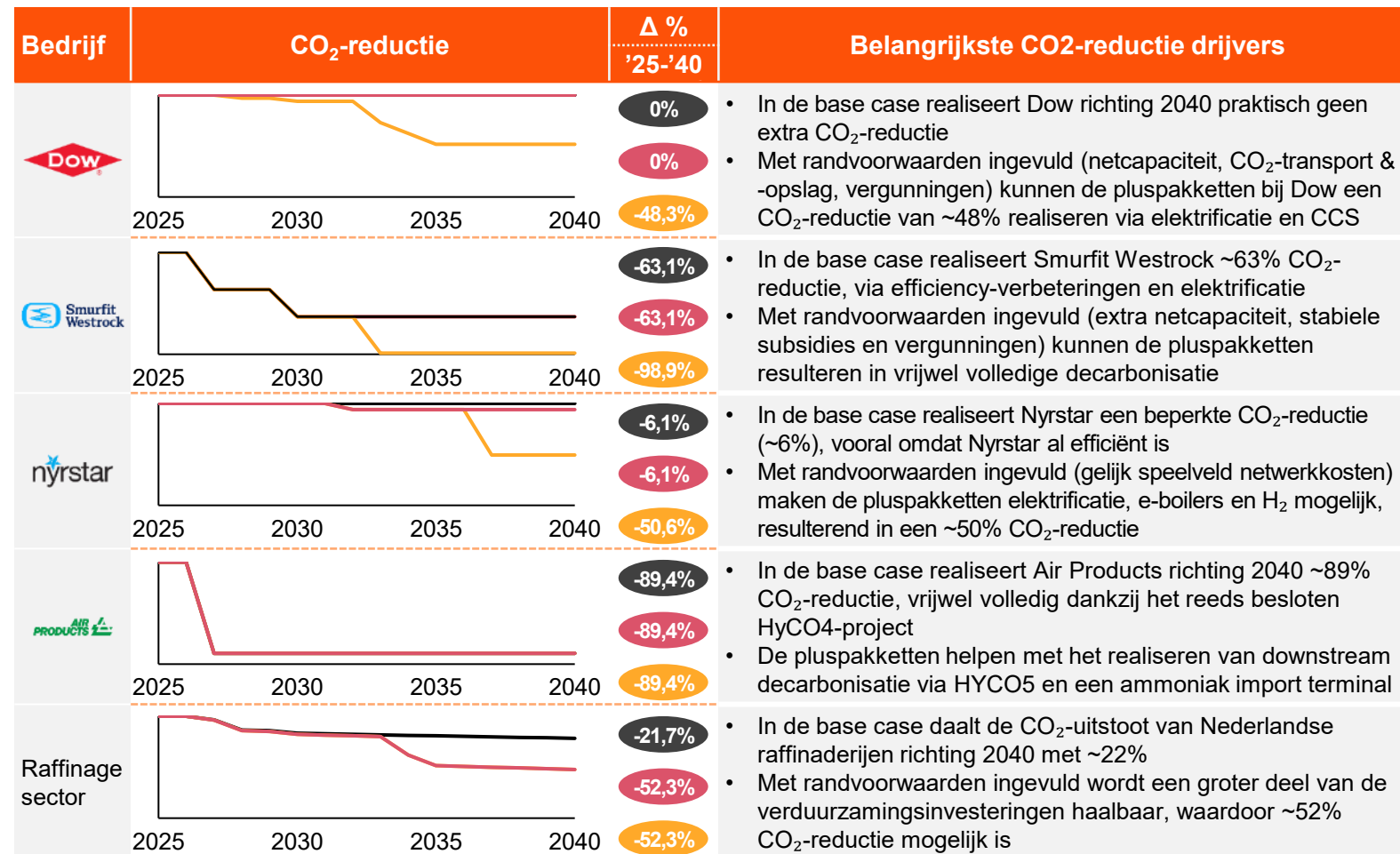
Oplossingen voor knelpunten in CO₂-opslag, elektriciteitsnetwerk en NOx-vergunningen zijn cruciaal voor verduurzaming, maar worden in de pluspakketten onvoldoende aangereikt

Impact op verduurzaming: Randvoorwaarden

Randvoorwaarden	Relevante projecten	Huidige status	Reflecties op voorgestelde maatregelen
 Aramis (CO₂ opslag en transport)	Dow: Waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS (1-2 Mt CO₂/jaar reduction) Raffinagesector: Waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS (>1 Mt CO₂/jaar reduction at least) Air Products: HYCO5 (0,6 Mt CO₂/jaar)	- Er is beroep aangetekend tegen het projectbesluit en twaalf uitvoeringsbesluiten (fasen 1 en 2) voor het Aramis-initiatief; gepubliceerd op 24 april 2025 - Omdat de procedure bij de Raad van State tijd kost, kan de FID doorschuiven naar 2027, tenzij de rechtbank in H1 2026 uitspraak doet - In het worstcasescenario is het mogelijk dat de FID pas begin 2028 wordt genomen. De kans hierop is laag gezien de huidige politieke aandacht - Uitgaande van de tijdlijn van Porthos als benchmark (±5 jaar van FID tot start operatie) ligt de verwachte datum voor volledig operationeel Aramis rond 2032–33	- De pluspakketten benadrukken voorspelbare, snellere vergunningprocessen en gecoördineerde besluitvorming voor nationale prioriteitsprojecten; dit kan impliceren dat er een snellere route naar FID voor Aramis mogelijk is - De pluspakketten proberen vraagzekerheid te borgen via een voorstel voor 'clustercontracten', maar het kernprobleem voor gebruikers wordt onvoldoende geadresseerd: risico's rond vertragingen en tijdelijke sluitingen van Aramis liggen nu bij de gebruikers, terwijl die risico's buiten hun controle blijven
 Stikstof-vergunningen	Dow: Waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS (1-2 Mt CO₂/jaar reductie) Refineries: H-vision project i.e., waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS (ca. 0,6-1 Mt CO₂/jaar reductie)	- CCS reduceert CO₂ zó sterk dat het totale rookgasvolume daalt, waardoor de gemeten NOx-concentratie kan stijgen, zelfs als de absolute NOx-emissies niet toenemen - Omdat de Nederlandse NOx-vergunningverlening concentratie/intensiteit beoordeelt (in plaats van totale NOx-massa), al ligt er in EU-verband een voorstel om bij >20 vol% H₂ juist de jaarlijkse NOx-vracht te borgen, zien toezichthouders deze hogere concentratie als verslechtering. Dit maakt het (op dit moment) onmogelijk voor "blue hydrogen"-projecten uit restgassen om een NOx-vergunning te krijgen	- De pluspakketten stellen momenteel een eenmalige subsidie van €3 mld voor blauwe-waterstofprojecten via een 'NIKI-subsidie' (CCS op restgassen) voor, maar lossen de kernbottleneck niet op: onder het huidige regelgevend kader kan de NOx-vergunning niet worden verleend EZK en IenW werken momenteel aan aanpassing van het NOx-vergunningkader om blue-hydrogen- en CCS-projecten mogelijk te maken
 Netcapaciteit	Dow: Vervanging gasturbines, CCS, Elektrificatie krakers (3,3-4,3 Mt CO₂/jaar) Nyrstar: E-boilers, proces-elektrificatie, H₂-elektrolyser (8,9 kt/jr. totale CO₂ reductie) SKRP: Warmtepompen, E-boilers (100 Kt/jaar CO₂ reductie)	- In sommige gebieden worden elektrificatiemaatregelen door de industrie gehinderd door vertragingen bij het verkrijgen van extra netcapaciteit - Meerdere industriële bedrijven hebben te maken met doorlooptijden van 8–10 jaar	Hoewel pluspakket 1 de hoogte van netwerkkosten adresseert, bevat geen van de pakketten concrete maatregelen om netuitbreiding te versnellen en/of om de benodigde extra capaciteit sneller toe te kennen—terwijl elektrificatie cruciaal is om decarbonisatiedoelen te halen

Met tijdige realisatie van Aramis, NOx-vergunningen en extra netcapaciteit kunnen de pluspakketten in de casestudies richting 2040 ~50–100% CO₂-reductie realiseren

Impact op verduurzaming: Verduurzamingsroutes



— Base case — Pakket 1/2 met randvoorwaarden geaddresseerd — Pakket 1/2 zonder randvoorwaarden

Toelichting

- De getoonde CO₂-reductieroutes zijn gebaseerd op wat de bedrijven zelf als realistisch/haalbaar richting 2040 inschatten, en laten vooral de relatieve impact van de pluspakketten zien – **niet een exact emissiepad** dat het naar nul dalende EU-ETS-plafond volgt
- De casestudies laten zien dat **de pluspakketten via investeringssubsidies (SDE++, VEKI, NIKI), prijszekerheid (zoals CfD's) en lagere energie- en CO₂-kosten een aantrekkelijk kader creëren** voor grote elektrificatie-, CCS- en waterstofprojecten
- Tegelijk laten de casestudies zien dat deze prikkels nu maar beperkt kunnen worden benut**, omdat cruciale randvoorwaarden – Aramis, NOx-vergunningen en extra netcapaciteit – nog niet op orde zijn
- Als deze randvoorwaarden tijdig worden ingevuld, kunnen de pluspakketten de geplande projecten bij Dow, Smurfit Westrock en Nyrstar voor een groot gedeelte helpen realiseren** met CO₂-reducties van grofweg 50–100% per bedrijf en samen circa 2,5 Mt CO₂ per jaar richting 2040
- In dat scenario worden de pluspakketten een belangrijk onderdeel om industriële uitstoot terug te brengen én productie in Nederland te houden**, in plaats van dat uitstoot en investeringen verschuiven naar het buitenland



Casestudies

2

2.1

Casestudie: Dow Terneuzen

Sector: Basischemie

Dow Terneuzen produceert chemische halffabricaten in de op één na grootste productielocatie van Dow ter wereld

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet:
\$ 40,0 mld (2025)³

EBITDA:
\$ 3,3 mld (2025)³

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor in Midland, Michigan VS
- 98 productielocaties

Belangrijkste verkoopproducten

- Ethyleen Oxide
- Polyethyleen
- Polyolen
- Polyglycolen



Belangrijke kenmerken Dow in Terneuzen



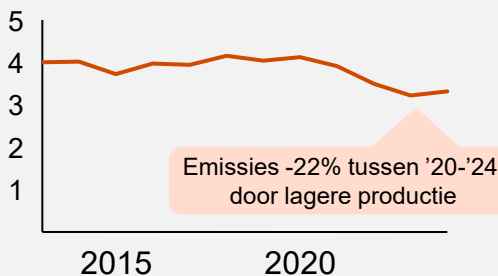
Cijfers (2025)

- **Werknemers:** ca. 3.200
- **Omzet:** € 1.100 mln (2025)

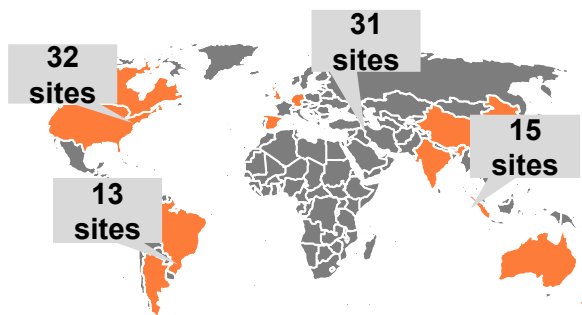
Emissies & productiecapaciteit (2024)¹

- **Kraken:** niet openbaar
- **Ethyleenoxide:** niet openbaar
- **Totale productiecapaciteit:** 5,67 Mt (2024)⁴

Emissies (Mt CO₂ equivalent)²



Mondiale activiteiten moederbedrijf



Landen met productiefaciliteiten

- Dow heeft productie locaties in **29 landen** wereldwijd (2026)
- Investeert in Canada in 's werelds eerste net-zero (scope 1&2) ethyleen **kraker**
- Investeert in het gebruik van **groene energie** en is **leider** hierin binnen de **chemische industrie**
- Investeert in het **recyclen** van lastig te recyclen **plastics** in de VS en binnen de EU



Activiteiten in Nederland

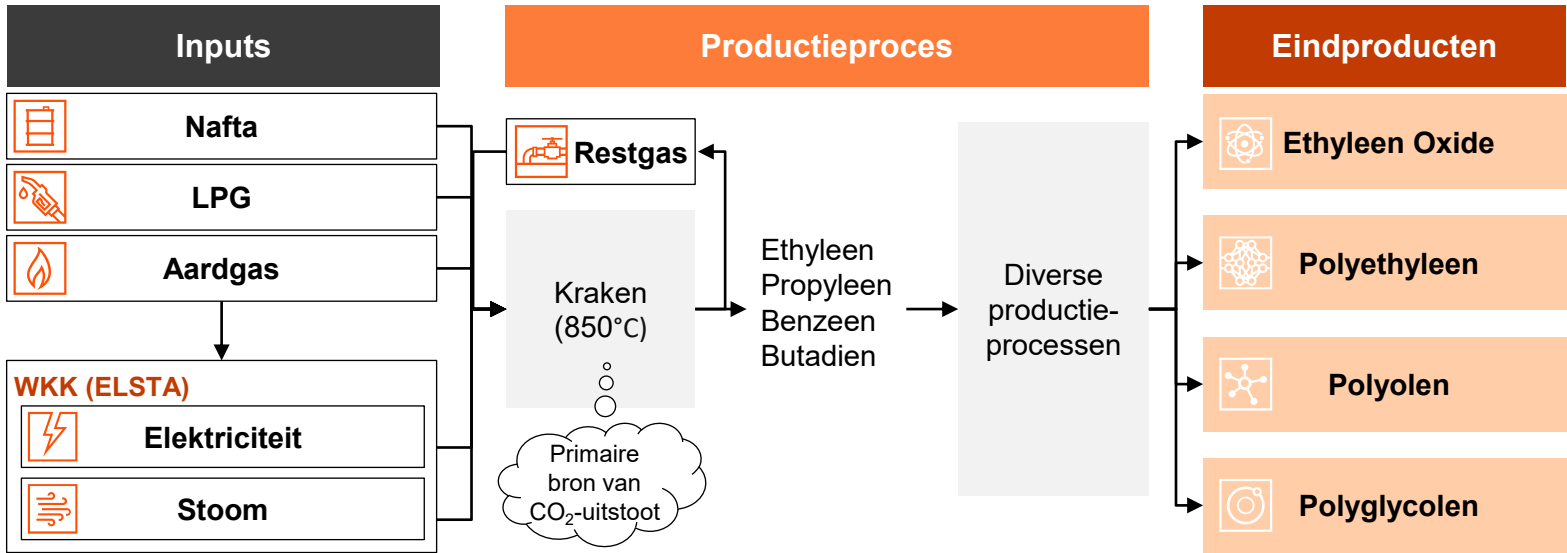


Belangrijke kenmerken:

- Dow produceert **chemische halffabricaten** die o.a. de basis vormen voor plastic. Ook breidt Dow zijn productielocatie uit voor de eerste **API-productie**⁵ in de EMEA-regio⁶
- De productielocatie in Terneuzen bestaat uit 16 fabrieken en is daarmee de op **één na grootste productielocatie van Dow ter wereld**
- **Meer dan 80%** van de **productie** wordt **geëxporteerd binnen de EU**, maar door verslechterde omstandigheden is totale **productie** in de afgelopen 5 jaar met **~18% afgenomen**

In Terneuzen produceert Dow kunststoffen en industriële halffabricaten – tijdens het kraken komt de meeste CO₂ vrij

Procesbeschrijving



Toelichting

- In Terneuzen **produceert** Dow **kunststoffen** en industriële **halffabricaten**. Dow heeft ook aangekondigd te investeren in een nieuwe faciliteit in Terneuzen voor de productie van actieve **farmaceutische ingrediënten** (API's)
- Terneuzen is een zogenoemde **geïntegreerde site** waarbij **drie krakers**, nafta en LPG tot ethyleen, propyleen, butadien en benzeen verwerken
- Deze **inputs** worden grotendeels gebruikt bij de **productie van Ethyleen Oxide, polyethyleen, polyolen en polyglycolen** - een kleiner deel wordt direct verkocht (**ethyleen**)
- Dow **verkoopt utiliteiten** aan de geïntegreerde productiefaciliteiten van **Trinseo** waar polymeren worden geproduceerd
- In januari 2025 heeft Dow besloten om een onderhoud aan **een van de drie krakers** uit te stellen vanwege aanhoudende **zwakke marktomstandigheden** in Europa, waardoor de kraker vanaf **Q2 2025 komt stil te liggen**²

Verbruik en efficiëntie van het proces			
Elektriciteits verbruik (10-j Gem.)	Gem. 811,2 GWh per jaar	Energie efficiëntie (2025)³	Elektriciteit: 161 kWh per ton product Gas: 344 m3 per ton product
Gasverbruik (10-j Gem.)	Gem. 2.282 mln m3 per jaar	CO₂ efficiëntie¹	Kraken: niet openbaar Ethyleenoxide: niet openbaar

Afnemende energie-efficiëntie door een lagere benuttingsgraad

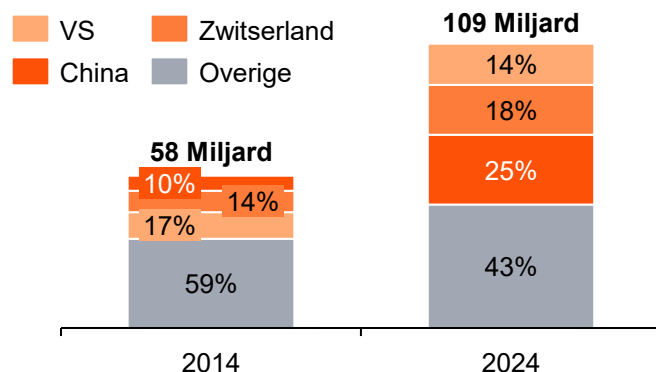
Bron: PwC analyse; Management informatie Dow 1) EU ETS benchmarks 2021 – 2025 (Link); Stoomkraken 0,681 ton CO₂/ton product & Ethyleenoxide 0,389 ton CO₂/ton product 2) Argus(2025), 'Dow to idle one cracker at Terneuzen'(link); 3) Cijfers verschillen met de vorige editie van de speelveldtoets 2024 door nieuwe berekeningsmethode waarbij de tussenproducten uit de stoomkrakers niet worden meegenomen in de productiecijfers;

Momenteel opereert Dow in een markt waarin toenemende importdruk vanuit buiten de EU en lagere benutting leiden tot margecompressie

Markt

Importen van buiten de EU nemen hard toe...

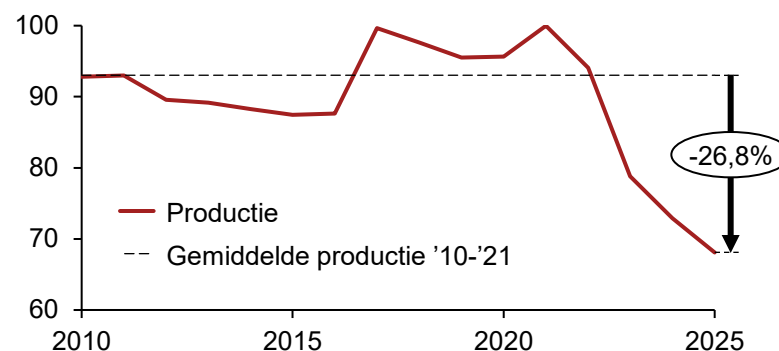
EU-importen van chemische producten¹ naar herkomstland waarde (€ mrd) en herkomstmix (%), 2014 vs 2024



- **EU-importen van chemische producten stegen van €58 mrd (2014) naar €109 mrd (2024):** bijna een verdubbeling van het externe aanbod in de Europese markt
- **Herkomstmix verschuift richting China** (China 10% → 25%), waardoor Europa sterker wordt blootgesteld aan low-cost en schaalgedreven concurrentie
- **Dit vergroot de prijsdruk in de EU**, omdat de marktprijs steeds vaker wordt bepaald door importstromen en Europese producenten minder pricing power hebben

...terwijl de productie binnen de EU is afgenomen...

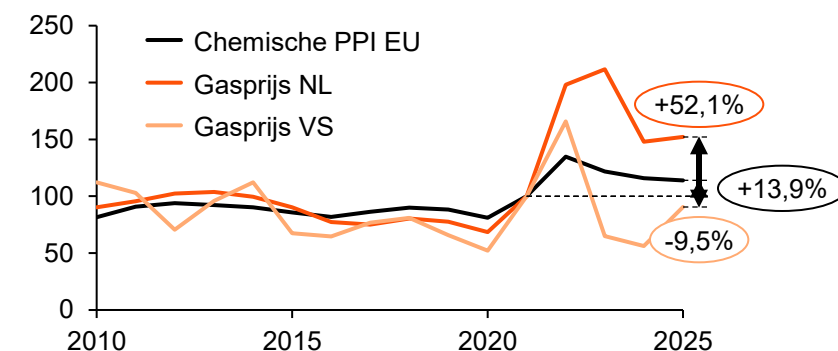
Chemische productie² in de EU Index, 2010-2025



- **EU chemische productie ligt in 2025 ~26,8% onder het gemiddelde van 2010–2021**, met een scherpe daling sinds 2022
- **Lagere productie wijst op structurele druk op benutting**, waardoor vaste kosten over minder volume worden verdeeld en de kostprijs per ton stijgt
- **Hierdoor verliest de EU schaal en flexibiliteit**, wat de concurrentiepositie verder verzwakt en het herstel van volumes bemoeilijkt

...wat resulteert in margecompressie

Chemische producentenprijsindex³ (EU) en gasprijzen (NL/VS) Index, 2010-2025



- Chemische producentenprijzen (EU PPI) stijgen met **+13,9%** t.o.v. 2021, terwijl de gasprijsontwikkeling sterk uiteenloopt met NL gas **+52,1%** versus VS gas **-9,5%** t.o.v. 2021
- **Dit betekent dat inputkosten in Europa veel harder oplopen dan outputprijzen**, waardoor spreads krimpen en kosten niet kunnen worden doorgegeven
- **In combinatie met lagere benutting leidt dit tot margecompressie**

Door eigen energieopwekking betaalt Dow geen elektriciteitsbelasting en netwerkkosten waardoor Dow in Nederland geen concurrentienadeel ervaart

Elektriciteitskosten huidige situatie

Componenten energiekosten

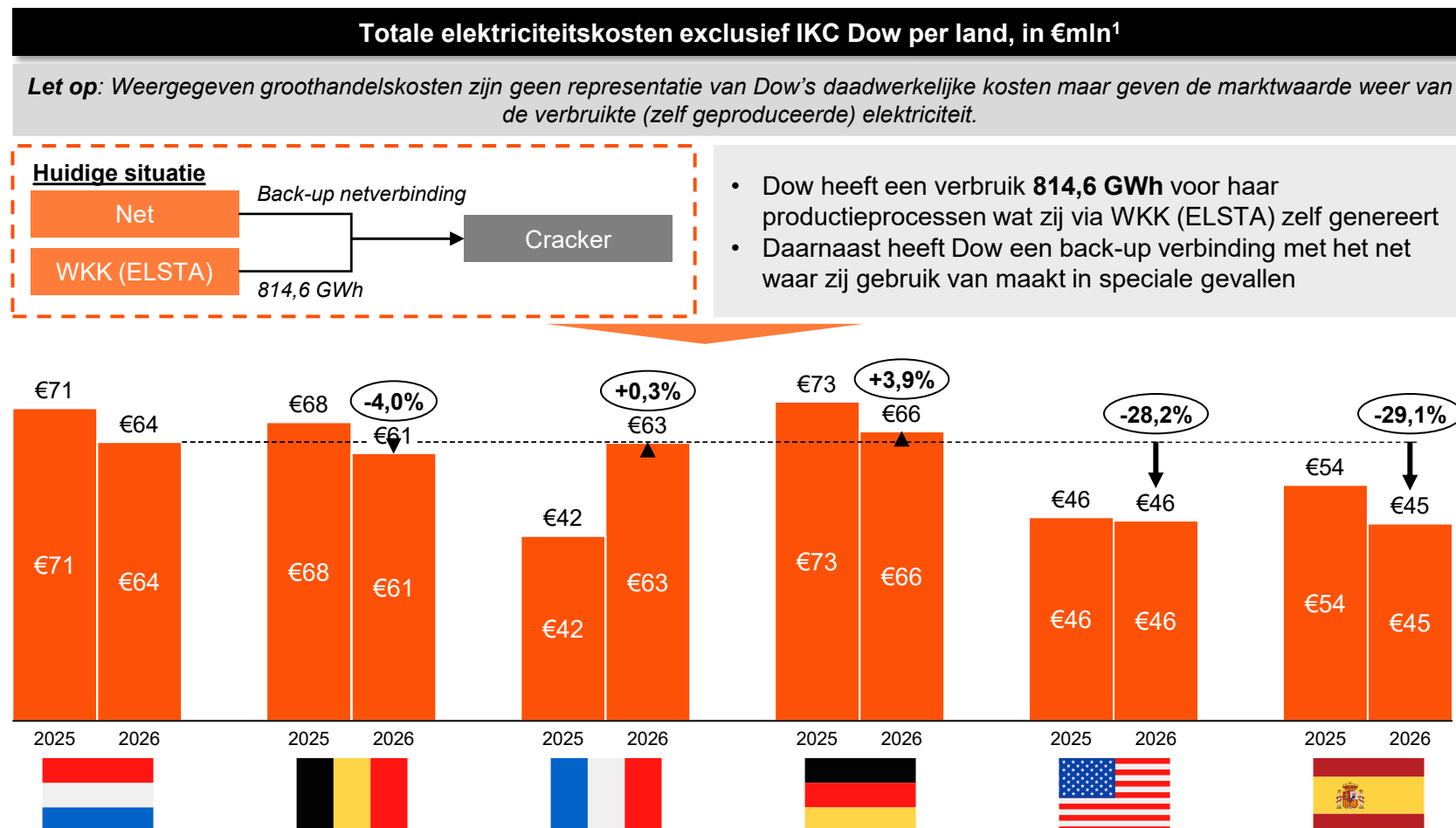
Energiebelasting

(zie deep-dive op volgende pagina's)

Netwerkkosten

Groothandelskosten

(zie deep-dive op volgende pagina's)



Uitkomst Dow

- Dow is **vrijgesteld** van **EB** voor **elektriciteit** en hoeft minimale **netwerkkosten** te betalen omdat Dow zelf hun elektriciteit opwekt met ELSTA (WKK)
- Aangezien Dow momenteel **geen elektriciteit inkoop** heeft de elektriciteitsprijs **bepaalde impact** op hun concurrentiepositie – het beïnvloedt echter wel de **investeringsbeslissing** voor verduurzamingsprojecten via **elektrificatie**
- Stijging** groothandelskosten in **FR** resultaat afschaffen **ARENH** systeem in **2026**
- Kale groothandelsprijzen vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** behalve voor **VS** en **ES**
- In 2025 ontving Dow in **geen** van de landen **IKC** voor deze operaties

Bron: PwC analyse op basis van management informatie van Dow; gegevens vastgestelde nettarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten, en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land. 1) De groothandelskosten geven de marktprijs weer van de elektriciteit die Dow via de WKK-installatie opwekt. Dit weergegeven helpt in het analyseren van de internationale marktprijsverschillen; 2) Rapport Kantelpunt Klimaat en Industrie, 2025 ([link](#)); 3) Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 ([link](#))

In alle EU-landen zijn er via WKK-vrijstellingen voor zelf opgewekte elektriciteit, wat leidt tot kleine verschillen in speelveld

Elektriciteitskosten – Energiebelasting

Elektriciteitskosten Dow, in €mIn ¹			Uitkomst Dow
Componenten energiekosten	Energiebelasting per land, in € mln	Toelichting	
Energiebelasting (Deep-dive)		In zowel NL, BE, FR en DE geldt een WKK-vrijstelling waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld	- In zowel NL en BE, als DE en FR geldt een WKK-vrijstelling op zelf opgewekte elektriciteit waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld van elektriciteitsbelasting - Sinds 2025 betaalt Dow wél EB over WKK-inputgas wegens omzetting van de volledige vrijstelling naar een gedeeltelijke vrijstelling in NL - In de VS (Texas) is er geen energiebelasting - Daarmee blijven de totale kosten voor energiebelasting in 2025 en 2026 uit in de NL, BE, FR, DE en VS landen ES kent wel een positieve energiebelasting – hier geldt dat alleen de opgewekte en zelf gebruikte energie van installaties voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, warmtekrachtkoppeling en afval, waarvan het geïnstalleerde vermogen niet meer dan 50 MW bedraagt volledig vrijgesteld zijn van energiebelasting³
		In zowel NL, BE, FR en DE geldt een WKK-vrijstelling waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld	
Netwerkkosten		In zowel NL, BE, FR en DE geldt een WKK-vrijstelling waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld	
		In zowel NL, BE, FR en DE geldt een WKK-vrijstelling waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld	
Groothandelskosten		De VS kent geen energiebelasting waardoor Dow geen energiebelasting betaalt	
	 0,1 0,1	Geen veranderingen in EB sinds 2023 – bovendien is dit door vrijstellingen van 85% op de grondslag beperkt merkbaar 2025 2026	

1) PwC-analyse op basis van management informatie van Dow; gegevens vastgestelde nettariëven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; groothandelprijs data van EMBER (voor 2023 prijs), ICE (voor 2024 Europese prijzen) en EIA voor Texas, VS (2023-24), en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land; 2) We berekenen de kosten voor 2023 en 2024 voor de verschillende landen op basis van hetzelfde gemiddelde elektriciteitsverbruik van de afgelopen 10 jaar (814,8 GWh); 3) Agencia Tributaria (2026), *Special Electricity Tax -Tax benefits: Exemptions and reductions.* ([link](#)); (4) Belastingdienst, *Energiebelasting* ([link](#))

Deep-dive: De kale groothandelsprijs is relatief vergelijkbaar in de meeste landen in 2026 – met uitzondering van de VS en ES waar deze lager liggen

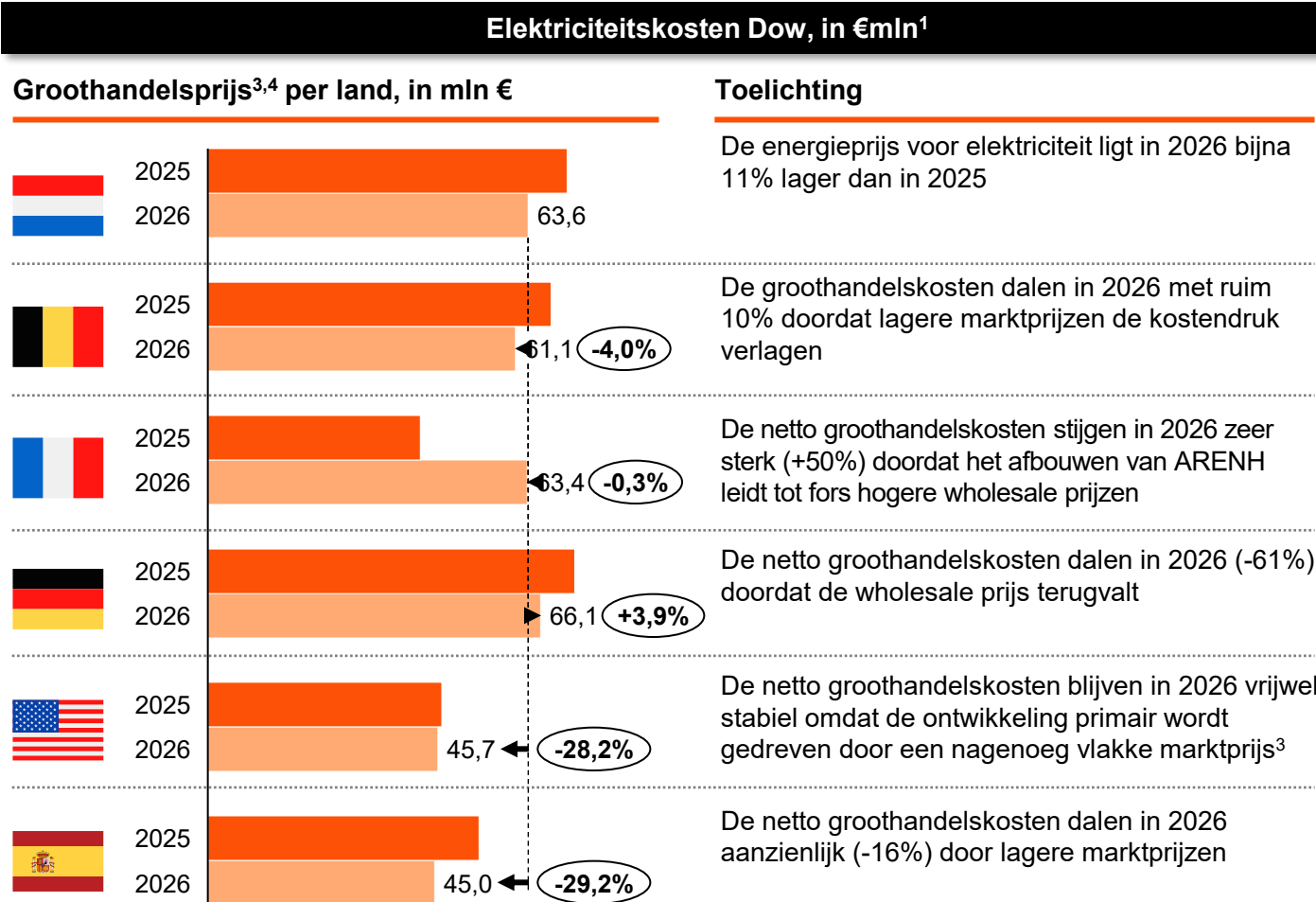
Elektriciteitskosten – Groothandelskosten

Componenten
energiekosten

Energie-
belasting

Netwerk-
kosten

Groothandels
kosten
(Deep-dive)



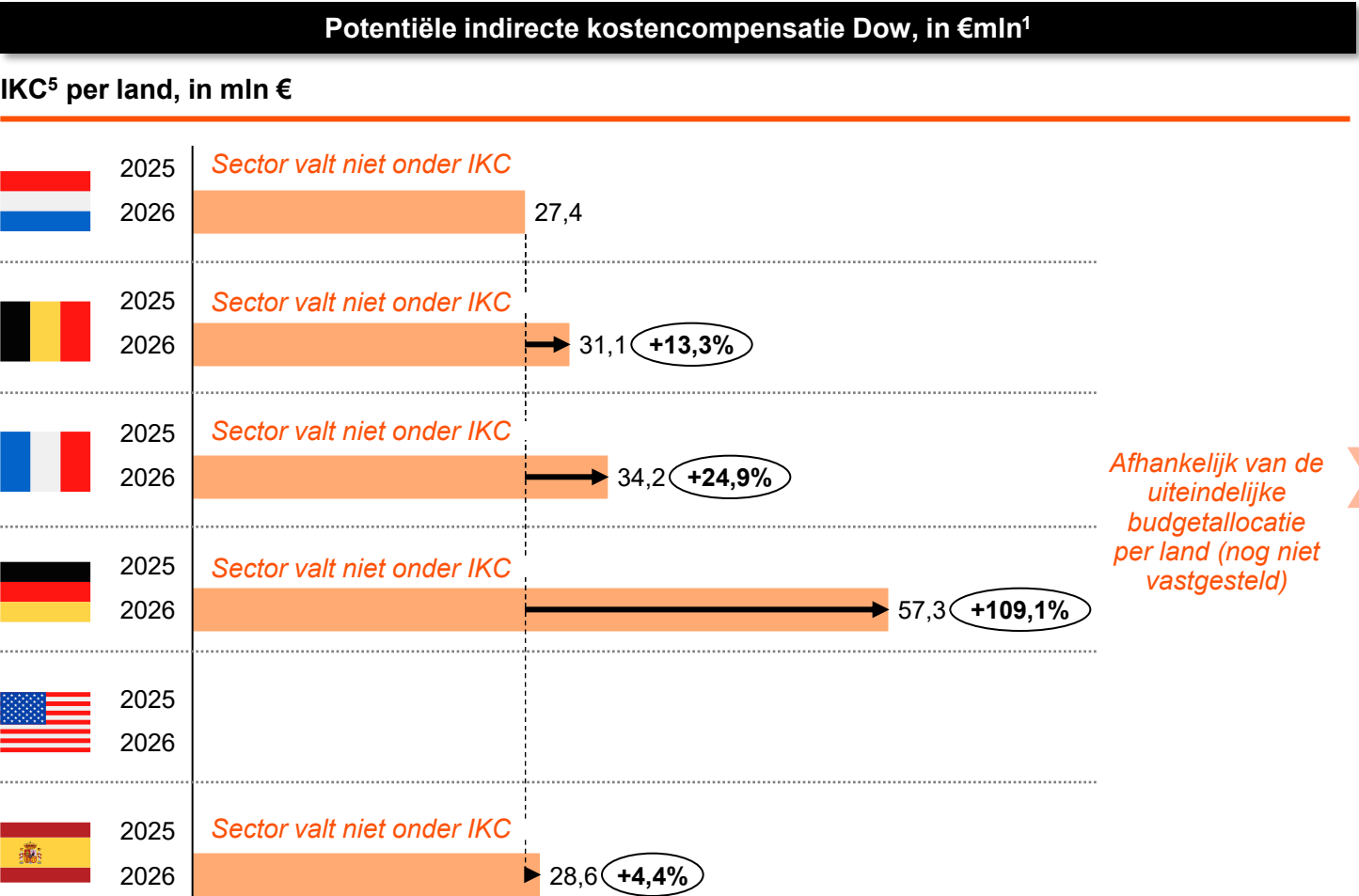
Uitkomst Dow

- De kale groothandelsprijzen zijn vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met VS en ES als uitzonderingen
- Na de **recordjaren**, **daalde** de energieprijis in alle landen in **2024** aanzienlijk, waarna een **herstelperiode volgde in 2025** met een lichte stijging
- In bijna **alle landen**, behalve in **FR**, zijn de energieprijzen **gedaald**
- Tot en met 2025 kon in **FR** een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH systeem**²
- De groothandelskosten voor de VS in deze figuur geven de **marktprijs** aan voor bedrijven in de **industriële sector** in het gebied **West South Central**.
- **Lage groothandelskosten** in **ES** resultaat van een vlotte en grootschalige opschaling in **zonne- en windenergie**⁵
- **Let op:** Groothandelskosten zijn geen representatie van Dow's daadwerkelijke kosten maar geven de marktwaarde weer van de jaarlijks verbruikte (zelf geproduceerde) elektriciteit

¹ PwC analyse; Management informatie Dow; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten.² Onder het systeem dat hiervoor in de plaats is gekomen (CAPN) kan tussen vooraf afgesproken bandbreedten toekomstige energie ingekocht worden. Omdat dit tegen marktconforme prijzen gaat en weinig zekerheid geeft is de verwachting hier weinig gebruikt van wordt gemaakt. ³ In deze analyse gaan we uit van de algemene marktprijs voor de industriële sector in West South Central (incl. Texas) zoals gerapporteerd op de *U.S. Energy Information Administration* (EIA) ([link](#)). ⁴ Elektriciteitsprijzen EU-landen 2023-2025 is Ember energy ([link](#)); elektriciteitsprijzen 2026 zijn de ICE-index *futures* prijzen ([link](#)). ⁵ Ember energy (2025). ([link](#)).

Deep-dive: Dow ontvangt in 2026 mogelijk compensatie voor indirecte CO₂-kosten, maar bedrag is in NL lager dan in andere landen, wat zorgt voor een ongelijk speelveld

Potentiële indirecte kostencompensatie (IKC)



Uitkomst Dow

- In 2025 ontving Dow **geen IKC** omdat bedrijven uit de sector waarin Dow actief is niet in aanmerking komen voor de IKC
- EU-richtlijnen staan lidstaten toe om IKC aan extra sectoren te leveren onder strikte voorwaarden** – investering in projecten met een maximale terugbetaaltijd van 3 jaar, of minimaal 50% van de verstrekte hulp herinvesteren in broeikasgasreductiemaatregelen of netondersteuning³
- NL heeft momenteel aanvullende voorwaarden voor het toekennen van IKC aan bedrijven**, ten opzichte van de andere landen, namelijk dat voldaan moet worden aan alle voorwaarden zoals de herinvestering van 50% tot 2030 een jaarlijkse reductie van 3% moet opleveren en dat het bedrijf een verplicht CO₂-reductieplan moet hebben, waar in andere landen gekozen mag worden tussen voorwaarden⁴
- Deze **voorwaarden** hebben het gevolg dat **sommige bedrijven** (bijv. Dow) die vanaf 2026 in aanmerking komen voor IKC, vanwege de sectorale uitbreiding, **geen IKC** krijgen, terwijl hun **concurrenten wel compensatie** ontvangen voor de indirecte CO₂-kosten in **andere landen**, waar deze **voorwaarden niet cumulatief zijn**
- Aangezien de IKC wordt berekend o.b.v. een **benchmark** (elektriciteit per ton product), kan Dow's **energie-efficiëntie** er toe leiden dat zij in de praktijk **meer compensatie** ontvangen **dan 75%** van de gemaakte indirecte ETS kosten
- In **FR, DE en ES** wordt in 2025 en 2026 **IKC uitgekeerd tot 95%** van de indirecte ETS kosten

Dow Benelux heeft upstream geen en downstream (zeer) beperkte mogelijkheid tot kostendoorrekening

Doorgiftemogelijkheid

		Inputs (upstream)			Eindproducten (downstream)					
		Nafta	LPG	Aardgas	LLDPE	LDPE	Benzeen	Butadien	Polyether polyolen	Elektriciteit (ELSTA) ¹⁰
Geografische markt		 EER	≥  Ten minste EER ¹¹	 Tenminste Noordwest Europees ⁵	≥  Ten minste EER ¹	≥  Ten minste EER ¹	 Min. West-Europa ²	 Min. West-Europa ²	≥  Ten minste EER ³	 Centraal West-Europees ¹²
Marktaandeel ⁷		8% ⁴	6% ⁴	<1% ⁴	~28% (NL totaal) ⁸	~15% (NL totaal) ⁸	20% (NL totaal) ⁸	18% (NL totaal) ⁸	25-43% (NL totaal) ⁹	<1%
Prijszetting		Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Dow geeft aan alle producten te verkopen tegen marktprijzen die Europees/wereldwijd worden bepaald en daardoor niet in staat te zijn eigen prijzen te zetten					Commodity pricing (geen prijszetting)
Carbon Leakage List (EC)										
Doorgifte-mogelijkheid	 NL'se kosten	Geen	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Zeer waarschijnlijk
	 EU'se kosten	Geen	Geen	Geen	Beperkt	Beperkt	Waarschijnlijk	Waarschijnlijk	Beperkt ⁶	Zeer waarschijnlijk

Toelichting⁴

- Dow's **inputs** worden ingekocht op **commodity-markets**, waarbij individuele afnemers geen impact hebben op prijzen, **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- Alle **producten** van Dow worden verkocht tegen **Europese-/wereldmarktprijzen**, het doorgeven van **NL'se kosten** daarmee onaannemelijk. De **toegenomen importdruk en zwakkere marktomstandigheden** verkleinen die pricing power verder, waardoor een **hogere doorgifte momenteel minder realistisch is**⁴
- Kostendoorgifte** is ook niet **aannemelijk** voor producten die aan andere Dow locaties worden verkocht, omdat dit leidt tot **margeverlies** op het **eindproduct**
- Sinds de sluiting van Olin en de styreenfabriek van Trinseo verkoopt Dow **vrijwel geen tussenproducten** meer aan geïntegreerde partijen, waardoor hier geen kostendoorgifte mogelijk is

Gehanteerde aannames

 0%	 25%
---	--

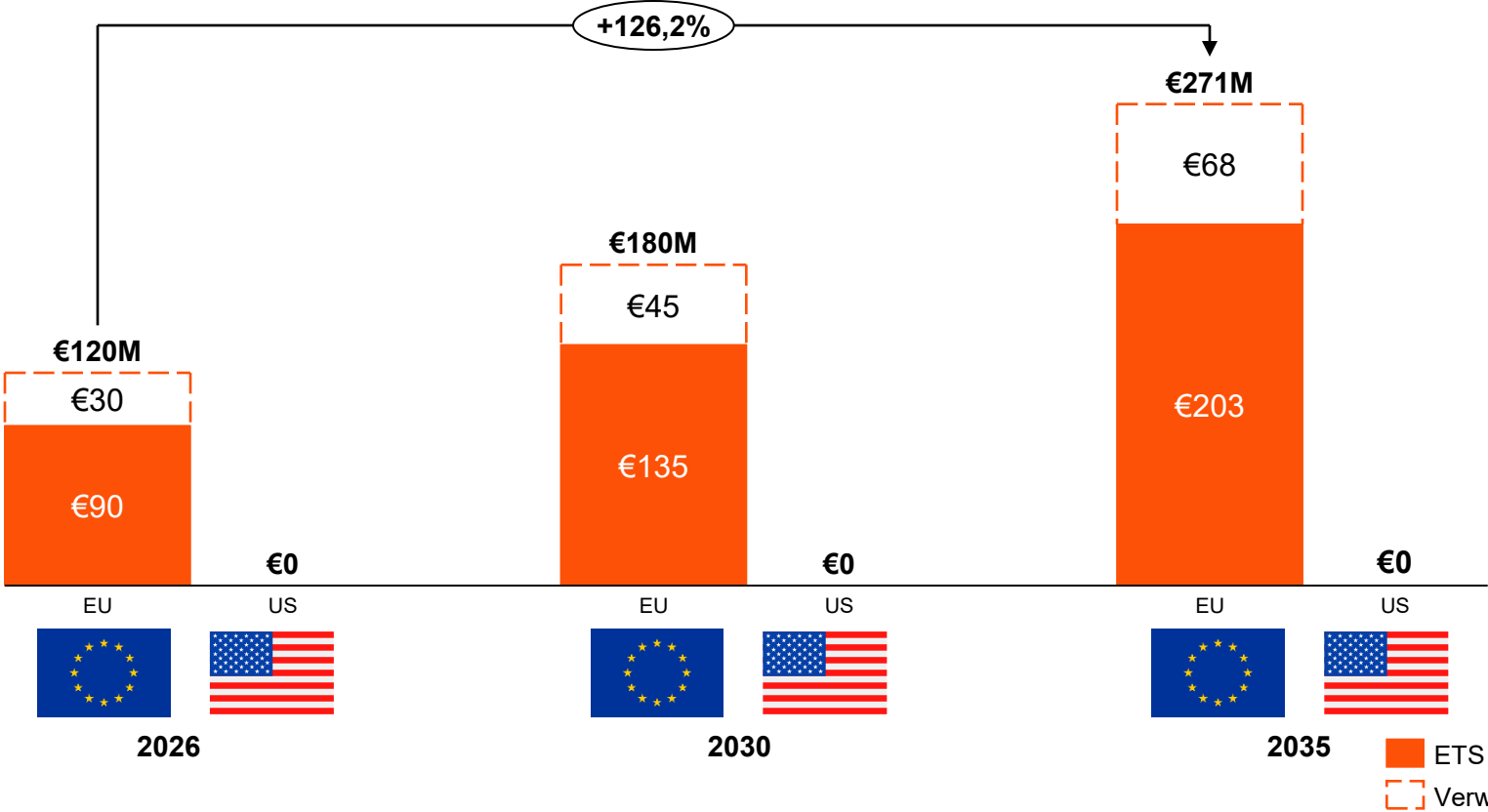
Source: PwC Analyse; 1) EC M.1671; 2) EC M.2345; 3) EC M.1796 4) Interview & management informatie Dow; 5) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022); 6) Doorgiftemogelijkheid aanname voor polyether en polyolen kan conservatief zijn voor EU ETS kosten, vanwege het gedifferentieerde karakter van de producten en het relatief hoge marktaandeel van Dow ; 7) Marktaandelen van NL'se industrie zijn berekend op basis van aangesloten capaciteit; 8) Max. marktaandeel berekend o.b.v. capaciteit NL ([Link](#)) t.o.v. consumptie EU15 + NOR (Petrochemicals Europe, 2020); 9) Polyolen capaciteit NL t.o.v. EU consumptie polyether polyolen, ondergrens: alleen Dow produceert polyether polyolen, overige capaciteit wordt gebruikt voor polyester polyolen, bovengrens; capaciteit NL 100% voor polyether polyolen (0% voor polyester polyolen); 10) Voor verkochte elektriciteit van ELSTA aan het net wordt aangenomen dat 100% van de EU ETS kosten doorgerekend kunnen worden. In de praktijk wordt de prijs voor stroom steeds vaker gezet door niet-fossiele bronnen waardoor 100% kostendoorgifte niet altijd mogelijk is; 11) EC M.7649; 12) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH;

Door beperkte kostendoorgifte groeit ETS-kostenimpact voor Dow richting 2035 met +126% tot €271M

CO₂-kosten

ETS kosten

ETS-kosten¹ voor Dow bij huidig emissieniveau
EU vs VS, 2026–2035 (€/jaar)



Toelichting

- Bij gelijkblijvend verbruik stijgen de betaalde ETS-kosten van circa €120m (2026) naar circa €271m (2035), een toename van 126%
- Deze stijging komt voort uit een hogere ETS-prijs, strengere benchmarks en blijvend belastbare directe emissies die niet volledig door gratis allocatie worden afgedekt
- Daardoor neemt het kostennadeel ten opzichte van niet-EU producenten zonder vergelijkbare ETS-kostenpost toe
- Omdat Dow in een internationaal geprijsde markt opereert, werkt een groter deel van de ETS-kosten direct door in de marge en EBITDA bij beperkte kostendoorgifte

Dow's reductiepotentieel ligt in CCS, elektrificatie van krakers en H₂-opties, maar is afhankelijk van netcapaciteit, vergunningen en infrastructuur

Verduurzamingsopties (1/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
1. Vervanging gasturbines van krakers met e-drives	Als 1e stap in de elektrificatie van de krakers kan Dow de huidige gasturbines vervangen met e-drives	0,2Mt	-5,7%	+49,1%	Middel	Voldoende netcapaciteit	Extra (contract)vermogen en mogelijk netverzwaring zijn nodig. Congestie en lange doorlooptijden kunnen realisatie vertragen
2. Waterstof-productie uit restgassen i.c.m. CCS	Dow kan uitstoot verlagen door waterstof en CO2 te produceren uit restgassen, de waterstof in te zetten voor de kraker en CCS	1-2Mt	+5,7%	+98,2%	Hoog	Stikstof (NOx)-vergunning	NOx-vergunningruimte kan waterstofverbranding blokkeren doordat NOx-concentraties kunnen toenemen bij lager rookgasvolume
						Financiële ondersteuning	SDE++ dekt niet alle aanpassingen en meerkosten terwijl Dow deze kosten beperkt kan doorberekenen
						Voldoende netcapaciteit	Extra aansluitvermogen is nodig door de extra elektriciteitsvraag en congestie kan realisatie vertragen
						Infrastructuur en opslag	Zonder tijdige CO ₂ -transport en opslag (zoals Aramis) met voldoende capaciteit en tarief is de optie niet uitvoerbaar
3. Inzet H2 op ELSTA	Dow kan uitstoot verlagen door inzet van waterstof in de WKK (ELSTA)	1Mt	Beperkt	N.v.t	Middel	Financiële ondersteuning	Financiële steun is nodig omdat waterstof structureel duurder is dan aardgas en Dow dit kostenverschil beperkt kan doorberekenen
						Toegang tot waterstof	Voldoende beschikbaarheid van betaalbare waterstof en tijdige aansluiting op backbone en opslag zijn randvoorwaardelijk voor inzet op ELSTA
4. Elektrificatie van de krakers	Op termijn (na 2040) wil Dow de gehele kraker elektrificeren, echter is deze technologie nog in ontwikkeling	0,7Mt per kraker	-18,9%	+490,1%	Hoog	Technologische ontwikkeling	Elektrische krakers zijn pas haalbaar zodra de technologie op industriële schaal is ontwikkeld en getest waardoor realisatie pas na 2040 realistisch is
						Financiële ondersteuning	Substantiële langjarige steun is nodig (bijv. SDE++ /maatwerkafspraken of C(C)fD-achtige instrumenten) om de onrendabele top door hoge elektriciteits- en netwerkkosten te overbruggen
						Voldoende netcapaciteit	De zeer grote extra elektriciteitsvraag vraagt om tijdige 380 kV-aansluiting en netverzwaring waardoor congestie en doorlooptijden het kritieke pad bepalen

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-100 mln Middel: 100-500 mln Hoog: 500+ mln

Op termijn kan Dow verduurzamen door middel van alternatieve biogene grondstoffen en nucleaire energieproductie op locatie

Verduurzamingsopties (2/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
5. CO ₂ -afvang uit EO-installatie (EOEG)	Afvang en conditionering van CO ₂ uit de EO-installatie, waarna CO ₂ wordt getransporteerd en opgeslagen	<0.1Mt	-	-	-	Financiële ondersteuning	Zonder financiële ondersteuning is deze optie niet rendabel omdat de kosten voor afvang en CO ₂ -transport en opslag niet kunnen worden terugverdiend
						Infrastructuur en opslag	De optie is alleen uitvoerbaar als er tijdig CO ₂ -transport en opslagcapaciteit beschikbaar is en de site hierop kan aansluiten
6. Alternatieve op locatie stroom- en stoomopwek	Op locatie opwek van elektriciteit en stoom via een small modular reactor om fossiele opwek (ELSTA) te vervangen en leveringszekerheid te borgen	1-2Mt	-	-	Hoog	Financiële ondersteuning	Publiek-private risicodeling is nodig volgens Dow omdat de investeringen en de project- en financieringsrisico's hoog zijn
						Snellere doorloop vergunningen	Een passend juridisch en vergunningenkader voor SMR's op industriële locaties is randvoorwaardelijk en bepaalt de doorlooptijd
7. Biogene grondstoffen	Vervanging van fossiele grondstoffen (o.a. nafta) door biogene alternatieven om emissies in de keten te reduceren	~0,5 per ton kraker feedstock	-	-	-	Financiële ondersteuning	Financiële steun is nodig omdat biogene feedstocks structureel duurder zijn en Dow deze meerkosten beperkt kan doorberekenen
						Vraagcreatie	Zonder vraagprikkels ontstaat geen markt om de kostpremie door te geven en blijft opschaling uit

Pakket 1/2 maakt verduurzamingsopties rendabel, maar implementatie blijft onzeker zonder een gelijk speelveld voor netwerkkosten

Impact verduurzamingsopties (1/4)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties		
Opties	Base case	Pakket 1/2
1. Vervanging gasturbines van krakers met e-drives (pre-2030)	De business blijft zwak doordat hogere energiebelastingen en infrastructuurkosten de e-drive stap duur maken en de uitvoering is afgestemd op geplande onderhoudsactiviteiten	Langjarige VEKI-budgetten kan de investering rendabel maken, maar hogere netwerkkosten en ETS-lasten t.o.v. andere landen maken investeringen elders aantrekkelijker en verlagen daarmee de investeringsprioriteit in NL
2. Waterstof-productie uit restgassen i.c.m. CCS (vanaf 2033)	Zonder continuering van SDE++ en zonder betaalbare CO ₂ -transport en opslag ontbreekt dekking van de onrendabele top en blijft implementatie onwaarschijnlijk	Clustercontracten en aangepaste SDE++-tijdslijnen kunnen implementatie richting 2033 mogelijk maken, maar hogere CO ₂ -transport- en opslagtarieven, onzekerheid over inland aansluiting op Aramis (pipeline/ship), onzekerheid rondom de NOx-vergunning en de totale kostenpositie t.o.v. andere landen maken investeren in CCS-routes elders aantrekkelijker
3. Inzet H2 op WKK (ELSTA) (na 2040)	Inzet is meestal niet rendabel omdat waterstof duurder is dan aardgas en een structurele overbrugging van het kostenverschil ontbreekt	De pakketten bieden geen structurele overbrugging voor het waterstof-aardgas kostenverschil en de optie blijft afhankelijk van tijdige waterstofbackbone en opslag
4. Elektrificatie van de krakers (na 2040)	Blijft onwaarschijnlijk vóór 2040 door technologieontwikkeling en afhankelijkheid van tijdige 380 kV-aansluiting en betaalbare CO ₂ -vrije stroom	Blijft onwaarschijnlijk vóór 2040 omdat elektrificatie samenhangt met het H ₂ -decarbonisatiepad, netbeschikbaarheid en betaalbaarheid, en één kraker volgens Dow pas post-2040 een optie is
5. CO ₂ -afvang uit EO-installatie (EOEG) (na 2035)	Zonder passende subsidie blijft CO ₂ -afvang uit EO financieel niet haalbaar en ontbreekt een standalone business	Ook als CO ₂ -transport en -opslag via clustercontracten beter contracteerbaar wordt, blijft EO-CO ₂ -afvang onwaarschijnlijk omdat een passend steuninstrument ontbreekt en de business vooral door structurele T&S-kosten wordt bepaald
6. Alternatieve on-site stroom- en stoomopwek (na 2038)	Zonder juridisch kader en publiek-private risicodeling is on-site SMR-opwek onwaarschijnlijk door zeer hoge CAPEX en vergunningrisico	Blijft eerder onwaarschijnlijk omdat pakket 1/2 geen specifiek SMR-instrument biedt en alleen maatwerk mogelijk ruimte geeft, terwijl vergunningkader en doorlooptijd onzeker blijven
7. Biogene grondstoffen (-)	Opschaling is onaantrekkelijk doordat biogene feedstocks structureel duurder zijn en de meerkosten moeilijk kan worden doorgegeven in de markt	Blijft onzeker zonder vraagcreatie en zolang marktzekerheid ontbreekt

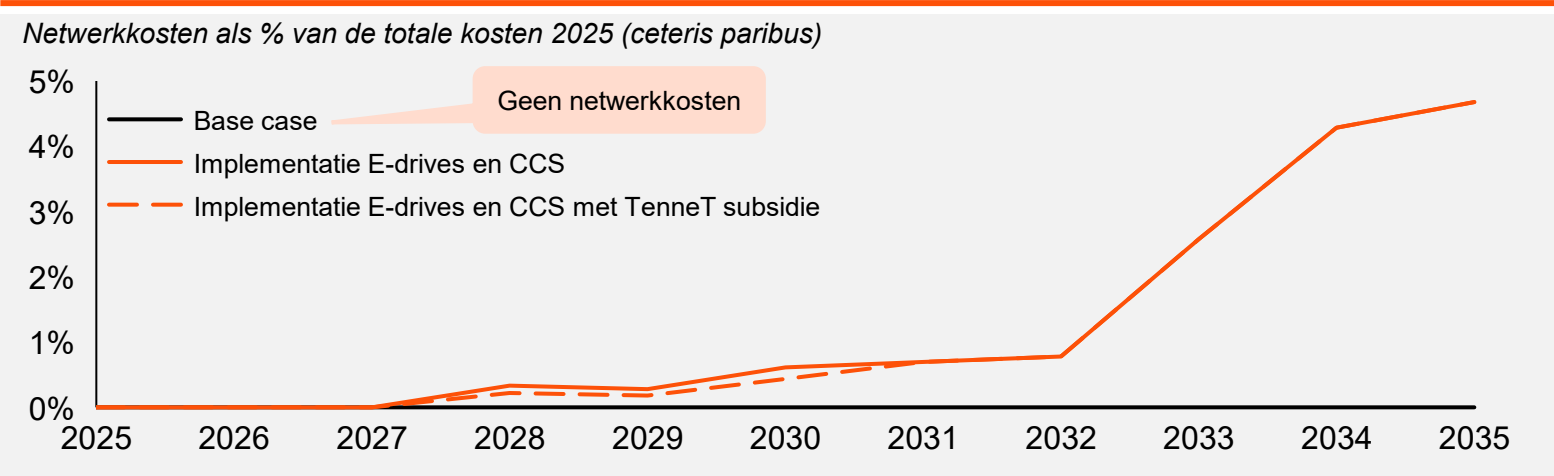
Huidige marktomstandigheden en beperkte mogelijkheden om kosten door te berekenen maken de implementatie van reductieopties extra lastig

Implementatie: Verduurzamingsoptie waarschijnlijk Verduurzamingsoptie mogelijk, maar ongelijk speelveld Verduurzamingsoptie onwaarschijnlijk

Netwerkkosten worden toenemend belangrijk voor Dow door het implementeren van verduurzamingsopties en kunnen oplopen tot 4,7% van de totale kosten richting 2035

Impact verduurzamingsopties (2/4)

Impact klimaatbeleid op netwerkkosten



Toelichting

- In de base case blijven netwerkkosten ~0% van de totale kosten (geen grootschalige elektrificatie), terwijl bij implementatie van e-drives en CCS netwerkkosten oplopen tot ~4,7% van de totale kosten richting 2035
- Deze stijging volgt uit meer elektriciteitsvraag door elektrificatie/CCS en daardoor meer netafname, waardoor nettarieven een zichtbare kostenpost worden
- In pakket 1 zorgt de TenneT ‘Net op Zee’-inkomenssubsidie voor een tijdelijke demping van nettarieven (indicatief ~€6,6/MWh in 2027–2030), maar dit is niet structureel: na afloop (vanaf 2031) blijft de netwerkkostenontwikkeling vooral bepaald door het elektrificatieniveau
- Deze netwerkkosten vormen daarmee een extra, nationaal gedreven kostencomponent die het ongelijke speelveld kan vergroten, ook als pakket 1/2 de business case voor e-drives/CCS op papier rendabel maakt

TenneT-subsidie als onderdeel van pakket 1						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Subsidie	-	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	-
Impact op netwerkkosten	-	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-

Na implementatie bedragen Dow's netwerkkosten in NL €20,3 mln.; in andere landen zouden de netwerkkosten tussen de 48–100% lager liggen

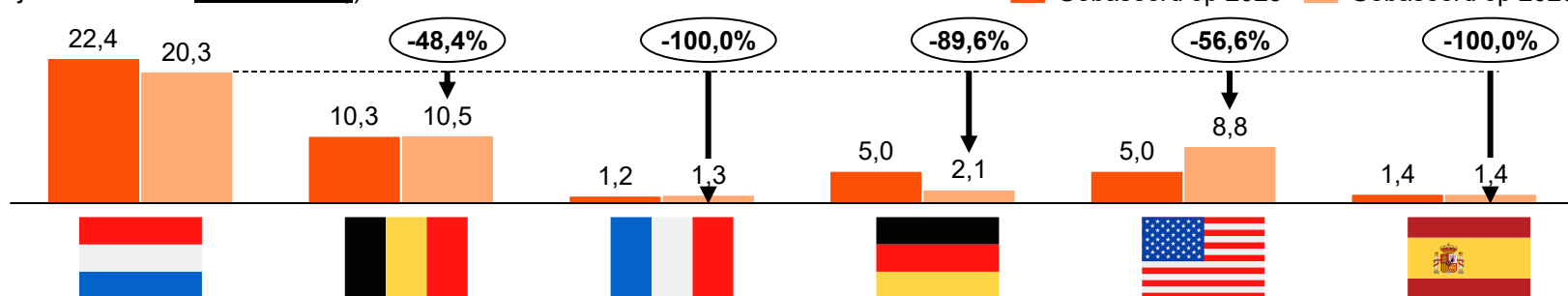
Impact verduurzamingsopties (3/4)



Illustratieve calculatie potentiële netwerkkosten Dow op basis van 2025 en 2026 tarieven (€ mln/j)

(bij verbruik van 1.000 GWh/j)

■ Gebaseerd op 2025 ■ Gebaseerd op 2026



Toelichting:

Door de geplande **verduurzamingsmaatregelen** zullen Dow's netwerkkosten stijgen aangezien de toenemende elektriciteitsvraag zal moeten worden afgenomen van het net. De potentiële netwerkkosten zijn berekend voor de verduurzamingsopties **elektrificatie van de gasturbines** en de **waterstoffproductie uit restgassen i.c.m. CCS**. Dow's overige verduurzamingsopties zijn hier niet meegenomen omdat deze niet leiden tot extra elektriciteitsverbruik of pas ná 2036 gepland staan.

Uitkomst Dow³

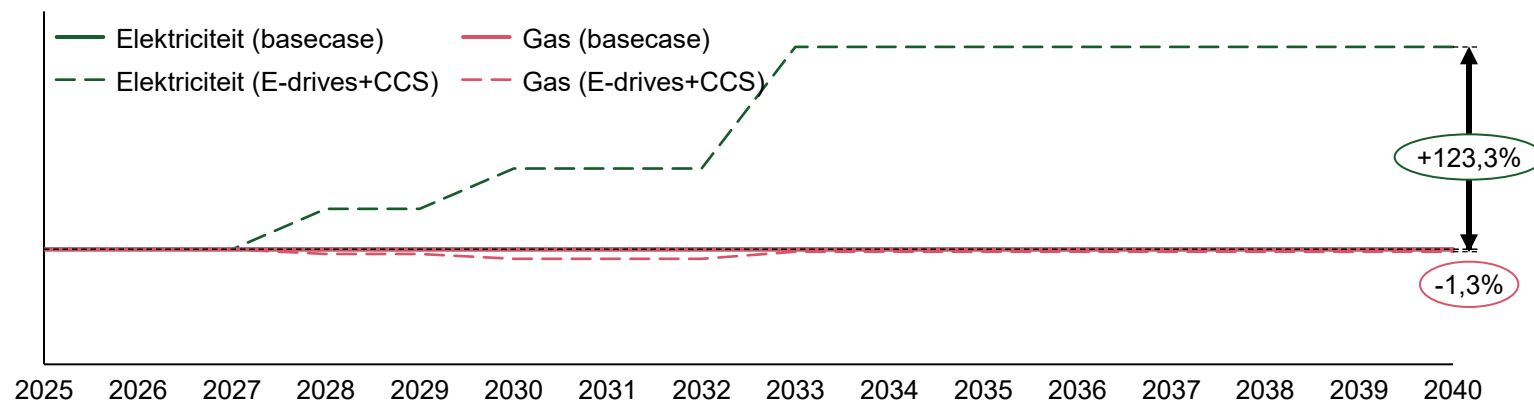
- Verduurzamingsmaatregelen** leiden tot potentiële **netwerkkosten** van ongeveer **€20,3 mln. in NL** vanaf 2026²
- Afschaffing** volume correctieregeling (**VCR**) in **2024** is de grootste drijver van hoge netwerkkosten NL
- VS** kent geen volume correctieregeling, wel lage **kosten per kW capaciteit** waardoor de totale netwerkkosten laag uitvallen t.o.v. NL (**57%**)
- In **FR** en **DE** blijft de **volumekorting** voor grootverbruikers (max. 81% en tussen de 80-90% respectievelijk) **behouden** waardoor de **netwerkkosten zeer laag** zijn
- In **BE** bestaat geen volumekorting maar een **gedifferentieerd tarief** naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers **minder** betalen
- ES** geeft **grootverbruikers** (hoogspanningsnet 6.3TD) een korting van **80%** op de netwerkkosten, waardoor deze aanzienlijk lager uitvallen dan in NL

Bij een gelijk speelveld in netwerkkosten kan pakket 1/2 ~48% CO₂-reductie richting 2040 realiseren en is net-zero technisch haalbaar

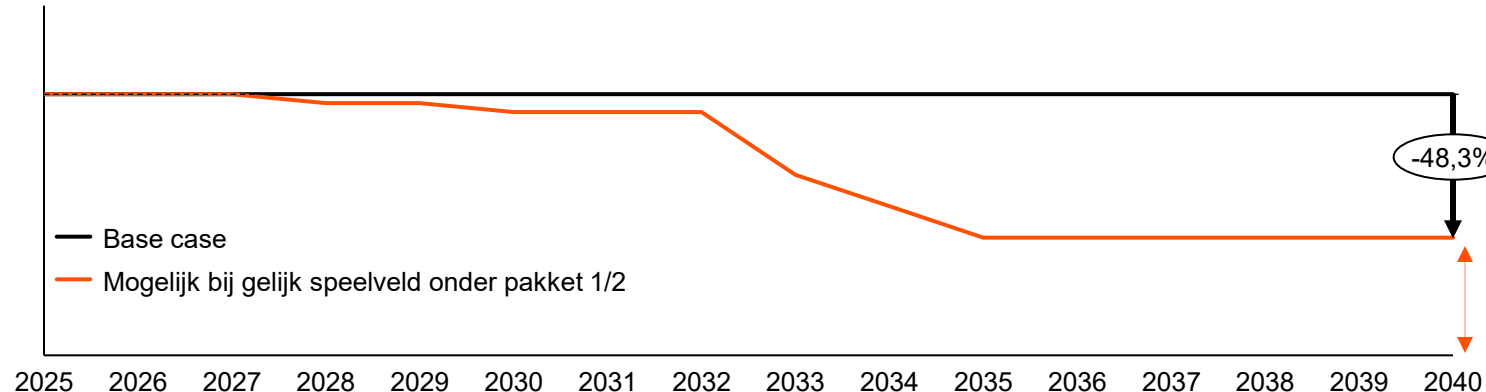
Impact verduurzamingsopties (4/4)

Impact investeringen op energie verbruik

Energieverbruik



CO₂ uitstoot



Toelichting

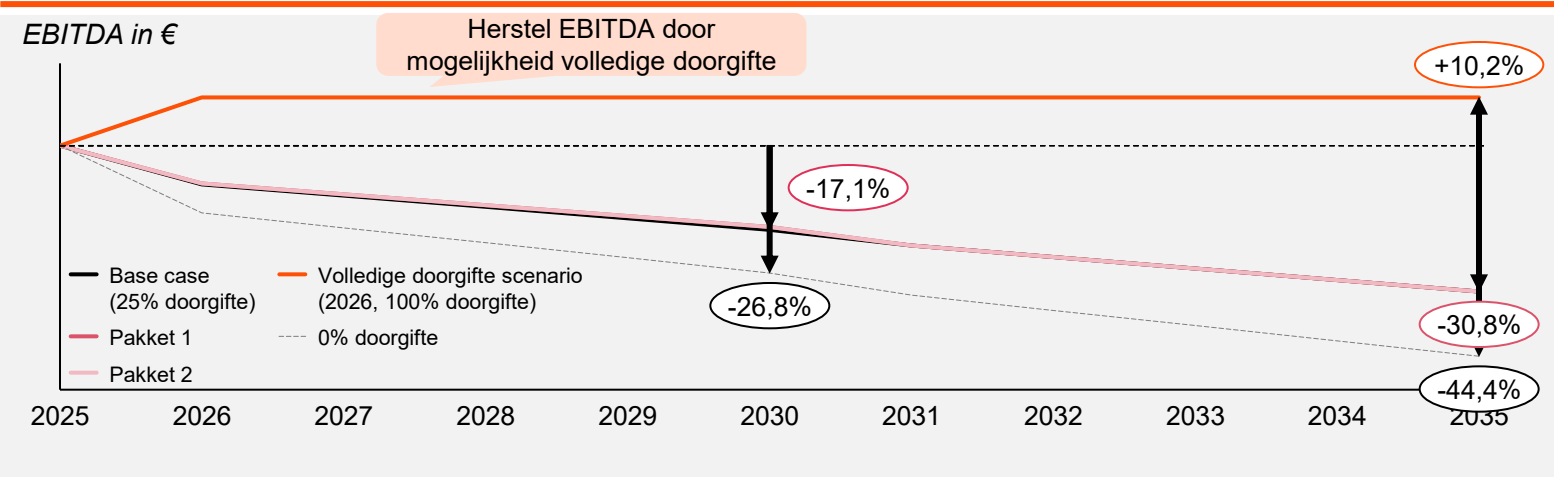
- In de base case blijven elektriciteitsverbruik, gasverbruik en CO₂-uitstoot over 2025–2040 gelijk, omdat er geen verduurzamingsopties worden geïmplementeerd
- Bij implementatie van e-drives en CCS (mogelijk bij een gelijk speelveld in netwerkkosten) verschuift de energiemix sterk: de elektriciteitsvraag stijgt met ~123% richting 2040, terwijl het gasverbruik vrijwel stabiel blijft (circa -1%)
- In dit scenario daalt de CO₂-uitstoot met ~48% richting 2040 t.o.v. de base case
- Net-zero is technisch haalbaar, mits verdere opschaling van reductieopties plaatsvindt (met name volledige elektrificatie van de krakers en alternatieve op locatie stroom- en stoomopwek)

Net-zero technisch haalbaar door elektrificatie van de krakers en alternatieve op locatie stroom- en stoomopwek

In de base case en pakket 1/2 daalt Dow's EBITDA met -30,8% richting 2035 gedreven door ETS; volledige doorgifte van ETS- of verduurzamingskosten kan deze daling herstellen

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025			EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025		
	Base case	Pakket 1	Pakket 2	Base case	Pakket 1	Pakket 2
EU ETS	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-30,8%	-30,8%	-30,8%
Nationale CO ₂ -heffing	-0,6%	0%	0%	0%	0%	0%
Indirecte ETS kosten ²	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Netwerkkosten	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Energiebesparingen door investeringen	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totaal	-17,7%	-17,1%	-17,1%	-30,8%	-30,8%	-30,8%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

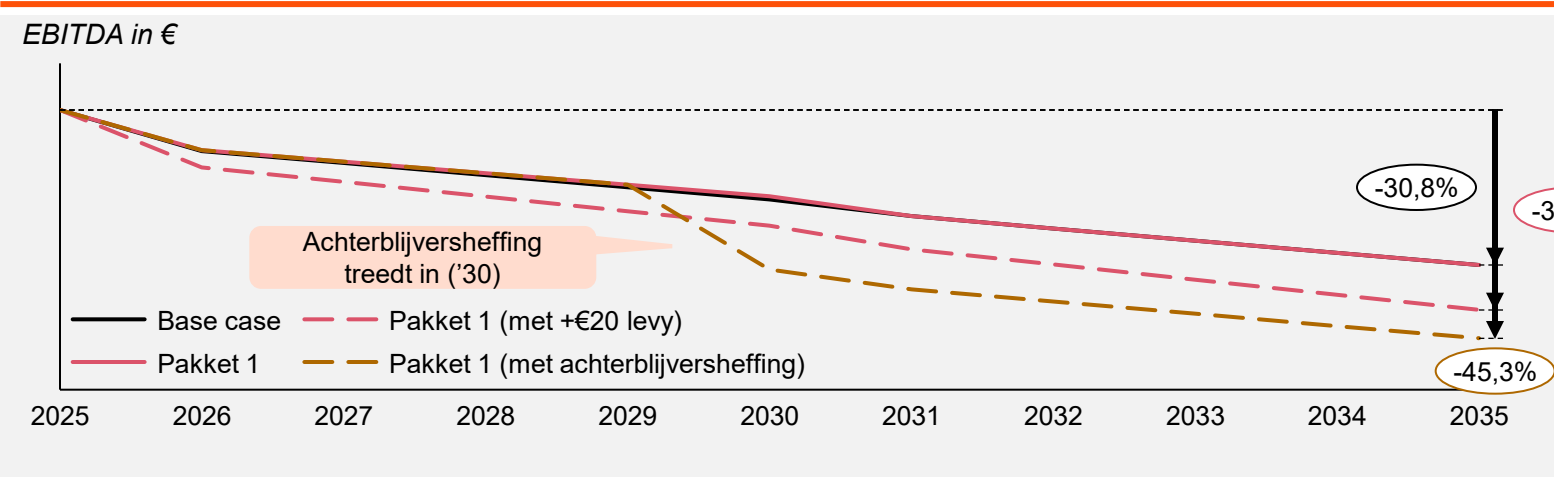
Toelichting

- In de base case daalt de EBITDA met -17,7% in 2030 en -30,8% in 2035 (t.o.v. 2025), waarbij het effect vrijwel volledig wordt verklaard door EU ETS-kosten op directe emissies
- De bandbreedte in de grafiek laat zien dat deze uitkomst gevoelig is voor de mate waarin ETS-kosten kunnen worden doorgerekend in de markt, wat onder de huidige marktomstandigheden onzeker is
- Bij beperkte of geen kostendoorgifte (0%) loopt de EBITDA-impact in 2035 op tot circa -44,4%
- Pakket 1 en 2 maken voor Dow geen verschil t.o.v. de base:** de EBITDA-impact in 2030 en 2035 blijft gelijk
- In een **volledige doorgifte scenario**, zoals bij **effectieve CBAM of groene vraagcreatie**, waarin ervan wordt uitgegaan dat ETS-kosten volledig kunnen worden doorgerekend, **gaat de EBITDA terug naar het niveau dat past bij volledige doorgifte van ETS-kosten, omdat de historische ETS-druk in de marges wordt hersteld**
- Dit illustreert dat vooral de beperkte mogelijkheid om ETS-kosten en/of verduurzamingskosten door te berekenen – door **onvoldoende effectieve bescherming tegen carbon leakage in internationaal concurrerende markten** – een **belangrijke oorzaak** is van de negatieve EBITDA-impact in de base case en pakketten 1/2

Een strengere nationale CO₂-heffing bovenop ETS vergroot de EBITDA-druk: van -30,8% naar -39,7% (+€20/tCO₂) of -45,3% (achterblijversheffing)

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Toelichting

- In de base case (en pakket 1) blijft de EBITDA-impact in 2035 -30,8% (t.o.v. 2025), vrijwel volledig gedreven door EU ETS op directe emissies
- Bij herintroductie van een nationale CO₂-heffing bovenop ETS neemt de EBITDA-druk substantieel toe: in 2035 daalt de EBITDA naar -39,7% bij +€20/tCO₂ en naar -45,3% bij de achterblijversheffing
- De achterblijversheffing treedt in vanaf 2030, waardoor de EBITDA-daling vanaf 2030 versnelt (2030 totaal: -31,7% vs. -17,7% in de base case)
- De additionele impact wordt volledig verklaard door de nationale CO₂-heffing (ETS blijft gelijk), overige drijvers (IKC, netwerkkosten, energiebesparingen) blijven gelijk

	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025				EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025			
	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)
EU ETS	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-30,8%	-30,8%	-30,8%	-30,8%
Nationale CO ₂ -heffing	-0,6%	0%	-5,8%	-14,5%	0%	0%	-8,9%	-14,5%
Indirecte ETS kosten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Netwerkkosten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Energie besparingen door investeringen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totaal	-17,7%	-17,1%	-23,0%	-31,7%	-30,8%	-30,8%	-39,7%	-45,3%

EU-niveau maatregel Nationale maatregel

Een directe exit gaat voor Dow gepaard met hoge kosten; geleidelijke afschaling is een meer aannemelijk scenario

Exit-kosten en strategische alternatieven

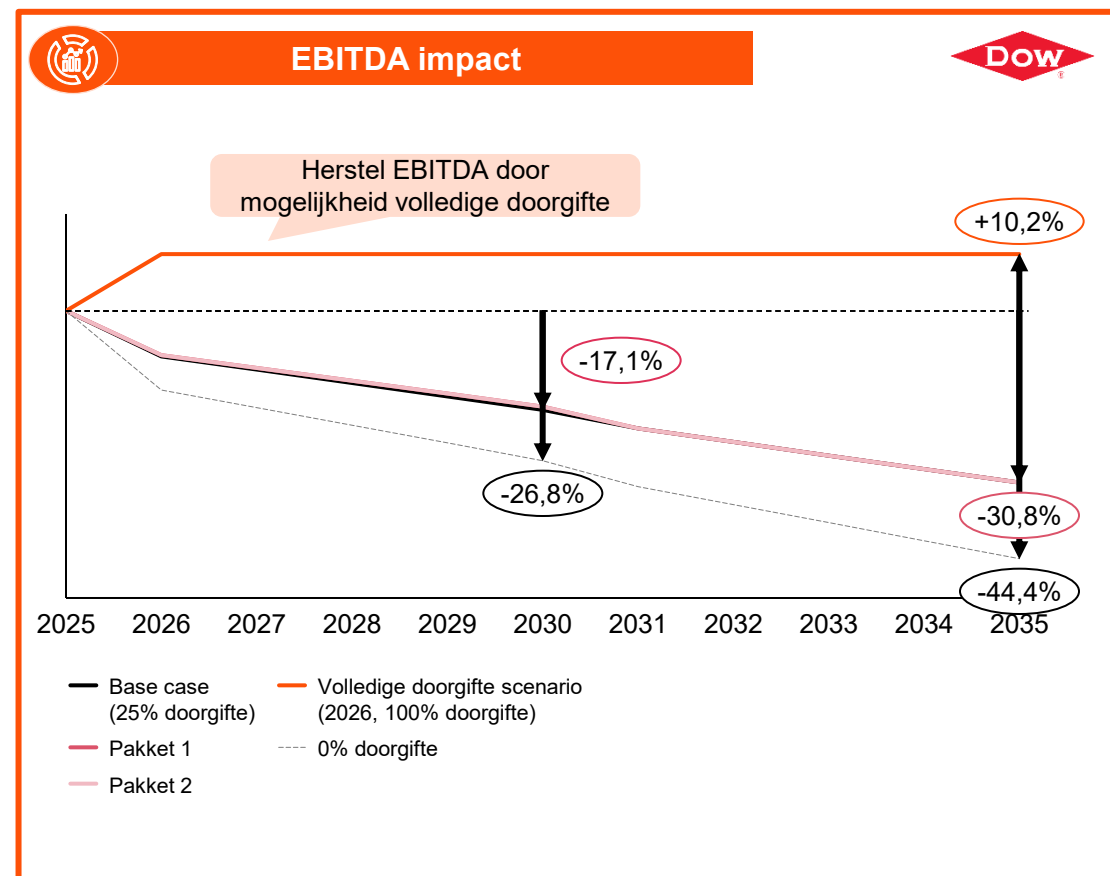
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- Volgens Dow kan bij een volledige productiestop niet veel personeel worden overgeplaatst naar het buitenland - Dit gaat gepaard met hoge ontslagkosten
Regelgeving-gerelateerd	- Vanwege streng milieueisen gaan er grote kosten gepaard met opruimen van het terrein - Zo zou sanering van de grond tientallen miljoenen euro's kosten
Lange termijn contracten	- Er zijn geen langetermijnovereenkomsten met andere partijen sinds het sluiten van Olin en de styreenfabriek van Trinseo - Er zijn dus geen belemmeringen voor Dow Terneuzen om productie af te schalen
Verzonken kosten	- Volgens Dow zullen enkele assets versneld moeten worden afgeschreven - Een voorbeeld zijn de (her)investeringen in de krakers tijdens een turnaround, welke om de acht jaar plaatsvinden
Overig	Volgens Dow zijn er geen benoemenswaardige overige exit-kosten

 Strategische alternatieven
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling - Volgens Dow zijn er mogelijkheden tot afschalen door het uitschakelen van 1 of meerdere van de in totaal 3 aanwezige krakers - Volgens Dow wordt het bij het sluiten van meerdere installaties minder aantrekkelijk om te investeren in Dow Terneuzen, omdat dan de procesintegratie verslechtert
Interessante alternatieve investeringslocaties
 VS - Dow is hier reeds actief Toegankelijke subsidiëring voor verduurzaming - Beschikbare CCS-infrastructuur Lage energieprijzen
 Canada - Dow is hier reeds actief Toegankelijke subsidiëring voor verduurzaming - Beschikbare CCS-infrastructuur

Pakket 1/2 verbetert de financiële haalbaarheid van verduurzaming, maar beperkte doorgiftemogelijkheden en een ongelijk speelveld in netwerkkosten belemmeren realisatie

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid



Conclusies Dow

- Aangezien Dow haar **eigen elektriciteit produceert**, betaalt het in **NL geen elektriciteitsbelasting en netwerkkosten**. Door de verschuiving van de volledige naar een partiële vrijstelling voor EB op inputgas in 2025 betaalt Dow **wél EB over gasinput voor de WKK-installatie**
- Bij uitvoering van de **beoogde verduurzamingsopties** wordt Dow afhankelijk van netstroom. Dit leidt in **Nederland tot relatief hoge netwerkkosten**, waardoor verduurzaming in Nederland financieel minder aantrekkelijk is dan in andere landen
- Hoewel Dow door de **uitbreiding van IKC-sectoren** in 2026 formeel in aanmerking komt, **sluiten strengere Nederlandse voorwaarden effectieve toekenning uit**. In het buitenland wordt deze compensatie wél verleend, wat leidt tot een ongelijk speelveld.
- In de base case daalt Dow's EBITDA met -17,7% in 2030 en -30,8% in 2035 (t.o.v. 2025)** en dit wordt vrijwel volledig gedreven door oplopende EU ETS-kosten op directe emissies. Pakket 1/2 verandert dit niet, waardoor de neerwaartse trend richting 2035 in stand blijft
- Het 'volledige doorgifte'-scenario** laat zien dat **wanneer ETS-kosten** (of verduurzamingskosten) volledig kunnen worden **doorgerekend**, de **ETS-gedreven EBITDA-daling** grotendeels kan worden **hersteld**
- Pakket 1/2 kan verduurzamingsopties zoals CCS en elektrificatie financieel rendabel maken**, maar hiervoor zijn een gelijk speelveld in o.a. netwerkkosten én effectieve bescherming tegen wegtek (voldoende mogelijkheden om ETS-kosten door te berekenen) cruciale voorwaarden om investeringen in Nederland daadwerkelijk te laten landen
- Als die voorwaarden wél worden ingevuld, kan Dow met elektrificatie en CCS richting 2040 in potentie circa 48% CO₂-reductie realiseren** en wordt net zero technisch beter haalbaar, mits elektrificatie verder kan opschalen en (aanvullende) CO₂-vrije energievoorziening op locatie beschikbaar komt



2.2

Casestudie: Smurfit Westrock Roermond Papier

Sector: Papier

Smurfit Westrock produceert in Roermond testliner, golfblad en brandstofpellets uit oud papier

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet (2023):
€ 30,99 mld^{1,6}

EBIT (2023):
€ 4,99 mld^{1,6}

Hoofdkantoor en # productielocaties:

- Hoofdkantoor in Dublin, Ierland
- 383 verpakkingsfabrieken, 382 papier fabrieken, 46 vezel sourcing en 43 andere faciliteiten

Belangrijkste verkoopproducten:

- Voedsel en drank verpakkingen
- Consumenten-goederen verpakkingen
- Industriële verpakkingen



Mondiale activiteiten moederbedrijf



Landen met productiefaciliteiten

- Smurfit Westrock is actief in **22 Europese** landen, **13 Amerikaanse** landen, **3 Aziatische** landen en **1 Afrikaans** land.
- In totaal worden er in **140 landen** producten verkocht



Profiel Fabriek Roermond



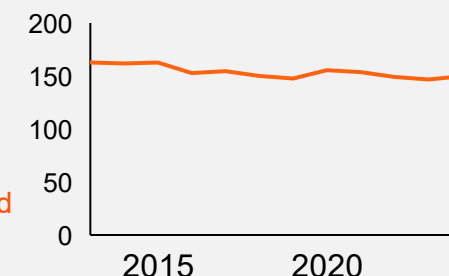
Cijfers (2025)⁸

- **Werknemers:** 285²
- **Omzet:** €279 mln³
- **EBITDA:** €50,8 mln³

Emissies & productiecapaciteit (2025)¹

- **Emissie testliner/golfblad:** 0,17 tCO₂e/tprod
- **Emissie Rofire:** 0,12 tCO₂e/tprod³
- **Productie:** 637 kton product³

Emissies (kton CO₂ equivalent)⁴



Activiteiten in Nederland

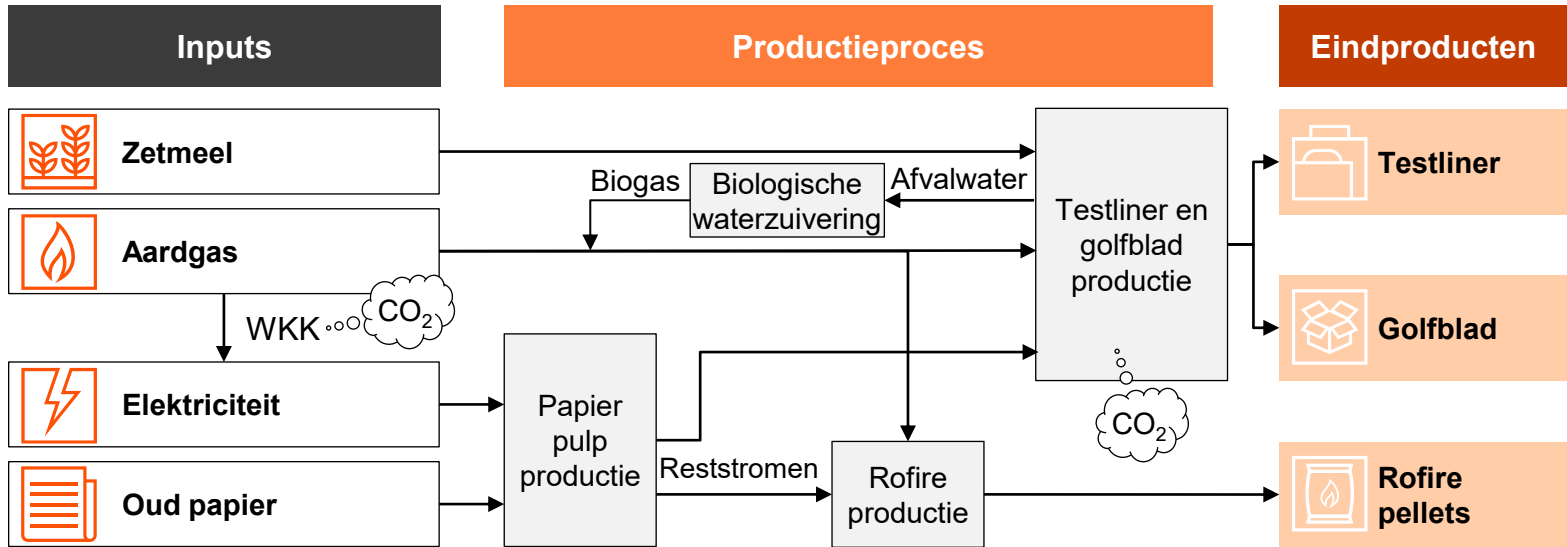


Belangrijke kenmerken:

- Smurfit Westrock Roermond Papier (SWRP) gebruikt **100% gerecyclede vezels** (oud papier). Daarnaast wordt een deel van de **reststromen** (kunststof, touw en hout) **omgezet** tot hoogwaardige **brandstof** pellets (Rofire)
- SWRP **levert haar** papier vrijwel **uitsluitend** aan andere **SWG** vestigingen voor verwerking tot **verpakkingen**
- **40%** van de productie wordt **geleverd** binnen **Nederland**

Papierproductie is een elektriciteits- en gasintensief proces; de meeste CO₂ komt vrij bij productie van testliner en golfblad

Procesbeschrijving



Toelichting

- Papierproductie is **energie-intensief**, maar SWRP is **vergeleken met andere** papierfabrieken binnen EU ETS **relatief efficiënt**¹
- De **energiedragers** aardgas en biogas worden **omgezet in stoom** (om water uit de papierbaan te verdampen) en **elektriciteit**
- Elektriciteit** wordt zowel **intern opgewekt** (met WKK) als **ingekocht** van het **net** (en soms **geëxporteerd** naar het net, o.a. bij inzet op onbalansmarkt)
- Energie** voor de twee **productiestromen** haalt SWRP uit **aardgas, elektriciteit en biogas** (afkomstig uit eigen biologische waterzuivering)
- Testliner en golfblad** worden vervolgens op **andere productielocaties** van SW **verwerkt** tot golfkarton (CCM)
- Directe CO₂-emissies** komen vrij bij de **productie** van Rofire, testliner en golfblad en elektriciteit

Verbruik en efficiëntie van het proces			
Elektriciteit verbruik (Gem. 10j)	Vertrouwelijk bevonden door SWRP	Energie efficiëntie (2025)	Elektriciteit: 282 kWh/ton product Benchmark: 260 kWh/ton product ³ Gas: 132 M³/ton product
		CO ₂ efficiëntie (2025)	Testliner & golfblad: 0,175 ton CO ₂ e/ton Benchmark: 0,188 ton CO ₂ e/ton ²
Gas verbruik (Gem. 10j)	84,3 mln m³ per jaar		

SWRP heeft in Nederland te maken met een gunstigere concurrentiepositie dan in 2023 door de terugkeer van de IKC in 2024 en de relatief lage netwerkkosten

Elektriciteitskosten huidige situatie

Componenten energiekosten

Energie-belasting

(zie deep-dive op volgende pagina's)

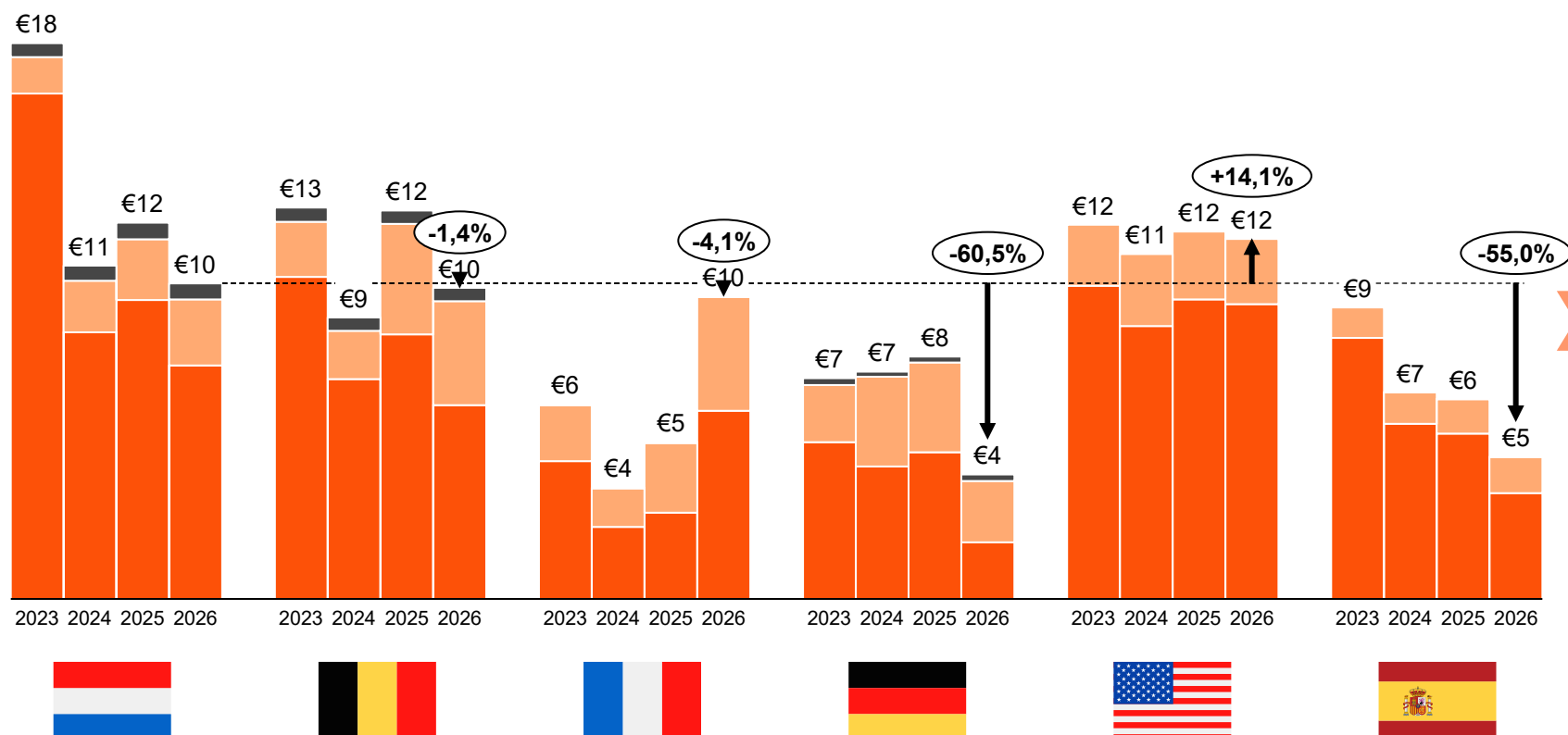
Netwerk-kosten

(zie deep-dive op volgende pagina's)

Groothandels kosten

(zie deep-dive op volgende pagina's)

Totale elektriciteitskosten SWRP inclusief IKC per land, in €mIn¹



Uitkomst SWRP

- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van SWRP's concurrenten in **DE en ES lager** dan in Nederland
- Sinds 2026 heeft SWRP te maken met een **relatief gelijk speelveld** in **dankzij herinvoering van de IKC** en dankzij het feit dat SWRP **nergens volumekorting ontvangt** door het niet halen van de minimale bedrijfstijd
- SWRP zou in DE bijna **net zoveel IKC** ontvangen als haar **totale uitgaven** o.a. door een hoge emissiefactor in DE
- In FR kon een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH-systeem** welke in 2026 is afgeschaft

Deep-dive: Door partiële vrijstellingen in de EU voor de energie-intensieve industrie betaalt SWRP bijna geen EB waardoor speelveld relatief gelijk is

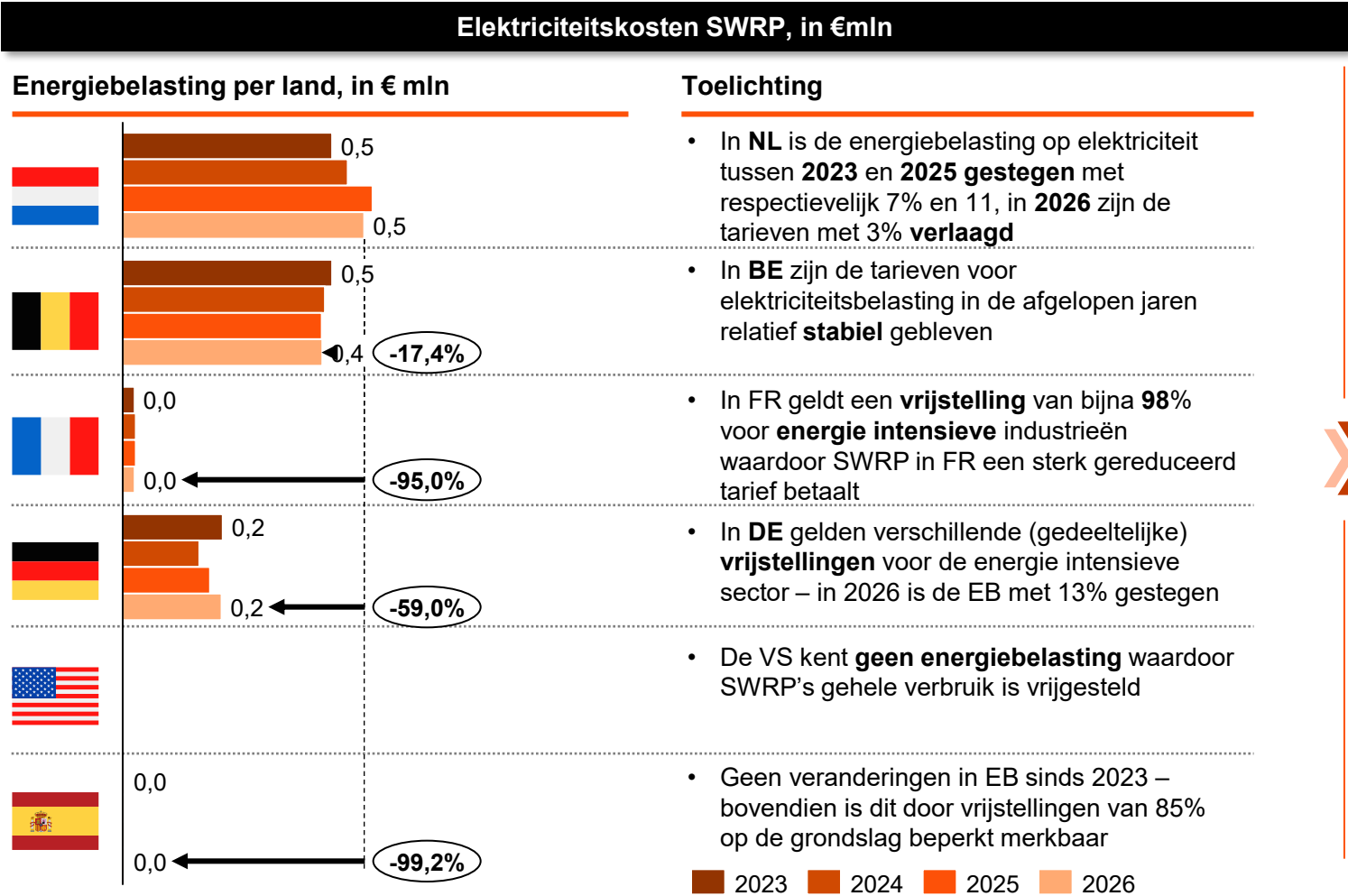
Elektriciteitskosten – Energiebelasting

Componenten energiekosten

Energiebelasting (Deep-dive)

Netwerkkosten

Groothandelskosten



Uitkomst SWRP

- De stroom die SWRP zelf opwekt (~68%) d.m.v. een WKK is in alle landen **vrijgesteld** van **elektriciteitsbelasting** – over de input (aardgas) betaalt SWRP wel **energiebelasting**¹
- De overige stroom (afkomstig van het net) is in **de meeste landen grotendeels vrijgesteld**
- In NL is SWRP's netstroom niet vrijgesteld, maar leidt het **degressieve tariefstelsel** desondanks tot **relatief lage kosten** – net als in BE
- In de VS wordt **geen energiebelasting** geheven waardoor SWRP vrijstellingen voor haar gehele verbruik geniet
- In ES geldt een **vrijstelling** van **85%** voor industriële gebruikers waardoor bedrijven een effectief tarief van minder dan 0,8% betalen
- De **totale kosten** voor **energiebelasting** zijn daarmee in alle landen relatief laag maar in NL en BE wel hoger dan in de andere landen

Deep-dive: Door het ontbreken van volumekorting in het buitenland is het speelveld op het gebied van netwerkkosten verschoven in het voordeel van NL

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten

Componenten
energiekosten

Energie-
belasting

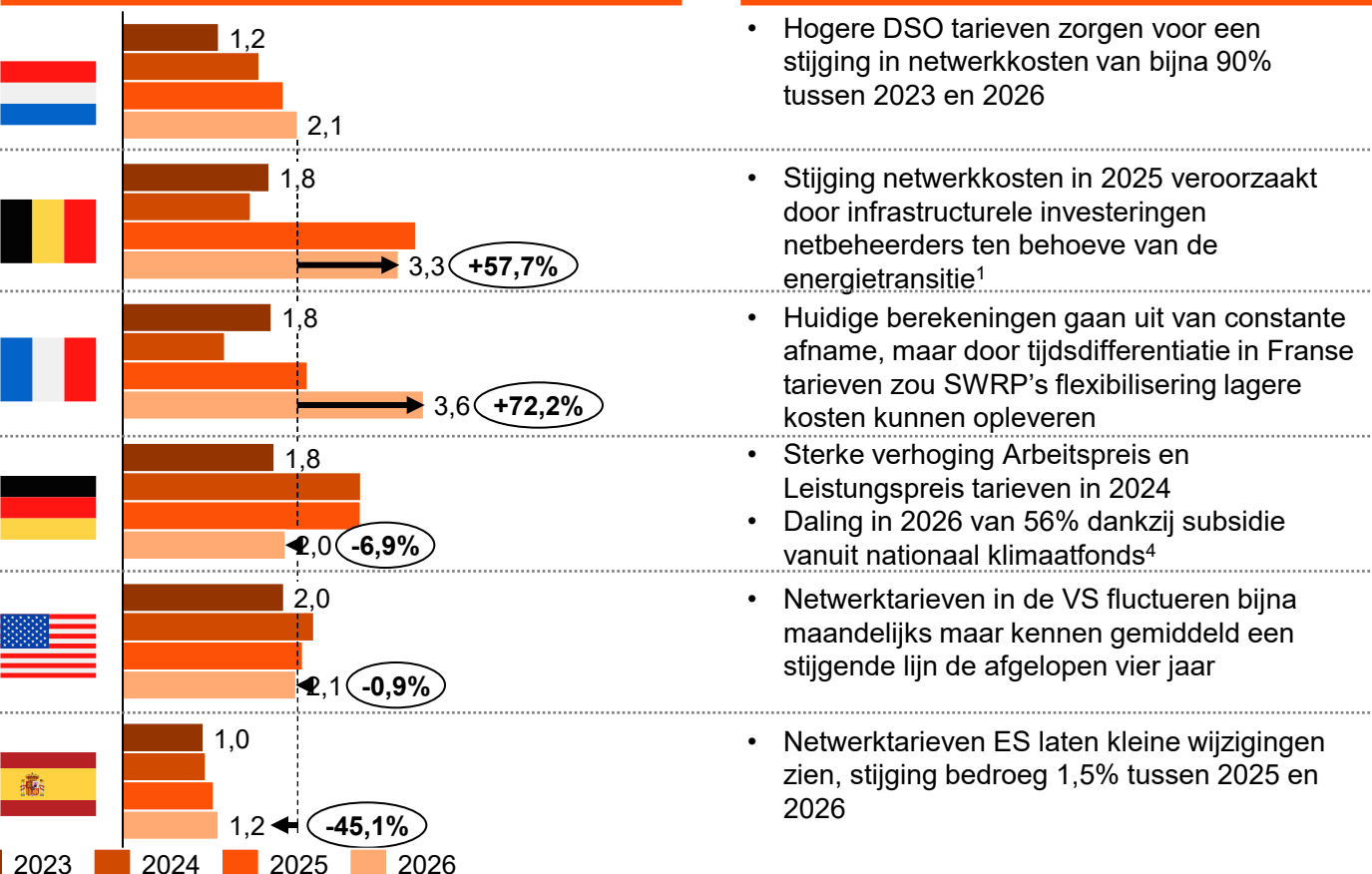
Netwerk-
kosten
(Deep-dive)

Groothandels
kosten (incl.
IKC)

Elektriciteitskosten SWRP, in €mIn¹

Netwerkkosten per land, in € mln

Toelichting



Uitkomst SWRP

- SWRP produceert stroom grotendeels zelf en heeft daardoor **relatief weinig netwerkkosten**
- Duitse **netwerk tarieven stijgen** in '24 o.a. door stopzetten van een subsidie (Bundeszuschuss) die tijdens de **energiecrisis** is ingevoerd om nettarieven laag te houden
- In zowel **BE** als in **FR** liggen de netwerkkosten aanzienlijk hoger dan in de andere landen
- In **BE** (2025) en **FR** (introductie Turpe 7 in 2026) zijn de nettarieven sterk verhoogd naar aanleiding van noodzakelijke infrastructurele investeringen van de netbeheerders ten behoeve van de energietransitie²
- Doordat SWRP in **geen van de landen** recht heeft op **volumekorting** omdat de minimale bedrijfstijd niet wordt gehaald, en een DSO- aansluiting heeft, vervalt het financiële voordeel dat grootverbruikers genieten in het buitenland, waardoor het **speelveld verschuift** in het **voordeel** van **NL**³

Bron: PwC analyse; Management informatie SWRP; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; 1) Energy Vision (2025), ([link](#)); 2) CRE, (2024), ([link](#)). 3) SWRP heeft aangegeven dat het aannemelijk is dat de mix van gas- en elektriciteitsafname zal verschillen op het moment dat een vestiging in bijvoorbeeld DE ter sprake is waardoor de benodigde vollasturen voor het ontvangen van volumekorting wel behaald worden. 4) Reductie in Arbeits- en Leistungspreis dankzij subsidie nationaal klimaatfonds van €6,5 mld. ([link](#))

Deep-dive: Op het gebied van de kale groothandelsprijs is het speelveld relatief gelijk voor in 2026 – in de VS en ES ligt de groothandelsprijs wel aanzienlijk lager

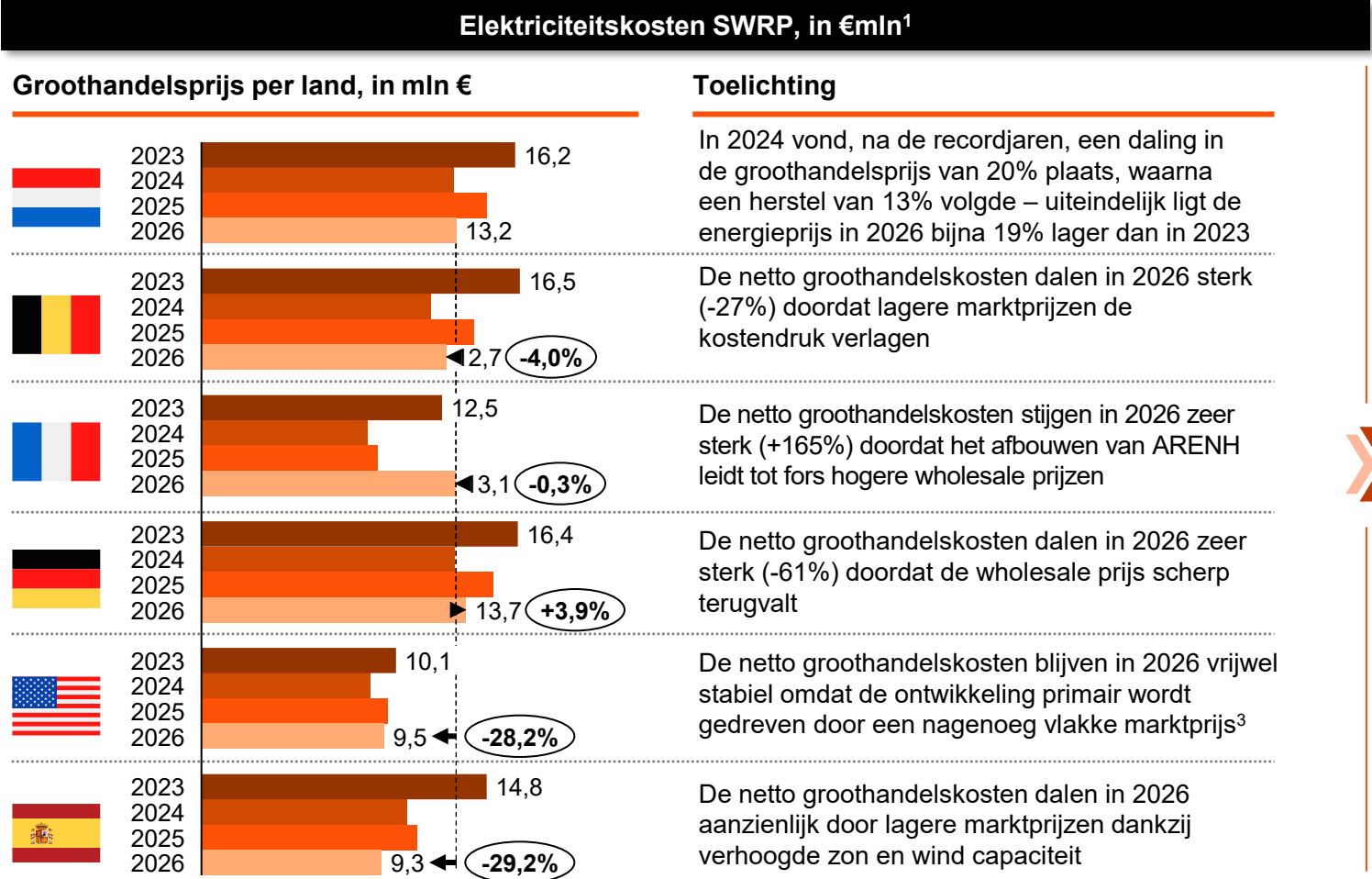
Elektriciteitskosten – Groothandelskosten

Componenten energiekosten

Energie-belasting

Netwerk-kosten

Groothandels kosten (Deep-dive)



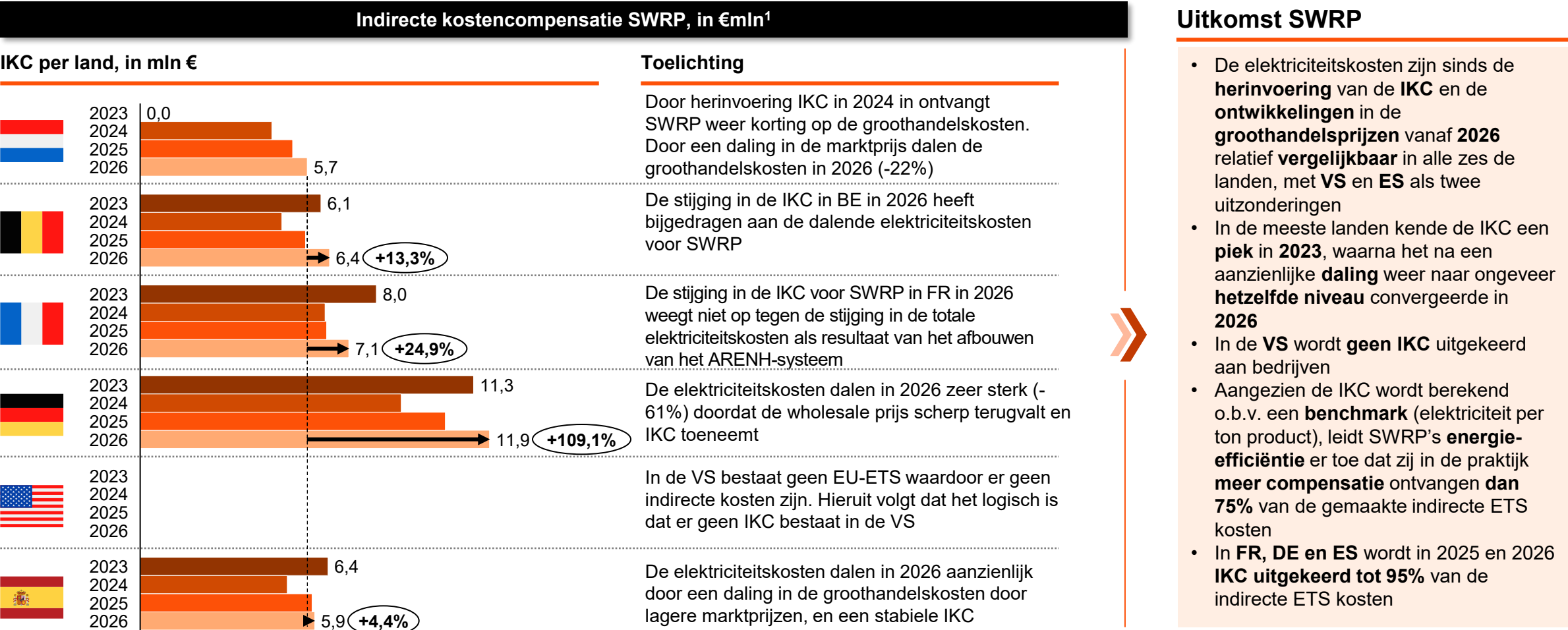
Uitkomst SWRP

- De kale groothandelsprijzen zijn vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met VS en ES als twee uitzonderingen
- Na de **recordjaren**, daalde de energieprijzen in alle landen in **2024** aanzienlijk, waarna een **herstelperiode volgde** in **2025** met een lichte stijging
- In bijna **alle landen**, behalve in **FR**, zijn de energieprijzen **gedaald**
- Tot en met 2025 kon in **FR** een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH systeem**²
- De groothandelskosten voor de VS in deze figuur geven de **marktprijs** aan voor bedrijven in de **industriële sector** in het gebied **West South Central**
- **Lage groothandelskosten** in **ES** resultaat van een vlotte en grootschalige opschaling in **zonne- en windenergie**⁴

¹ PwC analyse; Management informatie SWRP; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten. ² Onder het systeem dat hiervoor in de plaats is gekomen (CAPN) kan tussen vooraf afgesproken bandbreedten toekomstige energie ingekocht worden. Omdat dit tegen marktconforme prijzen gaat en weinig zekerheid geeft is de verwachting hier weinig gebruikt van wordt gemaakt. ³ In de realiteit maken veel bedrijven bilaterale afspraken met lokale netbeheerders. In deze analyse gaan we uit van de algemene marktprijs voor de industriële sector in West South Central (incl. Texas). ⁴ Ember energy (2025). (link).

Deep-dive: CO₂-kostencompensatie essentieel voor eerlijke concurrentiepositie SWRP, zeker als concurrenten in andere landen deze steun wel ontvangen

Indirecte kostencompensatie (IKC)



Aangezien SWRP acteert op markten die groter zijn dan NL kunnen nationale kosten zeer beperkt worden doorgerekend

Doorgiftemogelijkheid

		Inputs (upstream)				Eindproducten (downstream)	
		Oud papier	Zetmeel	Aardgas	Elektriciteit	Golfblad	Testliner
Geografische markt		 Ten minste EER ^{2,3}	 EER ¹	 Ten minste Noordwest Europees ⁷	 Centraal West. Europa ⁴	≥  Ten minste EER ⁵	≥  Ten minste EER ⁵
Marktaandeel		Op groepsniveau <5% van EU markt	<1% Europees verhandelde zetmeel	<0,1%	<0,1%	<10% EER	<10% EER
Prijzetting		Europese of mondiale papierprijs	Europese zetmeelprijs	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Europese papierprijs gevolgd door SWRP	Europese papierprijs gevolgd door SWRP
Carbon Leakage List (EC)							
Doorgifte-mogelijkheid	 NL'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt
	 EU'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Mogelijk	Mogelijk

Toelichting

- SWRP's grondstoffen (papier en zetmeel) worden **verhandeld op een internationale markt** waarin SWRP een klein aandeel heeft – **doorgiftemogelijkheid** upstream is hierdoor zeer beperkt
- De **prijzen** voor aardgas en elektriciteit worden **gezet op internationale commodity markten**, hierdoor is upstream **kosten doorgifte niet mogelijk**
- Doordat de markt voor testliners en golfblad gedefinieerd is als **ten minste EER**, kan **niet** worden **uitgesloten** dat het EU'se markten betreffen en ETS-kosten **doorgerekend kunnen worden**. We hanteren daarom een doorgifte aanname van 50%
- Aangezien de markten groter zijn dan NL **kunnen** nationale kosten **niet worden doorgerekend**. We hanteren daarom een doorgifte aanname van 0%
- De papierindustrie ontvangt in verschillende EU'se landen (incl. FR, DE, BE) **IKC** (75% van indirecte ETS) waardoor indirecte ETS-kosten **beperkt kunnen worden doorgerekend in het geval NL geen IKC heeft**

Gehanteerde aannames			
 NL	0%	 EU ETS	50%
		 Indirecte ETS	2,5%-50%

Bron: PwC analyse, 1) No COMP/M.2029 Tate & Lyle/ Amylum; 2) Management informatie SWRP; 3) M.6512, DS Smith/SCA Packaging, paragraphs. 30-33;4) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 5) M.8915 - DS SMITH EUROPAC; 6) Slechts 25% van de indirecte ETS kosten worden door Europese concurrenten 'gevoeld' (door 75% compensatie), waar vervolgens dezelfde doorgifte voor geldt als voor directe ETS kosten (50%); 7 OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)

SWRP's reductiepotentieel ligt in elektrificatie (e-boilers en warmtepompen) en is afhankelijk van netcapaciteit en investerings- en exploitatiesteun

Verduurzamingsopties

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
1. Demand-side response	De WKK wordt vaker op- en afgeregeld voor aFRR met lagere aardgasinput en hogere elektriciteitsimport	-1,5 kt	-1,0%	-	Laag	n.v.t.	SWRP heeft aangegeven dat er geen randvoorwaarden verbonden zijn aan deze verduurzamingsoptie
2. Economizer biogasketel	Rookgasrestwarmte wordt teruggewonnen via een economizer of warmtewisselaar en ingezet voor het proces	-1,2 kt	-0,6%	-	Laag	Financiële ondersteuning	Subsidies zijn voor deze verduurzamingsoptie een extra steun in de rug maar geen uitsluitende factor om wel of niet te investeren voor SWRP
3. Filmpers PM3	De lijmpers wordt vervangen door een filmpers zodat minder vocht wordt ingebracht en minder stoom nodig is in de droogpartij	-8,0 kt	-5,3%	-	Hoog	Financiële ondersteuning	SWRP heeft investeringssteun nodig (EIA en VEKI) voor deze optie
4. E-boilers	Stoomproductie wordt geëlektrificeerd met e-boilers en/of warmtepompen met minder aardgas- en meer elektriciteitsverbruik	-60 kt	-36,6%	+177,5%	Hoog	Financiële ondersteuning	SWRP heeft zowel investerings- als exploitatiesteun nodig voor deze optie en ter bescherming tegen volatiele energiemarktprijzen
						Netcapaciteit	Er is een grotere netaansluiting noodzakelijk voor deze optie
5. Warmtepompen	Warmte uit de kap wordt teruggewonnen en opgewaardeerd naar stoomniveau via stappen zoals MVR en e-boiler	-40 kt	-26,4%	+74,6%	Hoog	Financiële ondersteuning	SWRP heeft zowel investerings- als exploitatiesteun nodig (SDE++ en VEKI) voor deze optie
						Netcapaciteit	Er is een grotere netaansluiting noodzakelijk voor deze optie

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-1 mln Middel: 1-5mln Hoog: 5+ mln

SDE++ en VEKI uit pakket 1/2 kunnen e-boilers en warmtepompen financieel mogelijk maken, maar een ongelijk speelveld in netwerkkosten houdt investeringen tegen

Impact verduurzamingsopties (1/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties		
Opties	Base case	Pakket 1/2
1. Demand response (2027)	Gemodelleerd Wordt al ingezet via flexibiliteit van de WKK (aFRR) en geen CAPEX	Gemodelleerd Wordt al ingezet via flexibiliteit van de WKK (aFRR) en geen CAPEX
2. Economizer biogasketel (2026-2027)	Gemodelleerd Relatief lage CAPEX en directe gas-/warmtebesparing, daarmee waarschijnlijk uitvoerbaar als procesoptimalisatie. Subsidies helpen, maar zijn niet doorslaggevend	Gemodelleerd Relatief lage CAPEX en directe gas-/warmtebesparing, daarmee waarschijnlijk uitvoerbaar als procesoptimalisatie. Subsidies helpen, maar zijn niet doorslaggevend
3. Filmpers PM3 (2028)	Gemodelleerd VEKI-aanvraag is ingediend. SWRP verwacht dat het project na VEKI-besluit kan worden vrijgegeven	Gemodelleerd VEKI-aanvraag is ingediend. SWRP verwacht dat het project na VEKI-besluit kan worden vrijgegeven
4. E-boilers (2027-2030)	Gemodelleerd Project is goedgekeurd en in aanbouw, e-boilers gaan in Q1 2027 in gebruik	Gemodelleerd Project is goedgekeurd en in aanbouw, e-boilers gaan in Q1 2027 in gebruik
5. Warmtepompen (2033)	Zeer hoge CAPEX en grote extra elektriciteitsvraag. Businesscase daardoor sterk afhankelijk van toekomstige stroomprijs/nettarieven én beschikbare netcapaciteit	SDE++ en VEKI in combinatie met IKC kan de onrendabele top van elektrificatie afdekken, maar realisatie blijft afhankelijk van netcapaciteit en gelijk speelveld in netwerkkosten

Implementatie:

Verduurzamingsoptie waarschijnlijk

Verduurzamingsoptie mogelijk, maar ongelijk speelveld

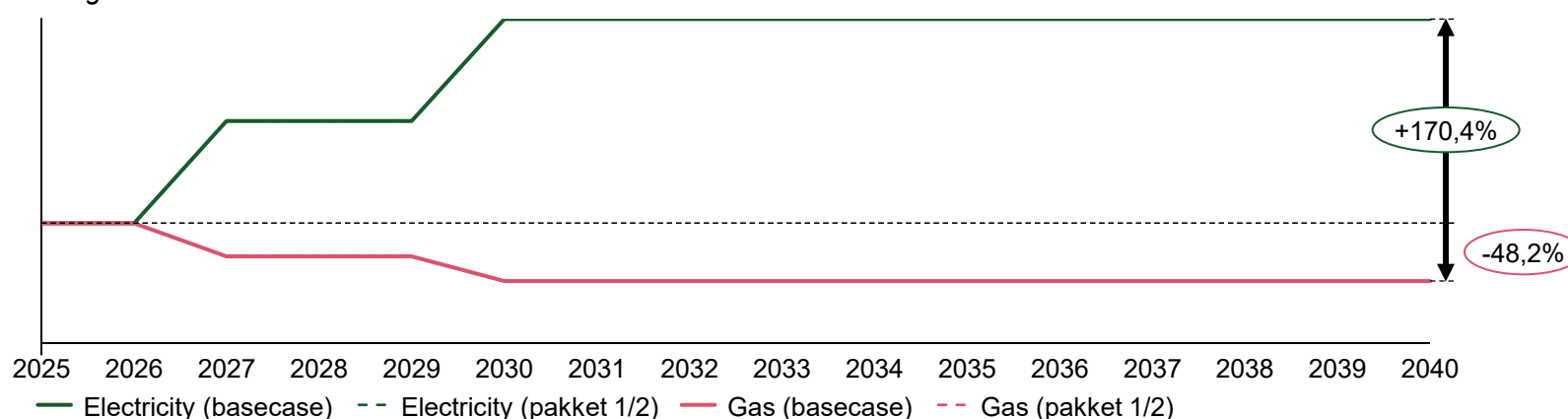
Verduurzamingsoptie onwaarschijnlijk

Pakket 1/2 leidt niet tot extra implementatie van reductieopties: CO₂-reductie blijft gelijk aan de base case (-63%), net-zero is technisch haalbaar voor 2040

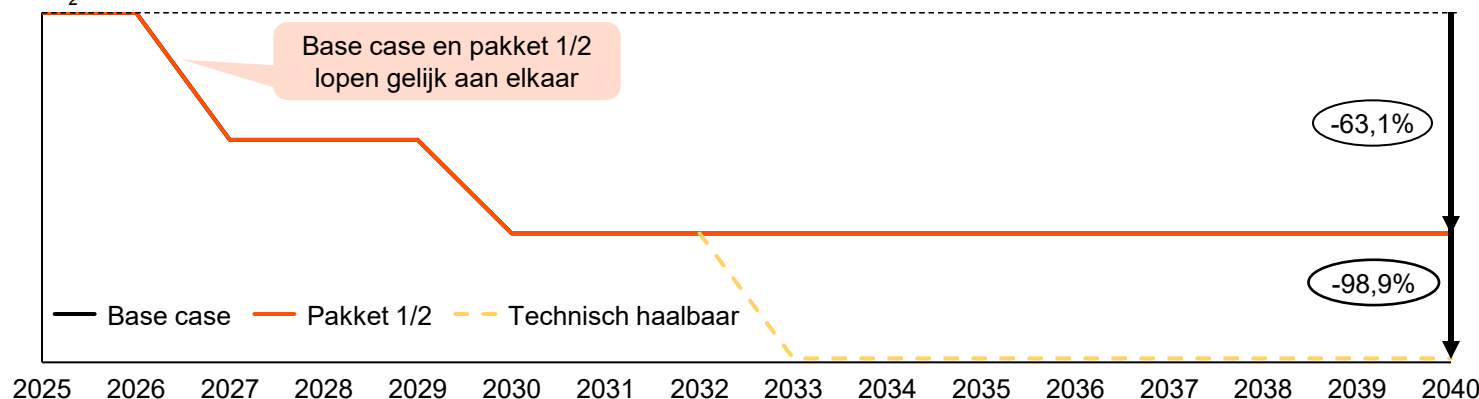
Impact verduurzamingsopties (2/2)

Impact investeringen op energie verbruik

Energieverbruik



CO₂ uitstoot



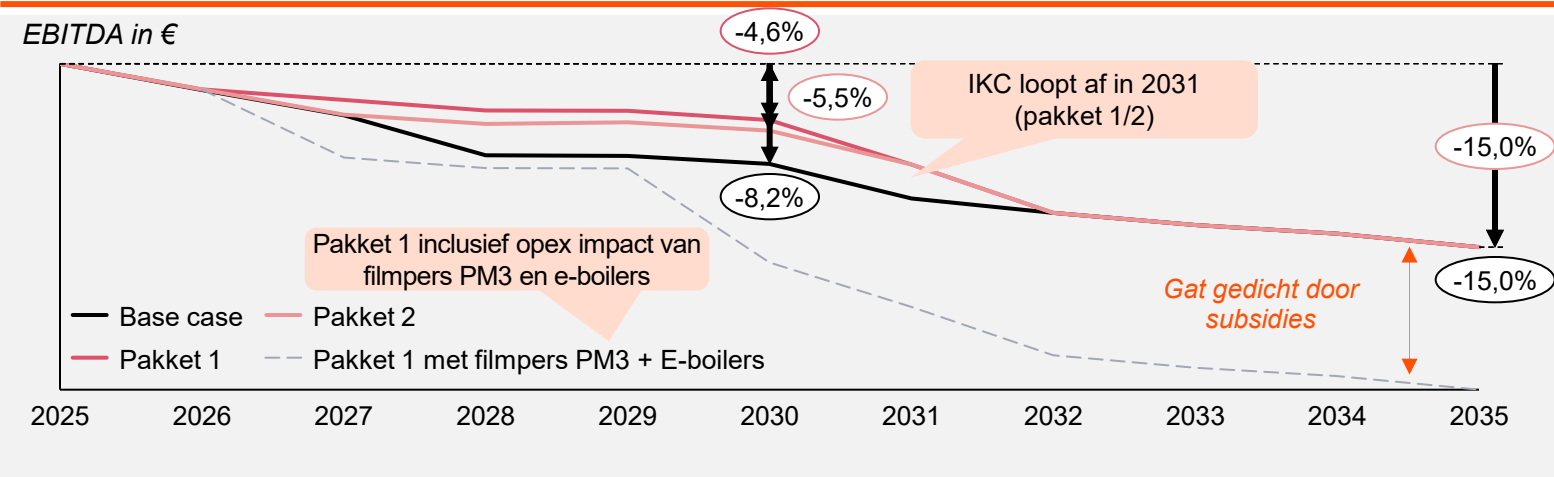
Toelichting

- Doordat de implementatie van e-boilers en filmpers PM3 in zowel de basecase als pakket 1/2, vallen base case en pakket 1/2 qua impact samen
- Het energieverbruiksprofiel verschuift in beide scenario's structureel van gas naar elektriciteit waarbij de elektriciteitsvraag met 170,4% stijgt en het gasverbruik met 48,2%
- De CO₂ uitstoot daalt in zowel base case als pakket 1 en 2 met 63,1%
- Net zero is haalbaar met de implementatie van warmtepompen en pakket 1/2 kan via subsidies de onrendabele top afdekken maar investeringen blijven onwaarschijnlijk als netwerkkosten in Nederland blijven toenemen

Bij huidig beleid daalt SWRP's EBITDA met 15% tot 2035, pakket 1/2 biedt verlichting tot 2031 maar daalt daarna alsnog met 15% tot 2035

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025			EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025		
	Base case	Pakket 1	Pakket 2	Base case	Pakket 1	Pakket 2
EU ETS	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Nationale CO ₂ -heffing	-0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
Indirecte ETS kosten (IKC)	-2,7%	-0,1%	-0,1%	-3,7%	-3,7%	-3,7%
Netwerkkosten	-0,6%	0,2%	-0,6%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
Energie besparingen door investeringen	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Totaal	-8,2%	-4,6%	-5,5%	-15,0%	-15,0%	-15,0%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Bron: PwC analyse; Management informatie SWRP; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; PwC Strategy& (FIEN+ eindrapport, 1 maart 2025)

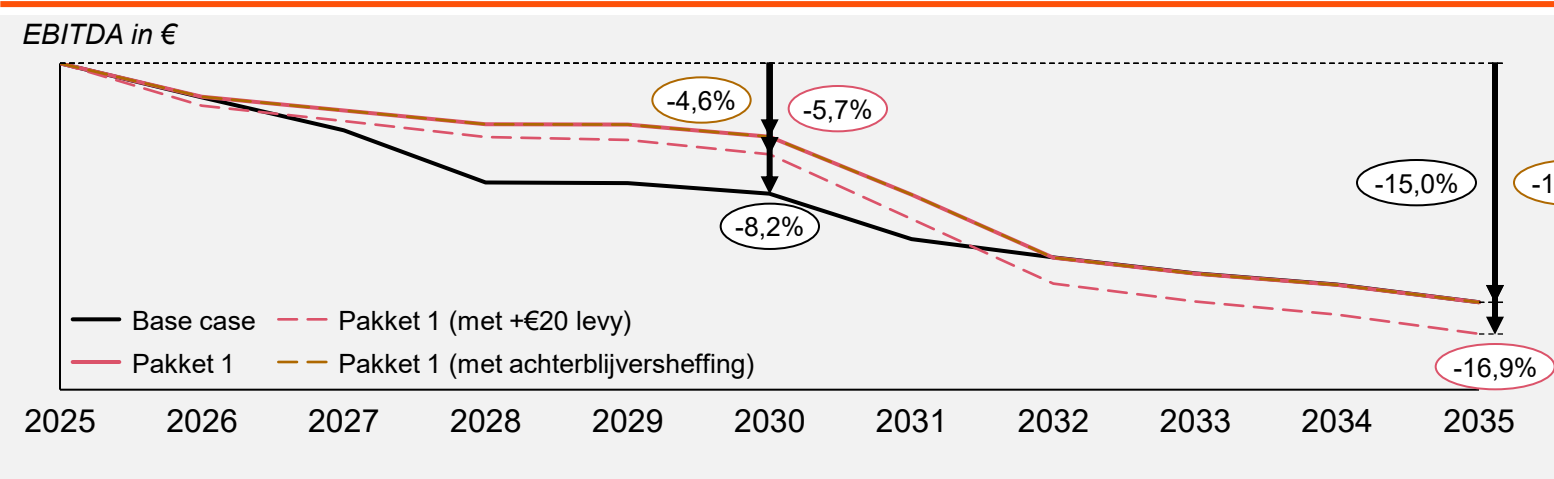
Toelichting

- Zonder aanvullend beleid daalt de EBITDA van SWRP naar -8,2% in 2030 en -15,0% in 2035 t.o.v. 2025, voornamelijk door oplopende EU ETS- en (indirecte) CO₂-kosten
- Indirecte ETS-kosten (IKC) zijn in de base case een belangrijke drijver in 2030 (-2,7%), maar worden in pakket 1/2 tijdelijk bijna volledig gedempt door verlenging van de IKC-regeling (~-0,1% in 2030)
- Pakket 1 verzacht de impact verder via lagere netwerkkosten (TenneT-subsidie 2027–2030): netwerkbijdrage verbetert in 2030 van -0,6% (base case) naar +0,2%, waardoor de totale EBITDA-impact in 2030 verbetert tot -4,6% (vs. -5,5% in pakket 2)
- Na afloop van de tijdelijke maatregelen (IKC en TenneT-subsidie na 2031) verdwijnt het voordeel en komt de EBITDA-impact in 2035 in alle scenario's uit op -15,0%
- Bij implementatie van de filmpers PM3 en e-boilers nemen de energiekosten toe, wat de EBITDA drukt. Dit negatieve effect wordt verondersteld gecompenseerd te worden met subsidies (o.a. SDE++), waardoor het resultaat uiteindelijk weer rond de base case uitkomt en per saldo winst-neutraal is

Een nationale CO₂-heffing heeft voor SWRP alleen impact bij de €20/tCO₂-opslag bovenop ETS, de achterblijversheffing heeft geen impact op de EBITDA

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Toelichting

- De twee nationale CO₂-heffingsvarianten hebben voor SWRP maar beperkt extra effect: alleen de variant met €20/tCO₂ opslag bovenop ETS drukt de EBITDA verder (-5,7% in 2030 en -16,9% in 2035 t.o.v. 2025)
- Bij de €20/tCO₂-opslag bovenop ETS wordt de bestaande (huidige/toekomstige) ETS-benchmark in feite aangescherpt met een extra €20/tCO₂. Daardoor betaalt SWRP over al zijn belastbare emissies een hogere CO₂-prijs en verslechtert de EBITDA-impact van circa -4,6% naar -5,7% in 2030 en van -15,0% naar -16,9% in 2035 (t.o.v. 2025)
- De achterblijversheffing hanteert een ruimere benchmarkband ('13–'20). SWRP blijft met zijn emissie-intensiteit onder deze band en betaalt daardoor geen extra nationale CO₂-heffing

	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025				EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025			
	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)
EU ETS	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-8,2%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Nationale CO ₂ -heffing	-0,1%	0%	-1,1%	0%	0%	0%	-2,0%	0%
Indirecte ETS kosten (IKC)	-2,7%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-3,7%
Netwerkkosten	-0,6%	0,2%	0,2%	0,2%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
Energie besparingen door investeringen	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Totaal	-8,2%	-4,6%	-5,7%	-4,6%	-15,0%	-15,0%	-16,9%	-15,0%

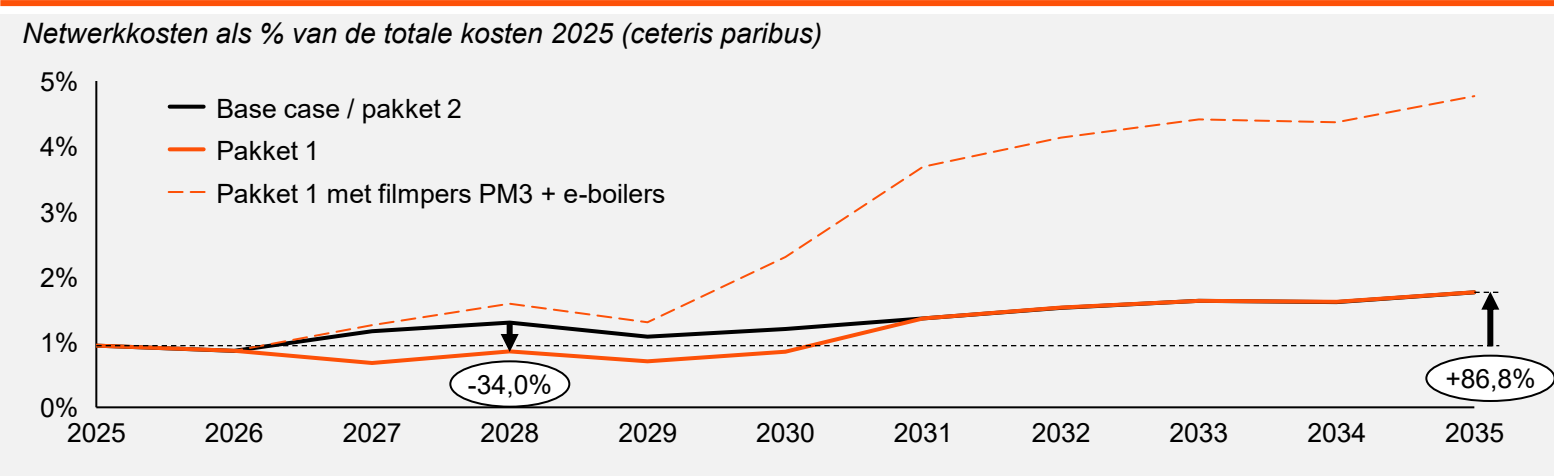
 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Bron: PwC analyse; Management informatie SWRP; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; PwC Strategy& (FIEN+ eindrapport, 1 maart 2025)

Netwerkkosten kunnen bij SWRP oplopen tot ~1,8% van de totale kosten richting 2035, terwijl de TenneT-subsidie alleen tijdelijk dempt

Netwerkkosten impact

Impact klimaatbeleid op netwerkkosten



Toelichting

- Netwerkkosten nemen bij SWRP merkbaar toe:** ondanks een relatief beperkt aandeel in 2025, lopen de netwerkkosten richting 2035 op, waardoor ze een groter deel van de totale kosten gaan uitmaken
- De stijging richting 2035 wordt primair verklaard door structureel oplopende nettarieven** (door systeem- en investeringskosten in het net), terwijl SWRP deze kosten slechts beperkt kan ontwijken
- In pakket 1 zorgt de TenneT-subsidie voor tijdelijke demping van de nettarieven** (indicatief €1,5 mld/jaar in 2027–2030, circa €6,6/MWh), waardoor de netwerkkostendruk in die jaren tijdelijk afneemt
- Bij implementatie van de filmpers PM3 en e-boilers nemen netwerkkosten verder toe**, waardoor netwerkkosten in toenemende mate belangrijk worden bij het implementeren van verduurzamingsopties

TenneT-subsidie als onderdeel van pakket 1						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Subsidie	-	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	-
Impact op netwerkkosten	-	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-

Productieafschaling is volgens SWRP op lange termijn niet aantrekkelijk; exitkosten zijn relatief beperkt (m.u.v. arbeid)

Exit-kosten en strategische alternatieven

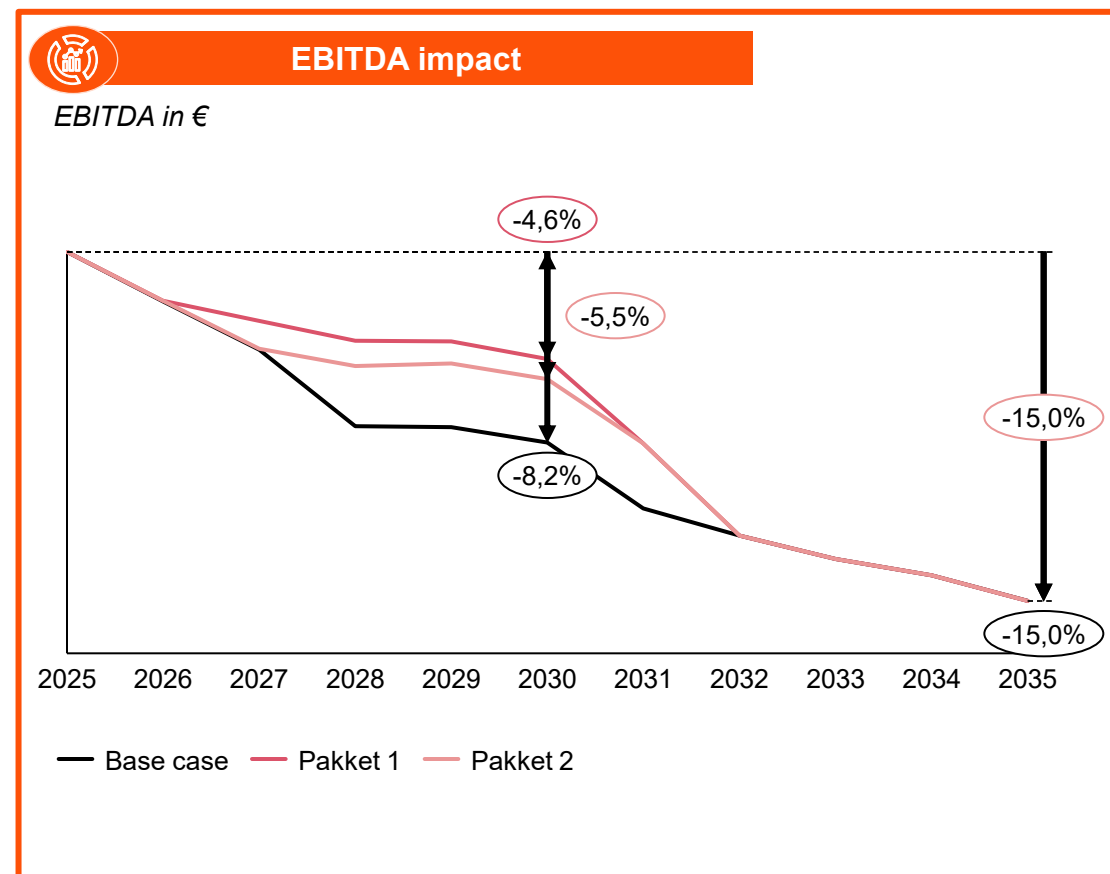
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- SWRP zegt bij een volledige productiestop ~285 mensen te moeten ontslaan - Gezien de lange dienst van veel werknemers en de gemiddelde leeftijd rond de 50 jaar zijn de ontslagvergoedingen relatief hoog - Overplaatsing van technisch personeel naar andere locaties van de SW groep is volgens SWRP beperkt mogelijk vanwege de afstand naar andere faciliteiten
Regelgeving-gerelateerd	- SWRP geeft aan geen wettelijke verplichtingen te hebben die bij een exit tot hoge kosten zouden kunnen leiden - Indien er geen koper wordt gevonden van de fabriek moet de grond wel bouwklaar worden gemaakt; SWRP schat de afbreekkosten van de productiefaciliteit op zo'n €10 mln.
Lange termijn contracten	SWRP geeft aan geen contractuele verplichtingen te hebben die bij een exit tot hoge kosten zouden leiden
Verzonken kosten	- SWRP zegt bij een volledige stop een deel van het productie materiaal versneld te moeten afschrijven - Een deel van het productiemateriaal kan volgens SWRP wel worden verkocht; papiermachines bijvoorbeeld naar landen buiten Europa
Overig	N.v.t.

 Strategische alternatieven
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling Volgens SWRP is afschalen tot zo'n 40% mogelijk (2 van de 3 papiermachines sluiten) maar gaat dit wel gepaard met ontslagvergoedingen en versnelde afschrijvingen Bij ongunstig beleid is het volgens SWRP op de lange termijn logischer om de productie volledig stil te leggen; immers zou er in dat geval al een groot deel van de arbeid gerelateerde kosten moeten worden gemaakt om een deel van het personeel te ontslaan
Interessante alternatieve investeringslocaties
 Duitsland - SW heeft reeds een vergelijkbare productielocatie als Roermond in Zülrich - Duitsland keert vooralsnog IKC uit
 Frankrijk - De papierindustrie is grotendeels vrijgesteld van energiebelasting - Frankrijk keert vooralsnog IKC uit

Bij SWRP dempt pakket 1/2 de EBITDA-daling tot 2031, maar structureel stijgende netwerk- en ETS-kosten drukken de EBITDA daarna alsnog naar -15%

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid



Conclusies

- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van SWRP's concurrenten in alleen in **DE en ES lager** dan in Nederland. Dit heeft te maken met de gunstige positie van SWRP in NL t.o.v. **BE, FR en VS** dankzij de herinvoering **IKC in 2024** en omdat SWRP **nergens volumekorting ontvangt** door het niet halen van de minimale bedrijfstijd
- Daarnaast wekt SWRP het **grootste gedeelte** van hun **stroom zelf op** (~68%) d.m.v. een **WKK**. Deze stroom is in alle landen **vrijgesteld** van **elektriciteitsbelasting** – over de **input** (aardgas) betaalt SWRP sinds 2025 wel gedeeltelijk **energiebelasting**
- Bij huidig beleid daalt de EBITDA naar circa -15% in 2035**, vooral door oplopende ETS-kosten en stijgende netwerkkosten
- Pakket 1/2 dempt de EBITDA-daling tijdelijk**: verlenging van IKC en de TenneT-subsidie verbeteren de EBITDA in 2030 van -8,2% naar circa -4,6%, maar na 2031 vallen deze tijdelijke maatregelen weg en convergeren alle scenario's opnieuw naar een EBITDA-impact van -15% in 2035
- SWRP realiseert in zowel de base case als onder de pakketten een CO₂-reductie van circa 63%**. E-boilers en filmpers PM3 worden gerealiseerd, maar de inzet van warmtepompen – nodig om richting netto-nul te gaan – blijft onzeker zolang stijgende netwerkkosten en onduidelijkheid over netcapaciteit de businesscase onder druk zetten

An aerial photograph of the Nyrstar Budel industrial facility. The image shows a large complex of industrial buildings, storage tanks, and piping. In the background, there are large rectangular solar panel arrays. The foreground features a parking lot filled with cars and a body of water. The text '2.3' is overlaid in large orange font in the upper right corner.

2.3

Casestudie: Nyrstar Budel

Sector: Zink

Nyrstar Budel produceert blokzink en zinklegeringen en is de enige zinkfabriek in Nederland

Bedrijfsprofiel

**Bedrijfsprofiel**



Moederbedrijf: [Trafigura](#)

Mondiale speler in de grondstoffenmarkt

Omzet (2025):
€ 221,1 mld

EBITDA (2025):
€ 7,55 mld

Hoofdkantoor en # productielocaties:

- Hoofdkantoor Nyrstar in Budel-Dorplein, NL
- 7 metaalverwerkings-faciliteiten, 2 mijnen
- Nyrstar Budel bevat 43% van Nyrstar's zinkproductie capaciteit in Europa

Belangrijkste verkoopproducten:

- Zink
- Zinklegeringen
- Zwavelzuur
- Minor metals

**Profiel Nederlandse tak**



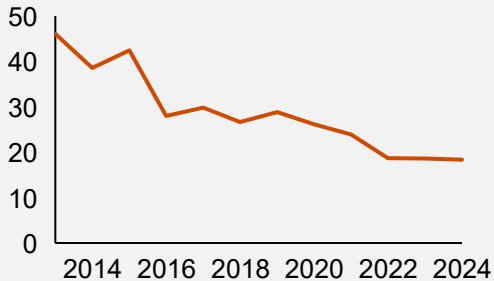
Cijfers (2025)

- **Werknemers:** ~485
- **Omzet:** €161 mln (2025)

Emissies & productiecapaciteit (2025)

- **Emissie:** gem. 0,11 ton CO₂e/ton prod.
- **Productiecapaciteit:** 250.000 ton¹

Emissies (kton CO₂ equivalent)³



Jaar	Emissies (kton CO ₂ equivalent)
2014	45
2015	40
2016	42
2017	28
2018	30
2019	27
2020	29
2021	25
2022	19
2023	19
2024	19

**Mondiale activiteiten moederbedrijf**





Landen met productiefaciliteiten

- 1 zinksmelter en 2 mijnen in de VS, 3 zinksmelters en 1 multimetaalsmelter in Europa en 1 zinksmelter en 1 multimetaalsmelter in Australië
- Nyrstar Budel heeft 15% marktaandeel voor Zink in EU

**Activiteiten in Nederland**



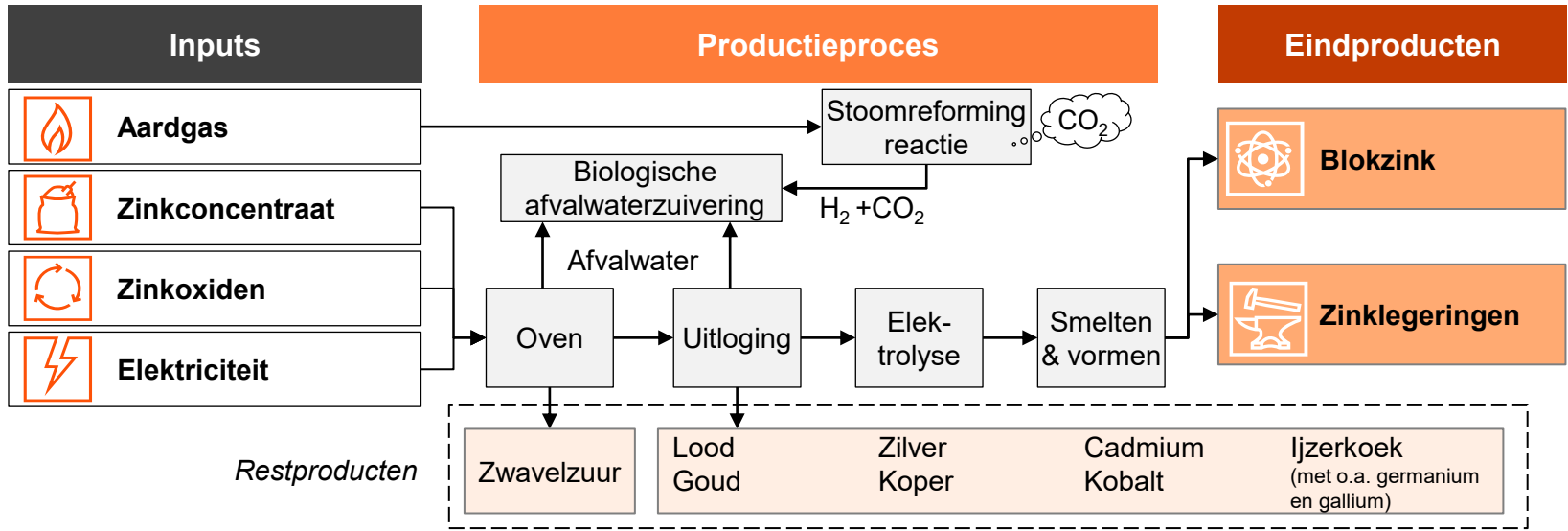


Belangrijke kenmerken:

- **Nyrstar's Budel** smelter produceert >40 typen zink en zinklegeringen, met als belangrijkste producten SHG zink en verzinkingslegeringen
- De **productiefaciliteit** in Budel gebruikt **roosteren, uitlogen, elektrolyse (RLE), smelten** en een biologische afvalwaterzuiveringsinstallatie
- **Zink en zinkproducten** maken **grootste deel van de omzet** uit (zwavelzuur en loogproducten vormen restbijdrage)

Aangezien zink bij Nyrstar wordt geproduceerd d.m.v. elektrolyse is het productieproces niet emissie-intensief maar elektriciteits-intensief

Procesbeschrijving



Toelichting

- In Budel **produceert** Nyrstar zeer zuiver **blokzink**, **zinklegeringen** en verschillende **restproducten**
- Het **eindproduct** wordt vooral **gebruikt** als roestbeschermende laag **bij staal**, waardoor de levensduur van staalproducten wordt verlengd (x12)
- De productielocatie in Budel is een **energie-efficiënte productielocaties** van zink; daarnaast is alle verbruikte elektrische energie groen door de aankoop van ‘**green certificates**’ hiervoor¹
- Nyrstar in Budel **gebruikt ook veel zinkoxiden** (afkomstig van **gerecycled zink**) als **input** in hun productieproces ten opzichte van het **aandeel zinkconcentraat** (dat direct uit zinkmijnen komt), hierdoor komt het aandeel van **gerecycled materiaal op 30%** uit¹
- Ongeveer 50% van de **vrijgekomen CO₂** bij de **stoomreforming reactie** wordt gebruikt voor het in leven houden van de **bacteriën** in de **biologische afvalwaterzuivering**, de andere 50% wordt **direct uitgestoten**

Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik (Gem. 10j)	1,0 TWh per jaar (~1% van het NL'se elektriciteitsverbruik)	Energie efficiëntie (2025)	Elektriciteit: 4084,99 kWh per ton product ²
Gas verbruik (Gem. 10j)	6.808.576 m3 per jaar (27,2 m3 per ton Zink)	CO₂ efficiëntie (2025)	Zink: 0,1 ton CO ₂ /ton product ⁵ Waterstof: 13,6 ton CO ₂ /ton product ⁴ Warmte: 4,0 ton CO ₂ /TJ ⁴ Brandstof: 60,8 ton CO ₂ /TJ ⁴

Momenteel heeft Nyrstar in Nederland te maken met hoge netwerkkosten, wat zorgt voor een oneerlijke concurrentiepositie ten opzichte van andere EU-landen

Elektriciteitskosten huidige situatie

Componenten energiekosten

Energiebelasting

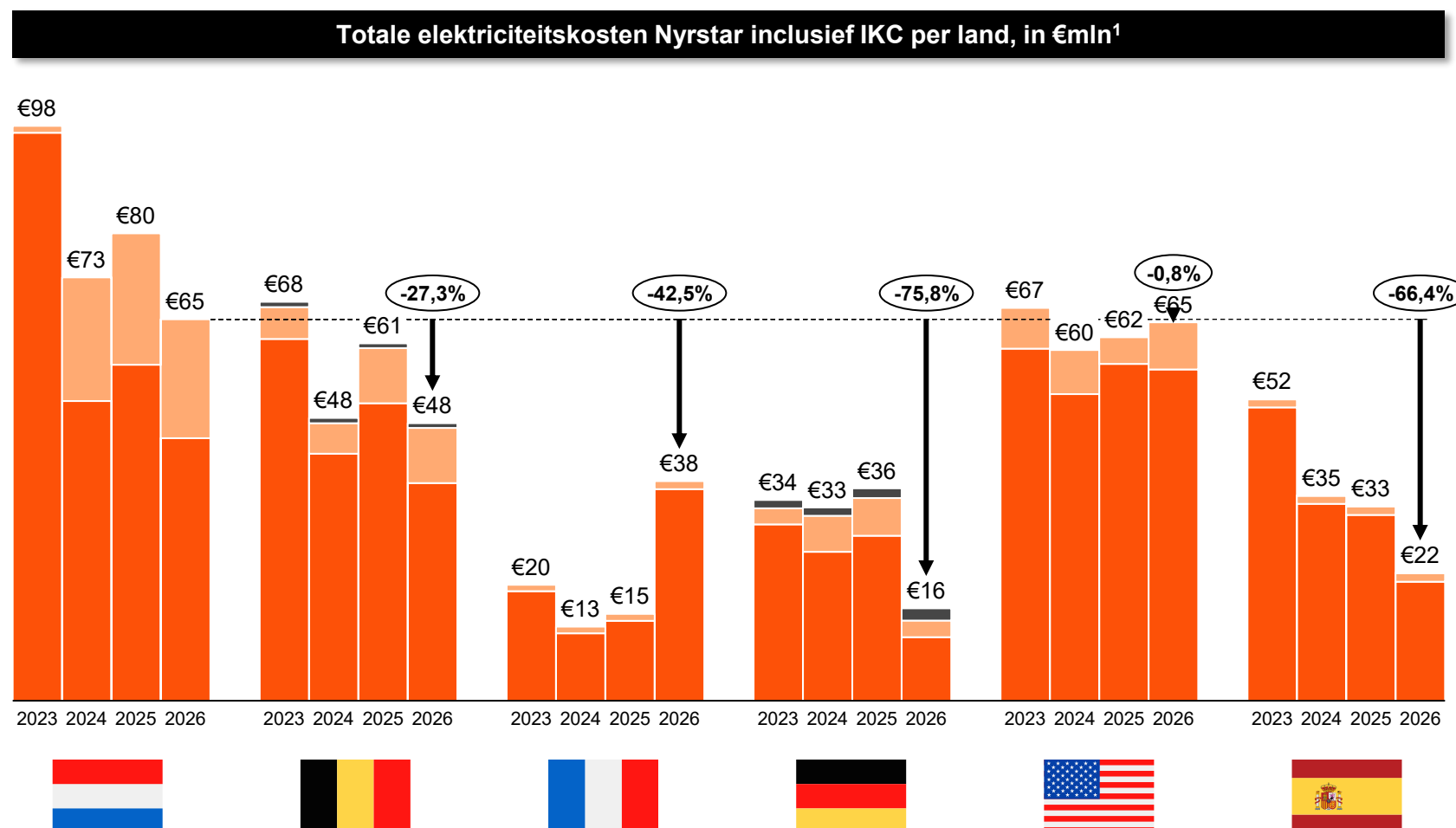
(zie deep-dive op volgende pagina's)

Netwerkkosten

(zie deep-dive op volgende pagina's)

Groothandelskosten

(zie deep-dive op volgende pagina's)



Uitkomst Nyrstar

- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van Nyrstar's concurrenten in **BE, FR, DE, VS en ES lager** dan in Nederland
- Historisch lagen elektriciteitskosten in NL hoger dan in naburige landen, door het **niet uitkeren van IKC** en het **afschaffen van de volumekorting (VCR)** op de netwerkkosten in 2024
- In **2025** is de **IKC** in NL heringevoerd tot en met **2027** in NL waardoor de totale elektriciteitskosten zijn **gedaald**
- Totale **elektriciteitskosten** in Nederland **nemen tussen 2025 en 2026 met 18% af** door dalende energieprijzen en dalende netwerkkosten

Deep-dive: Door (partiële) vrijstellingen in de EU voor de metallurgische industrie betaalt Nyrstar vrijwel geen EB waardoor speelveld relatief gunstig is

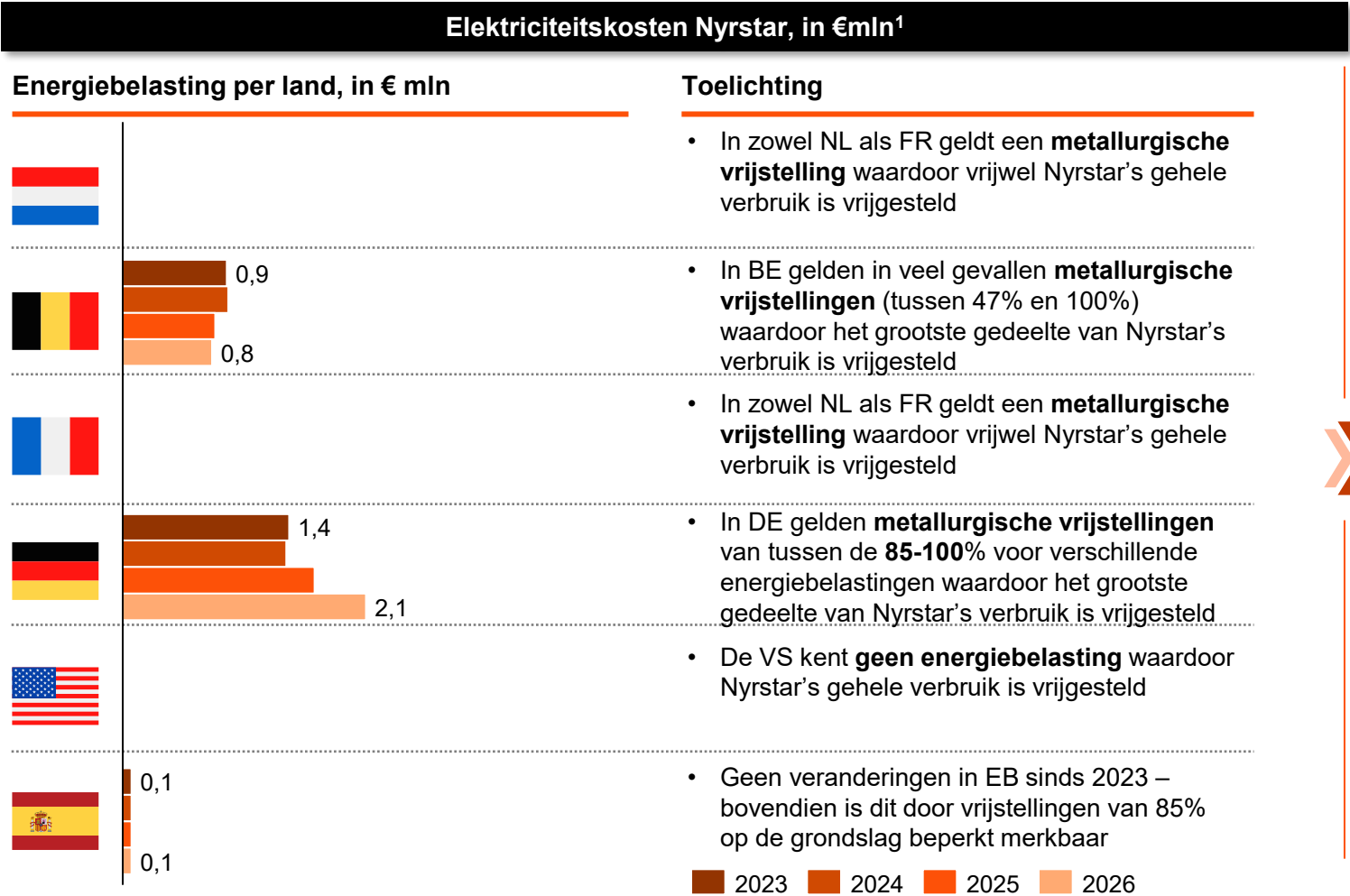
Elektriciteitskosten – Energiebelasting

Componenten energiekosten

Energiebelasting (Deep-dive)

Netwerkkosten

Groothandelskosten



Uitkomst Nyrstar

- In zowel **NL** als **FR** is het volledige verbruik voor de **metallurgische sector** vrijgesteld waardoor Nyrstar geen energiebelasting betaalt
- In **BE** geldt voor de meeste typen **energiebelasting** een **vrijstelling** voor de **metallurgische sector** – voor de **federale energiebelasting** geldt een **volledige vrijstelling** en voor het **ODV-tarief hernieuwbare energie** en de **Vlaamse groene stroomcertificaten (GSC)** bestaan **degressieve tarieven**
- In Duitsland gelden **volledige vrijstellingen** voor de **Stromsteuer**, de **Konzessionsabgabe** en de **Stromnev 19-Levy** en een vrijstelling van 85% voor de **KWKG Umlage** en de **Offshore haftungs umlage**
- In de **VS** wordt **geen energiebelasting** geheven waardoor Nyrstar vrijstellingen voor haar gehele verbruik geniet
- De **totale kosten** voor **energiebelasting** blijven daarmee in NL in **2026** uit, net als in de jaren daarvoor

Bron: PwC analyse; Management informatie Nyrstar; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; 1) We berekenen de kosten voor 2023 en 2024 voor de verschillende landen op basis van hetzelfde gemiddelde elektriciteitsverbruik van de afgelopen 10 jaar (1.093 GWh); 2) We gebruiken hier de actuele prijzen uit het lage ETS-prijsscenario omdat deze het best corresponderen met de gehanteerde groothandelsprijzen. Ook geven we de IKC weer voor het te compenseren jaar (in realiteit wordt dit pas een jaar later uitgekeerd).

Deep-dive: Tussen 2023 en 2024 stegen de netwerkkosten van Nyrstar 17 keer, vooral door het verdwijnen van de volumekorting, wat zorgde voor een ongelijk speelveld

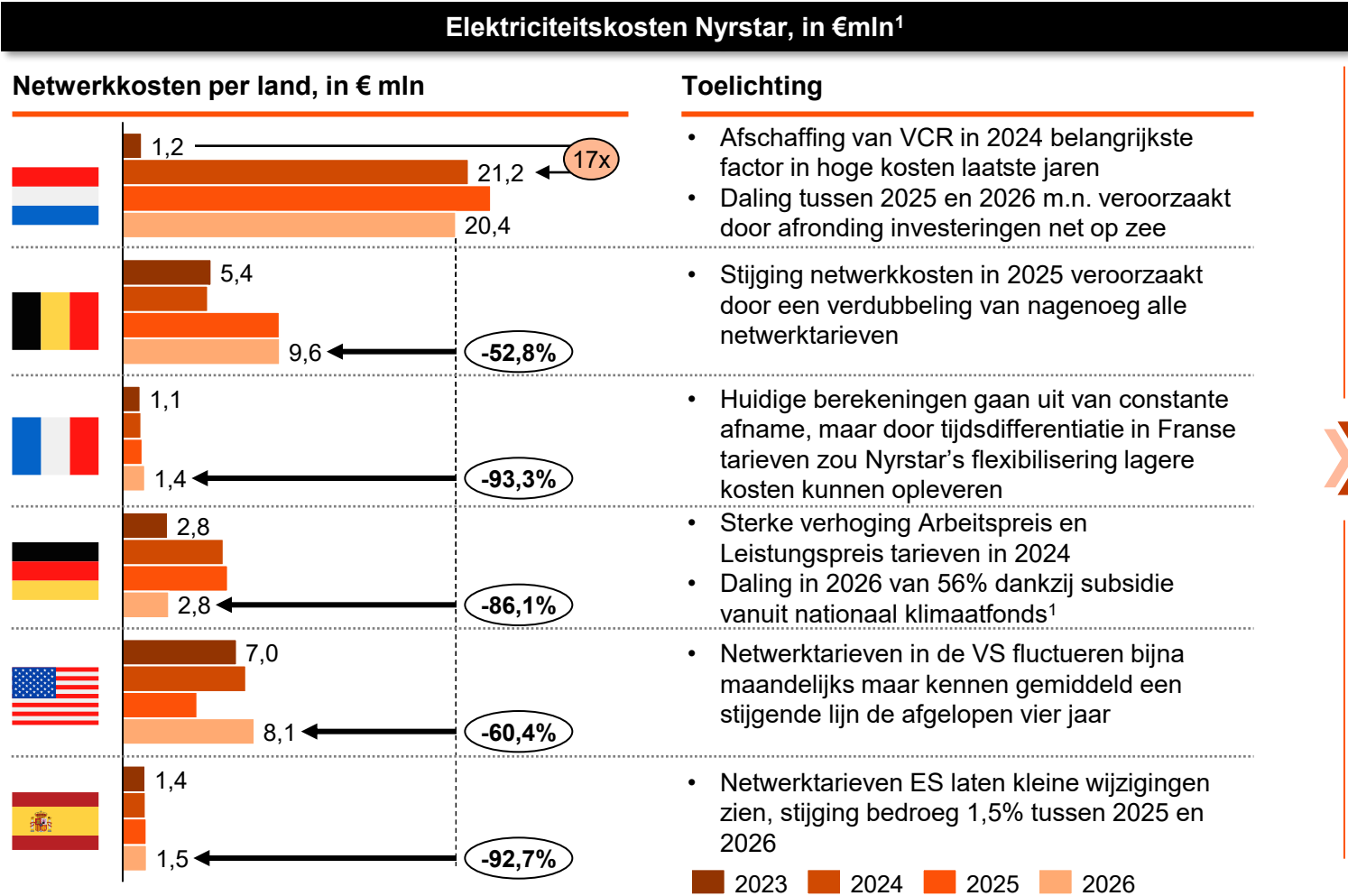
Elektriciteitskosten – Netwerkkosten

Componenten
energiekosten

Energie-
belasting

Netwerk-
kosten
(Deep-dive)

Groothandels
kosten



Uitkomst Nyrstar

- Nyrstar heeft historisch gezien **relatief hoge netwerkkosten** in NL door **afschaffing van de volumekorting** (VCR). In 2025 en 2026 is dit verschil nog steeds aanzienlijk
- In **FR** blijft de **volumekorting** voor grootverbruikers (max. 81%) **behouden** waardoor de **netwerkkosten zeer laag** zijn
- In **BE** bestaat geen volumekorting maar geldt een **gedifferentieerd tarief** naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers effectief **minder** betalen
- DE** kent **relatief lage netwerkkosten** doordat er **hoge kortingen** worden gegeven (tussen de 80-90% voor gebruikers met een hoog aantal vollasturen)
- ES** geeft **grootverbruikers** (hoogspanningsnet 6.3TD) een **korting** van 80% op de **netwerkkosten**, waardoor deze in dezelfde grootteorde vallen als FR en **aanzienlijk lager** uitvallen dan in **NL**

Deep-dive: De groothandelskosten zijn relatief vergelijkbaar in de meeste landen in 2026 – met uitzondering van de VS en ES waar deze lager liggen

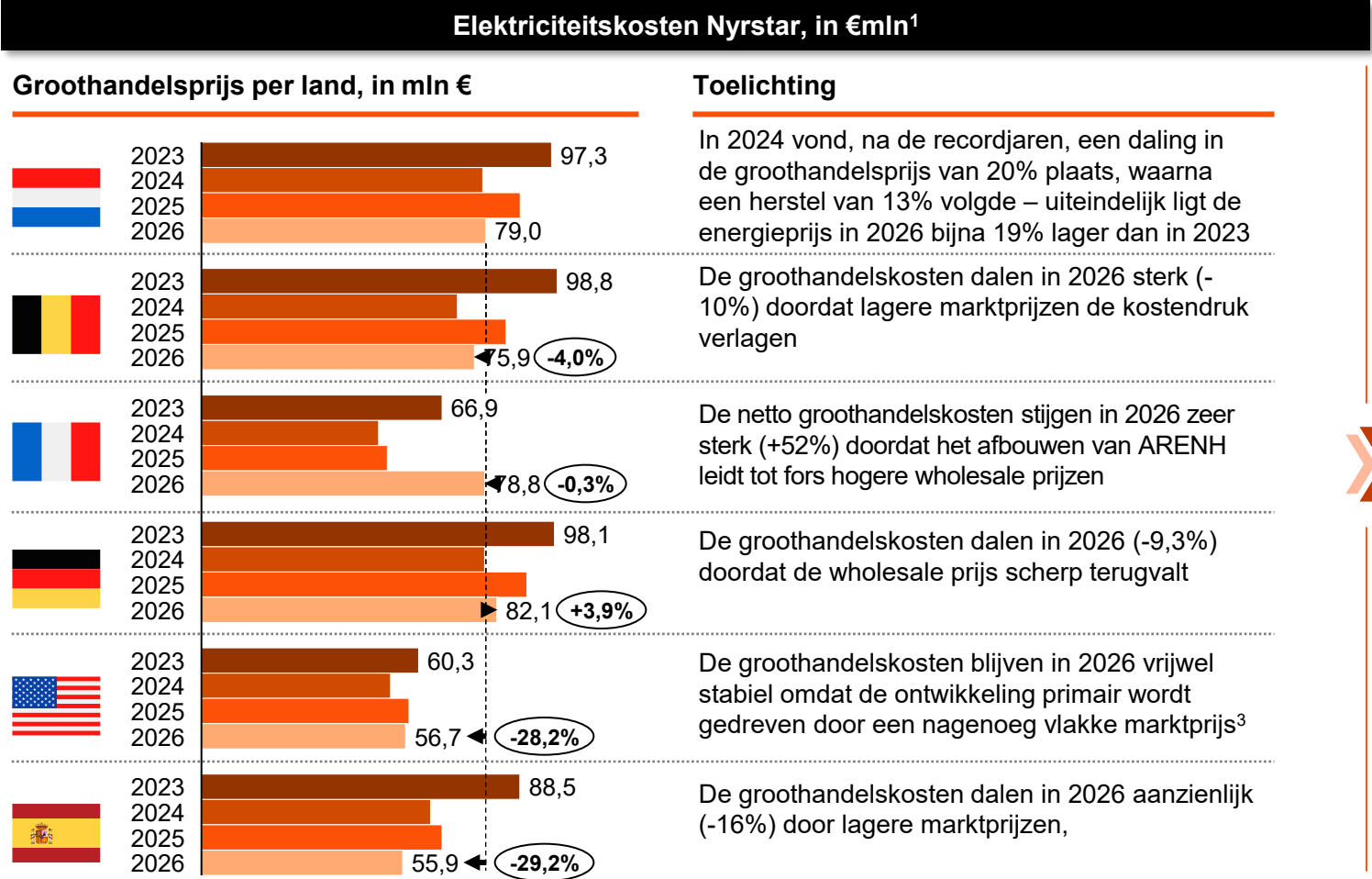
Elektriciteitskosten – Groothandelskosten

Componenten
energiekosten

Energie-
belasting

Netwerk-
kosten

Groothandels
kosten
(Deep-dive)



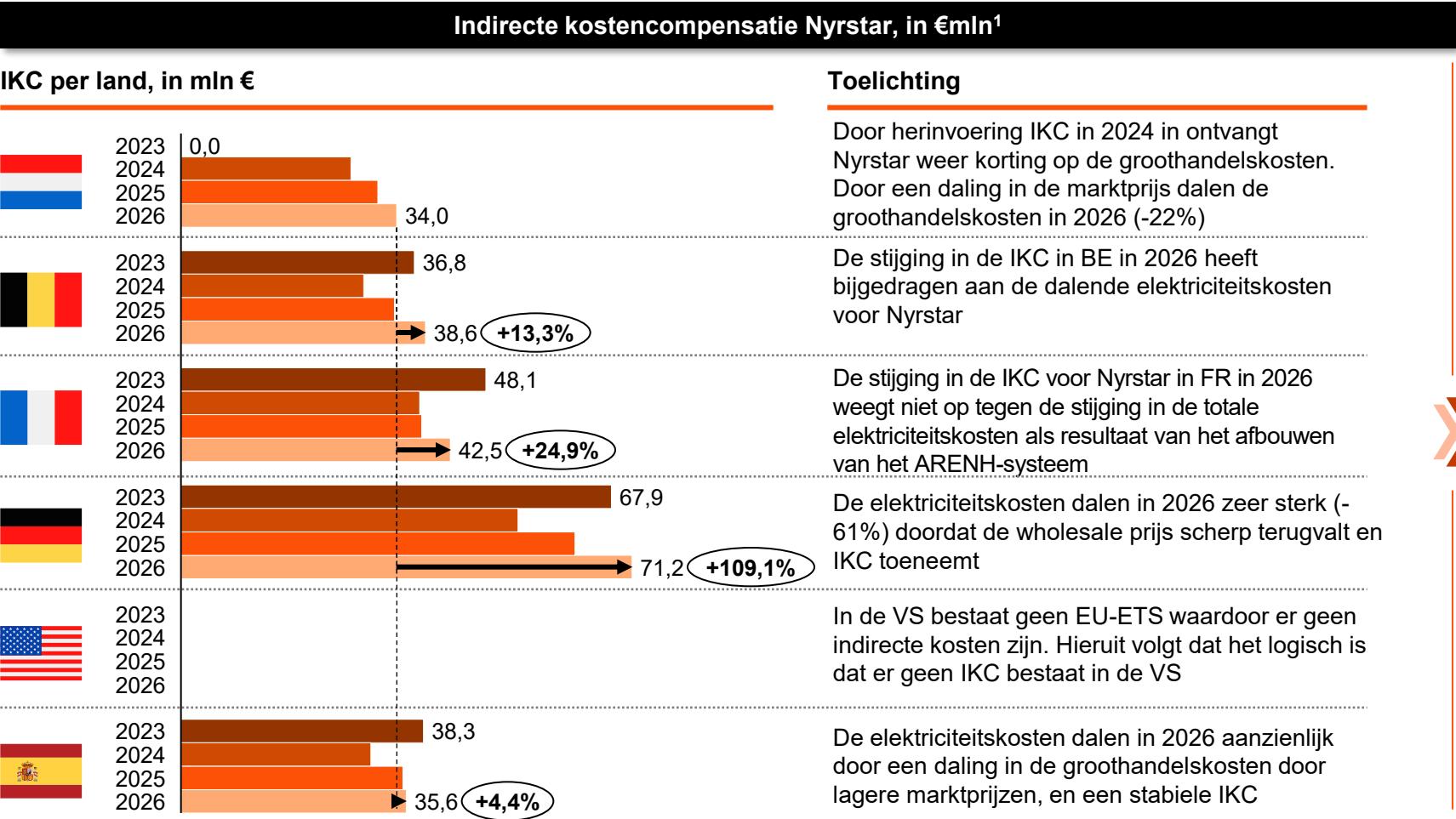
Uitkomst Nyrstar

- De kale groothandelsprijzen zijn vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met VS en ES als uitzonderingen
- Na de **recordjaren**, **daalde** de energieprijs in alle landen in **2024** aanzienlijk, waarna een **herstelperiode** volgde in 2025 met een lichte stijging
- In bijna **alle landen**, behalve in **FR**, zijn de energieprijzen **gedaald**
- Tot en met 2025 kon in **FR** een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH systeem**²
- De groothandelskosten voor de VS in deze figuur geven de **marktprijs** aan voor bedrijven in de **industriële sector** in het gebied **West South Central**. **Nyrstar** heeft aangegeven **bilaterale afspraken** te hebben met hun elektriciteitsaanbieder in **Tennessee** waardoor hun **elektriciteitskosten lager** liggen dan hier is weergegeven
- **Lage groothandelskosten** in **ES** resultaat van een vlotte en grootschalige opschaling in **zonne- en windenergie**⁴

¹ PwC analyse; Management informatie Nyrstar; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten. ² Onder het systeem dat hiervoor in de plaats is gekomen (CAPN) kan tussen vooraf afgesproken bandbreedten toekomstige energie ingekocht worden. Omdat dit tegen marktconforme prijzen gaat en weinig zekerheid geeft is de verwachting hier weinig gebruikt van wordt gemaakt. ³ In de realiteit maakt Nyrstar bilaterale afspraken met lokale netbeheerders. In deze analyse gaan we uit van de algemene marktprijs voor de industriële sector in West South Central (incl. Texas). ⁴ Ember energy (2025). ([link](#)).

Deep-dive: Nyrstar ontvangt momenteel compensatie voor indirecte CO₂-kosten, maar het bedrag in NL is lager dan in andere landen, wat zorgt voor ongelijk speelveld

Indirecte kostencompensatie (IKC)



Uitkomst Nyrstar

- De elektriciteitskosten zijn sinds de **herinvoering** van de **IKC** en de **ontwikkelingen** in de **groothandelsprijzen** vanaf **2026** relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met **VS** en **ES** als twee uitzonderingen. Voor een gelijk speelveld is het dus van belang dat de mate waarin in NL IKC wordt uitgekeerd, hetzelfde is als in de andere landen
- In de **VS** wordt **geen IKC** uitgekeerd aan bedrijven
- Aangezien de IKC wordt berekend o.b.v. een **benchmark** (elektriciteit per ton product), leidt Nyrstar's **energie-efficiëntie** er toe dat zij in de praktijk **meer compensatie** ontvangen **dan 75%** van de gemaakte indirecte ETS kosten
- In **FR, DE en ES** wordt in 2025 en 2026 **IKC uitgekeerd tot 95%** van de indirecte ETS kosten

¹ PwC analyse; Management informatie Nyrstar; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten.

Nyrstar opereert op een internationale markt waardoor Nederlandse kosten zeer beperkt kunnen worden doorgerekend

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)				Eindproducten (downstream)
	Zink-concentraat	Zinkoxiden	Aardgas	Elektriciteit	Zink
Geografische markt	 Mondiaal ⁶	 Mondiaal ⁶	 Ten minste Noordwest Europees ⁸	 Centraal-west Europees ⁷	$\geq$  Ten minste EER
Marktaandeel	2% ⁴	#1 gerecycled zink toepasser in EU ³	<0,1% ⁵	~1% of NL	10-15% EER 2,5-4% van de wereldmarkt ¹
Prijszetting	Wereldwijde bepaling op de London Metal Exchange (LME)	Wereldwijde bepaling op de London Metal Exchange (LME)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Prijs is afhankelijk van de wereldwijde marktprijs, een treatment charge en een premium op basis van o.a. product en regionale vraag/aanbod
Carbon Leakage List (EC)					
Doorgifte-mogelijkheid	 NL'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt
	 EU'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Mogelijk

Toelichting

- Zowel **zink-concentraat** als **zinkoxiden** worden wereldwijd verhandeld tegen marktprijzen wat de **doorgiftemogelijkheid** upstream **beperkt**
- De zinkprijs bestaat uit drie hoofdcomponenten: de ‘free metal’ prijs, de treatment charge (verwerkingsloon smelters) en een regionale premie. De ‘free metal’ prijs en treatment charge worden **bepaald** op de **wereldwijde grondstoffenmarkt**.⁴ De regionale premie weerspiegelt lokale marktcondities, wat blijkt uit de verschillen tussen premies in diverse regionale markten. Aangezien premies per regio verschillen is Europese kostendoorberekening mogelijk bij een lokale premie lager dan importkosten van goedkopere alternatieven
- Wel lijkt deze doorgifte niet oneindig; door **hoge Europese energiekosten** wordt er sinds vorig jaar meer zink **geïmporteerd** (momenteel zo’n ~5% van de Europese markt)², waardoor bij zeer goedkope import de doorgiftemogelijkheden in de premie verder ingeperkt worden
- Voor **indirecte ETS** kosten in de elektriciteitsprijs geldt dat zinkfabrieken in concurrerende landen (e.g. FR, DE en ES) gecompenseerd worden (meestal via IKC) tot max 95%, waardoor deze kosten naar verwachting **zeer beperkt doorgerekend** kunnen worden ((100%-95%)*50%=) 2,5%

Gehanteerde aannames		
 NL	0%	 EU ETS
		 Indirecte ETS
		2,5% - 50%⁹

Bron: PwC analyse; 1) Wanneer de productiefaciliteit actief is heeft Nyrstar Budel een marktaandeel van 15% op de Europese markt voor Zinkproducten; 2) Schatting afkomstig uit Nyrstar interview; 3) Interview Nyrstar; 4) Management informatie Nyrstar; *Understanding Zinc Concentrate Treatment Charges Increases in 2025*, (link); 5) op basis van Nyrstar’s gasverbruik en dat van Noordwest Europa; 6) No COMP/M.4450 - UMICORE / ZINIFEX / NEPTUNE; 7) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 8) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022); 9) De doorgiftemogelijkheden van de indirecte CO2-kosten hangen af van of de andere landen IKC uitkeren of niet. Ingeval andere landen IKC uitkeren blijven de doorgiftemogelijkheden beperkt tot 2,5%, terwijl het gelijk zou zijn aan het EU ETS percentage van 50% wanneer ook IKC in Nederland wordt toegekend

Op de lange termijn, Nyrstar's grootste reductiepotentieel ligt in de implementatie van E-boilers en CCS, maar is afhankelijk van netcapaciteit, vergunningen en Aramis

Verduurzamingsopties (1/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
1. Elektrificatie ondersteunende processen	Elektrificatie top-heating gieterij + elektrificatie heftrucks, heftrucks verlagen directe CO ₂ -emissie i.v.m. huidige LPG gedreven heftrucks	1 kt	-5,8%	+0,4%	Hoog	Netcapaciteit	Extra (contract)vermogen/aansluiting nodig, congestie en doorlooptijden kunnen realisatie vertragen
						Financiële ondersteuning	Ondersteuning nodig om hogere CAPEX en (netto) elektriciteitskosten t.o.v. gas/diesel te overbruggen
2. E-boilers	Elektrische boilers ter vervanging van gasgestookte stoom	5,3 kt	-50%	+2,9%	Medium	Netcapaciteit	Groot extra vermogen vereist; zonder tijdige netverzwaring niet uitvoerbaar
						Snellere doorloop vergunningen	Vergunningverlening voor installatie-aanpassingen bepaalt het kritieke pad
						Financiële ondersteuning	Nodig om business rond te krijgen
3. H ₂ -elektrolyser	Elektrolyser voor H ₂ ter (gedeeltelijke) vervanging van fossiele inzet	2,6 kt	-25%	+1,5%	Medium	Netcapaciteit	Groot extra vermogen vereist; zonder tijdige netverzwaring niet uitvoerbaar
						Financiële ondersteuning	Nodig om het kostennadeel van groene H ₂ t.o.v. fossiele alternatieven te compenseren
4. Brandstof-switch	Overschakeling van diesel naar biodiesel	2,6 kt	-	-	n.v.t.	N.v.t.	-
5. CO ₂ -afvang uit procesgassen	CO ₂ -afvang uit roast- en acid plant offgas	10 kt	-	+0,5%	Medium	Snellere doorloop vergunningen	Vergunningen en keteninpassing (afvoer/gebruik) bepalen doorlooptijd en haalbaarheid
						Financiële ondersteuning	Steun nodig om CAPEX en structurele OPEX van afvang te dekken

Op de korte termijn kan Nyrstar vooral via efficiency en flexibiliteit verduurzamen door implementatie van een stoom turbine, virtual battery en proces optimalisatie

Verduurzamingsopties (2/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
6. Stoom turbine	Processtoom die nu voor opwarming wordt gebruikt, wordt via een stoomturbine omgezet in elektriciteit	-	-	-3,0%	Me- dium	Stabieler investeringsklimaat en gelijk spelveld netwerkkosten	Nyrstar is op dit moment bezig met implementatie, vanwege de positieve business
7. Virtual battery	Uitbreiding van elektrolyseproces voor hogere flexibilisering, zodat consumptie kan worden aangepast aan beschikbaarheid van groene energie	-	-	-9,3%	Hoog	Tijdsgedifferentieerde nettarieven	Nettarieven zijn momenteel gebaseerd op piekbelasting, waardoor flexibel gebruik relatief zwaar wordt belast (ondanks de systeembaten)
						Netcapaciteit	Nyrstar verwacht geen problemen bij uitbreiding elektriciteitsnet
						Snellere doorloop vergunningen	Nyrstar verwacht geen problemen bij verkrijgen van vergunningen
8. Proces optimalisatie	Verschillende investeringen ter verbetering van het productieproces (o.a. rectifiers vernieuwen, Gypsum en Anode reinigen en een Manganese filter)	-	-	-5,3%	Middel	Financiële ondersteuning	Alle investeringen liggen tussen de €810k (reinigen) en €10m (rectifiers) en vereisen geen verandering in de processen. Naar verwachting is EIA voldoende voor een rendabele business

Pakket 1/2 adresseert prijszekerheid en subsidievoorwaarden voor korte termijn opties; lange termijn opties hangen af van nog niet opgeloste lagere netwerkkosten

Impact verduurzamingsopties (1/2)

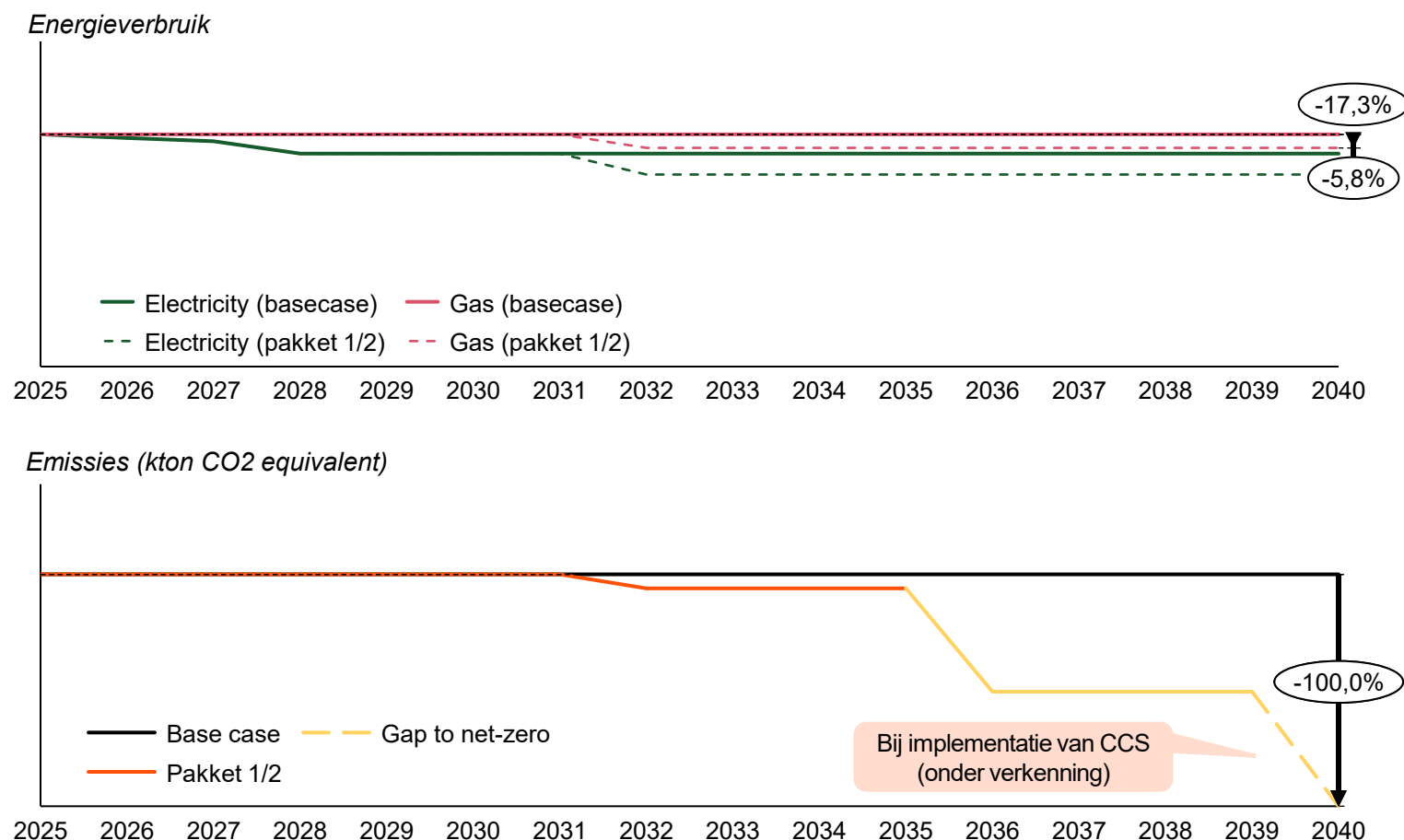
Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties		
Opties	Base case	Pakket 1/2
1. Elektrificatie ondersteunende processen (2032)	Zonder vraagzijde-CfD of cPPA-garantiefonds ontbreekt prijszekerheid voor stroom en zonder IKC blijft de business te zwak	Vraagzijde-CfD en/of cPPA-garantiefonds plus IKC maken elektrificatie financieel haalbaar, mits contractvermogen tijdig beschikbaar is (in pakket 1 helpt TenneT-subsidie extra)
2. E-boilers (2036)	Zonder zekerheid op structurele subsidies (SDE++/VEKI/NIKI) blijft het OPEX-nadeel van elektrificatie t.o.v. gas onvoldoende afgedekt	Langjarige budgetten SDE++ en VEKI/NIKI maakt het realistischer dat de onrendabele top en/of investeringsdrempel van E-boilers kan worden afgedekt (in pakket 1 helpt TenneT-subsidie extra)
3. H ₂ -elektrolyser (2036)	Zonder prijszekerheid voor elektriciteit en zonder structurele dekking van het kostennadeel van groene waterstof komt de business doorgaans niet rond	Vraagzijde-CfD kan de stroomprijsrisico's dempen, terwijl (langjarige) SDE++ en NIKI/VEKI het kostennadeel en investeringsdrempels kunnen overbruggen, mits netcapaciteit tijdig beschikbaar is
4. Brandstof-switch (2030)	Lage investeringsdrempel, haalbaarheid hangt primair af van brandstofbeschikbaarheid en prijs	Lage investeringsdrempel, haalbaarheid hangt primair af van brandstofbeschikbaarheid en prijs
5. CO ₂ -afvang uit procesgassen (2040)	Zonder toereikende SDE++-dekking voor de volledige ketenkosten van afvang (incl. transport- en opslagtariet) en zonder zekerheid dat CCS-aanvragen worden gehonoreerd, blijft de business onvoldoende	Met langjarige SDE++-budgetten wordt implementatie waarschijnlijker maar zonder zekerheid dat CCS-aanvragen worden gehonoreerd, blijft de business te onzeker
6. Stoom turbine (2026)	Lage CAPEX en on-site uitvoerbaar zonder externe randvoorwaarden	Lage CAPEX en on-site uitvoerbaar zonder externe randvoorwaarden
7. Virtual battery (2031)	Zonder passend tarief-/contractmodel en stimuleringsinstrument voor flexibiliteit is de value te onzeker voor hoge CAPEX. Hoge CAPEX investering en onzeker investeringsklimaat in NL maken NL onaantrekkelijk voor dit project – België serieus alternatief het vanwege stabiel en aantrekkelijker investeringsklimaat	Met Flex-E XL en bijbehorende prikkels via flexibele net-contractvormen (incl. tariefkorting) kan flexibiliteit wél waarde opleveren, waardoor het businessmodel waarschijnlijk wordt
8. Proces optimalisatie (2028)	Bewezen efficiency-investeringen met beperkte randvoorwaarden	Bewezen efficiency-investeringen met beperkte randvoorwaarden

Implementatie: Verduurzamingsoptie waarschijnlijk Verduurzamingsoptie mogelijk, maar ongelijk speelveld Verduurzamingsoptie onwaarschijnlijk

Nyrstar heeft een CO₂ reductie plan om net-zero te behalen richting 2040; Zonder extra instrumenten blijft CO₂-reductie uit in de base

Impact verduurzamingsopties (2/2)

Impact investeringen op energie verbruik nyrstar



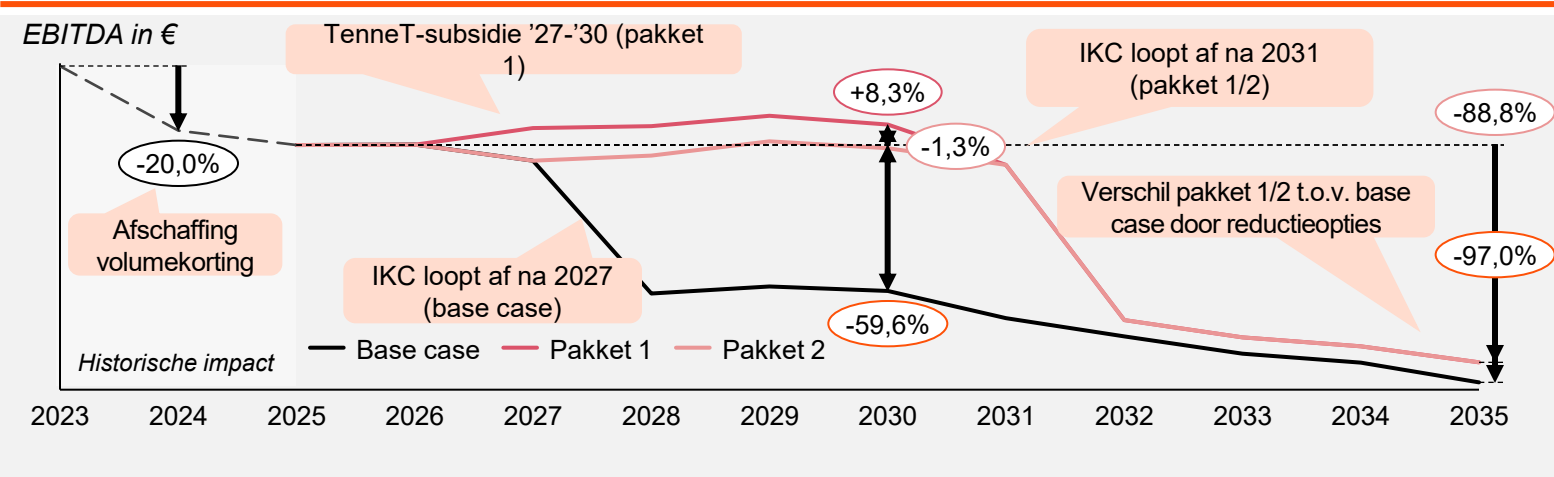
Toelichting

- **Zonder aanvullende instrumenten blijven de grote verduurzamingsopties (elektrificatie, e-boilers, H₂ en CCS) in de base case grotendeels onrendabel** door ontbrekende prijszekerheid en structurele kostendemping, waardoor de CO₂-uitstoot tot 2040 vrijwel niet daalt
- **Pakket 1/2 maakt juist wél een forse emissiereductie mogelijk doordat het de business verbetert via investeringssteun (o.a. SDE++, VEKI, NIKI) en IKC**
- In de base case zorgen alleen de stoomturbine (2026) en procesoptimalisatie (2028) voor een beperkte daling van het elektriciteitsverbruik (-8% in 2040), terwijl het gasverbruik en daarmee de uitstoot vrijwel gelijk blijven
- Bij implementatie van alle opties daalt de uitstoot stapsgewijs door fors lager gasverbruik én CO₂-afvang (CCS) en bereikt Nyrstar in 2040 net zero

Bij huidig beleid daalt Nyrstar's EBITDA met 97% tot 2035; pakket 1/2 biedt verlichting tot 2031 maar daalt daarna alsnog met 89% tot 2035

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025			EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025		
	Base case	Pakket 1	Pakket 2	Base case	Pakket 1	Pakket 2
EU ETS	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
Nationale CO ₂ -heffing	0%	0%	0%	0%	0%	0%
IKC (Indirecte ETS kosten)	-58,7%	+0,4%	+0,4%	-79,3%	-79,3%	-79,3%
Netwerkkosten	-7,1%	+2,5%	-7,1%	-22,4%	-22,4%	-22,4%
Energie besparingen door investeringen	+8,0%	+7,2%	7,2%	+8,0%	16,2%	16,2%
Totaal	-59,6%	+4,9%	-4,1%	-97,0%	-88,8%	-88,8%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Bron: PwC analyse; Management informatie Nyrstar; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; PwC Strategy& (FIEN+ eindrapport, 1 maart 2025)

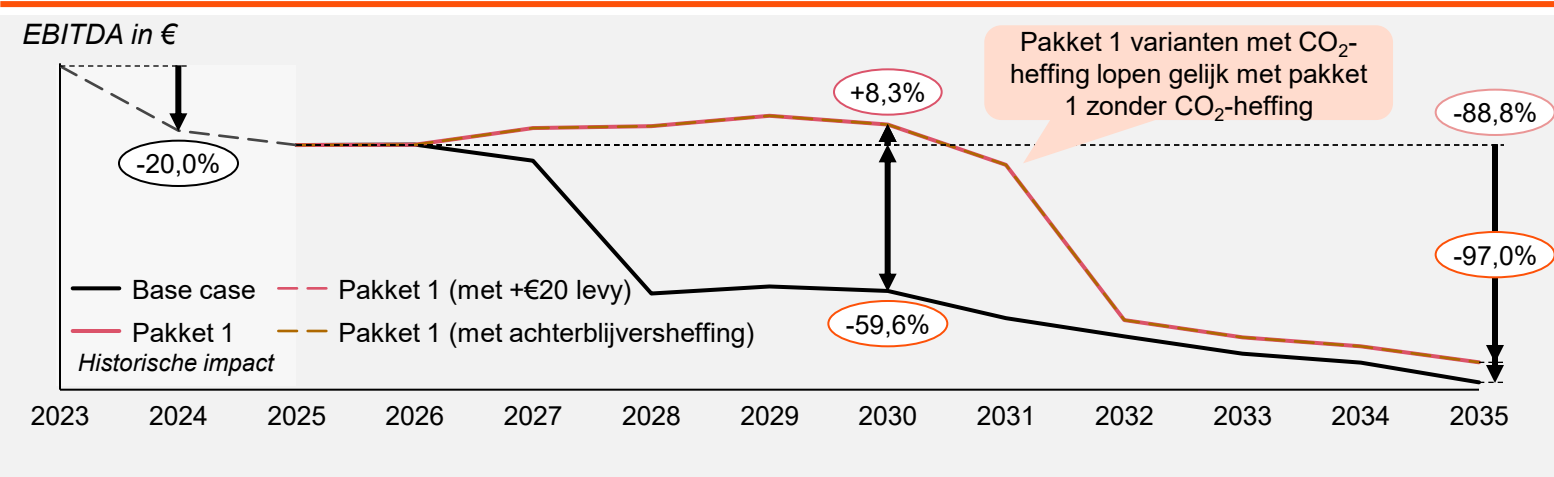
Toelichting

- Zonder aanvullend beleid daalt de EBITDA sterk (circa -60% in 2030 en -97% in 2035 t.o.v. 2025)** doordat de IKC afloopt en een groot deel van de elektriciteits- en CO₂-gerelateerde kosten niet kan worden doorberekend in een internationaal geprijsde markt
- De dominante drijver richting 2030 is het aflopen van IKC na 2027 in de base case**, waardoor indirecte ETS-kosten abrupt op de kostprijs drukken
- Netwerkkosten vormen een tweede structurele druk en lopen op tot 2035**, met een negatieve bijdrage aan de EBITDA
- Pakket 1 verzacht de korte termijn doordat de TenneT-subsidie nettarieven dempt en IKC doorloopt tot 2031**, wat de EBITDA in 2030 tijdelijk stabiliseert maar na afloop van beide maatregelen dooft dit effect uit
- Reductieopties/investeringen leveren in pakket 1/2 een structureel hogere EBITDA**, maar sluiten het gat na afloop van IKC en bij blijvend hoge netwerkkosten niet waardoor EBITDA ook in pakket 1/2 in 2035 circa -88,8% is gedaald t.o.v. 2025

Een nationale CO₂ heffing heeft geen impact op Nyrstar's EBITDA, omdat er geen belastbare uitstoot boven de dispensatierechten ontstaat

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Toelichting

- De twee **nationale CO₂-heffingsvarianten** (een €20/tCO₂ opslag bovenop ETS en een achterblijversheffing) hebben **geen impact op de EBITDA van Nyrstar**
- Dit hangt samen met het productieproces in Budel, waar zink grotendeels via een elektriciteitsgedreven (elektrolyse) route wordt geproduceerd met relatief beperkte directe verbrandingsstappen, **waardoor de scope-1 CO₂-intensiteit per ton product laag is ten opzichte van de benchmarks**
- Nyrstar heeft **geen belastbare uitstoot boven dispensatierechten** heeft en dus geen nationale CO₂-heffing betaalt

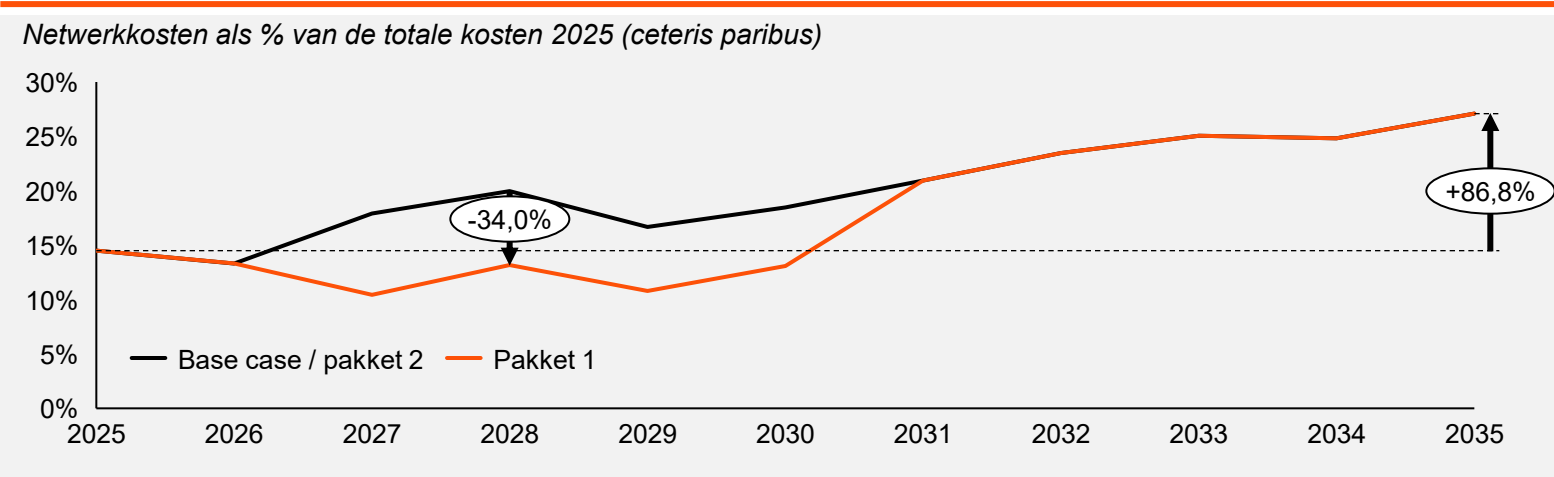
	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025				EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025			
	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)
EU ETS	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
Nationale CO ₂ -heffing	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
IKC (Indirecte ETS kosten)	-58,7%	+0,4%	+0,4%	+0,4%	-79,3%	-79,3%	-79,3%	-79,3%
Netwerkkosten	-7,1%	+2,5%	+2,5%	+2,5%	-22,4%	-22,4%	-22,4%	-22,4%
Energie besparingen door investeringen	+8,0%	+7,2%	+7,2%	+7,2%	+8,0%	16,2%	16,2%	16,2%
Totaal	-59,6%	+8,3%	+8,3%	+8,3%	-97,0%	-88,8%	-88,8%	-88,8%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Netwerkkosten kunnen bij Nyrstar oplopen tot ~27% van de totale kosten richting 2035, terwijl de TenneT-subsidie alleen tijdelijk dempt

Netwerkkosten impact

Impact klimaatbeleid op netwerkkosten



TenneT-subsidie als onderdeel van pakket 1

	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Subsidie	-	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	-
Impact op netwerkkosten	-	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-

Toelichting

- **Netwerkkosten hebben bij Nyrstar een grote impact omdat de zinkproductie continu en zeer elektriciteitsintensief is**, waardoor hoge afname via het (hoogspannings)net direct een groot aandeel van de totale kosten en daarmee de EBITDA bepaalt
- **De stijging richting 2035 wordt primair verklaard door structureel oplopende nettarieven (door systeem- en investeringskosten in het net) terwijl Nyrstar deze kosten maar beperkt kan ontwijken** doordat het proces minder ruimte biedt voor het verlagen van piekverbruik
- **In pakket 1 zorgt de TenneT “Net op Zee”-inkomenssubsidie voor een tijdelijke demping van nettarieven** (indicatief €1,5 mld/jaar in 2027–2030, circa €6,6/MWh), waardoor de netwerkkostendruk in die jaren afneemt maar niet structureel wordt weggenomen
- **De subsidie is geen structurele oplossing omdat het een OPEX subsidie aan TenneT betreft dat de onderliggende tariefdrivers niet verandert**, waardoor de netwerkkosten na afloop van de subsidie weer terugveren en de langjarige trend richting 2035 overeind blijft

Hoewel Nyrstar het belang van maatregelen voor een gelijk speelveld benadrukt, is het niet aannemelijk dat de zinksmelter in Budel zal sluiten

Exit-kosten en strategische alternatieven

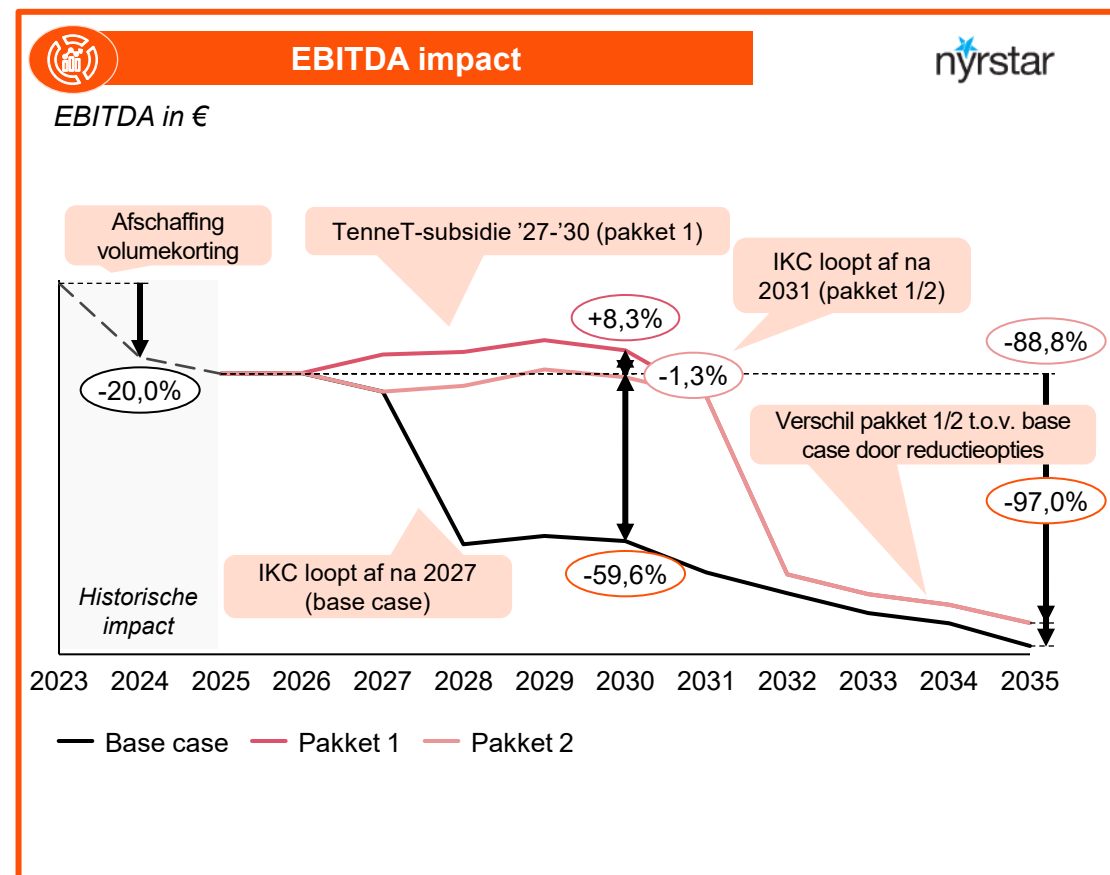
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- Nyrstar denkt bij een complete exit ~500 mensen te moeten ontslaan, waarvan weinig overgeplaatst kunnen worden naar andere vestigingen - Gezien de lange dienst van veel werknemers kan dit oplopen tot tientallen miljoenen (~€75m, orde van grootte)
Regelgeving-gerelateerd	- Bij een exit zou Nyrstar wettelijk verplicht zijn om de bekkens tot 2026 te onderhouden tegen lekkage (een paar miljoen per jaar) - Site clean-up/sanering bij sluiting wordt door Nyrstar geschat op ~€180m (o.b.v. zinkassen/vuilgrond en disposal-kosten)
Lange termijn contracten	- Volgens Nyrstar zijn zij bij sluiting nog verplicht om het water wat in het verleden is vervuild te blijven reinigen - Dit betreft volgens Nyrstar een jaarlijkse flow van >2 mln m³/jaar met geschatte kosten van ~€50–75m over een periode van 20-30 jaar
Verzonken kosten	Vrijwel alle assets moeten afgeschreven worden, wat zou optellen tot ~ €150 - €175M voor PPE aanwezig op de faciliteiten
Overig	- Volgens Nyrstar moet er waarschijnlijk rekening gehouden worden met demontagekosten, reinigingskosten en saneringskosten, oplopend tot de tientallen miljoenen euro's - De TenneT-HV aansluiting heeft volgens Nyrstar een economische waarde voor herontwikkeling van de site van ~€10–15m

 Strategische alternatieven
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling Zinkproductie is volgens Nyrstar zeer gebaat bij schaalvoordelen waardoor langdurige productie afschaling niet rendabel is - Volgens Nyrstar is het haalbaar in een uitzonderlijk geval om 1-2 jaar af te schalen naar op zijn minst 80% - Hiernaast is voor 1 of 2 maanden stoppen volgens Nyrstar mogelijk, echter in het geval van een langere stop moet permanent stoppen worden bekeken
Interessante alternatieve investeringslocaties
 België IKC structureler en hoger, lagere netwerktarieven voor grootverbruikers - Hoogste kans op overplaatsen medewerkers Al een fabriek aanwezig dus lagere opstartkosten
 Frankrijk IKC structureler en hoger, lagere netwerktarieven voor grootverbruikers Hogere beloning voor flexibilisering van het net Al een fabriek aanwezig dus lagere opstartkosten

Pakket 1/2 houdt EBITDA tot 2031 op peil en helpt bij CO₂-reductie van 63%; extra stappen zijn afhankelijk van netwerkkosten en toekomstige speelveld

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid



Conclusies Nyrstar

- Nyrstar is de enige Nederlandse producent van **bloczink** en **zinklegeringen** en exploiteert in Budel een van de meest **energie-efficiënte zinkfabrieken** (0,11 ton CO₂e per ton). Door hun **elektrolytische** productieproces zijn zij niet emissie- maar **elektriciteitsintensief**
- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van Nyrstar's concurrenten in het **buitenland lager** dan in NL - dit komt met name omdat Nyrstar in NL historisch gezien relatief **hoge netwerkkosten** heeft door **afschaffing** van de **volumekorting** (VCR)
- Hoewel de **herinvoering** van de **IKC** in 2024 de Nederlandse **elektriciteitskosten dempt**, blijft zonder **aanvullende subsidies** en prijszekerheid een **gelijk speelveld** en verdere verduurzaming voor Nyrstar een grote **uitdaging**
- Aangezien Nyrstar in een internationaal geprijsde markt opereert kunnen extra **Nederlandse klimaat- en energiekosten nauwelijks worden doorberekend** en drukken ze direct op de EBITDA
- Verduurzaming** vraagt investeringen in **elektrificatie** en **flexibiliteit** die de **elektriciteitskosten** en tariefprijken zwaarder laten meewegen, waardoor **subsidie** en **prijszekerheid** nodig zijn om deze projecten **investeerbaar** te maken
- In het huidige beleid wordt de **EBITDA-daling** vooral gedreven door het **wegvallen** van **IKC** na 2027 waardoor de indirecte ETS-kosten stijgen en op de kostprijs drukken, en door **structureel** oplopende **netwerkkosten tot 2035**
- Pakket 1/2 stabiliseert de EBITDA op de korte termijn tot 2031 via IKC en demping van netwerkkosten**, waardoor ruimte ontstaat voor investeringen, na afloop van beide maatregelen dooft dit effect uit waardoor structurele borging na 2031 nodig is
- Zonder structurele compensatie en passende subsidies blijven investeringen achter en verslechtert de concurrentiepositie van Nyrstar Budel verder



2.4

Casestudie: Air Products Nederland

Sector: Chemische industrie

Air Products Nederland produceert industriële gassen en opereert in Rotterdam de grootste waterstoffabriek van Europa

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet (2025):
\$ 12,04 mld¹

EBITDA (2024):
\$ 5,1 mld¹

Hoofdkantoor en # productielocaties:

- Internationaal hoofdkantoor in Allentown, PA, VS
- Ruim 750 productielocaties in meer dan 50 landen

Belangrijkste verkoopproducten:

- Stikstof
- Zuurstof
- Argon
- Helium
- (Vloeibare) waterstof



Profiel Air Products Nederland



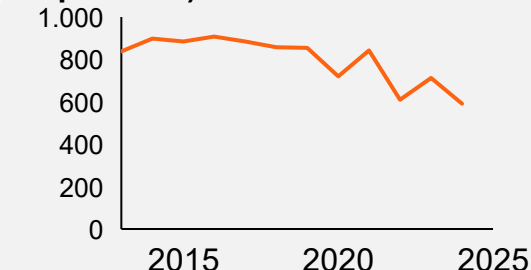
Cijfers (2025)

- **Werknemers:** ca. 500
- **Omzet:** € 505,8 mln³
- **EBITDA:** € 31,0 mln³

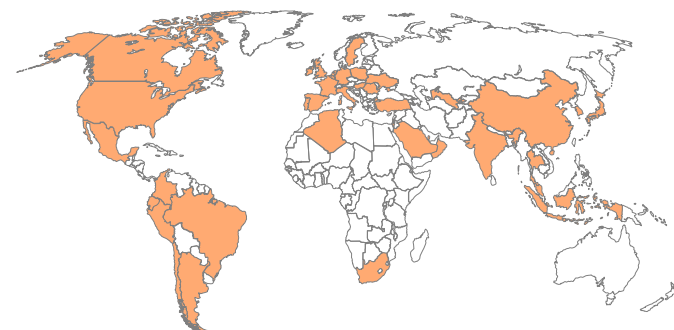
Emissies & productiecapaciteit¹

- **Emissie 2024:** 591 kton CO₂e³
- **Productie 2025:** 715 mton product³

Gezamenlijke emissies (kton CO₂ equivalent)⁴



Mondiale activiteiten moederbedrijf



Landen met productiefaciliteiten

- Air Products heeft productielocaties in **Europa, Noord- en Zuid-Amerika, Azië, India en het Midden-Oosten** en bedient meer dan **30 industrieën**
- In totaal worden er in meer dan **50 landen¹** producten verkocht



Activiteiten in Nederland

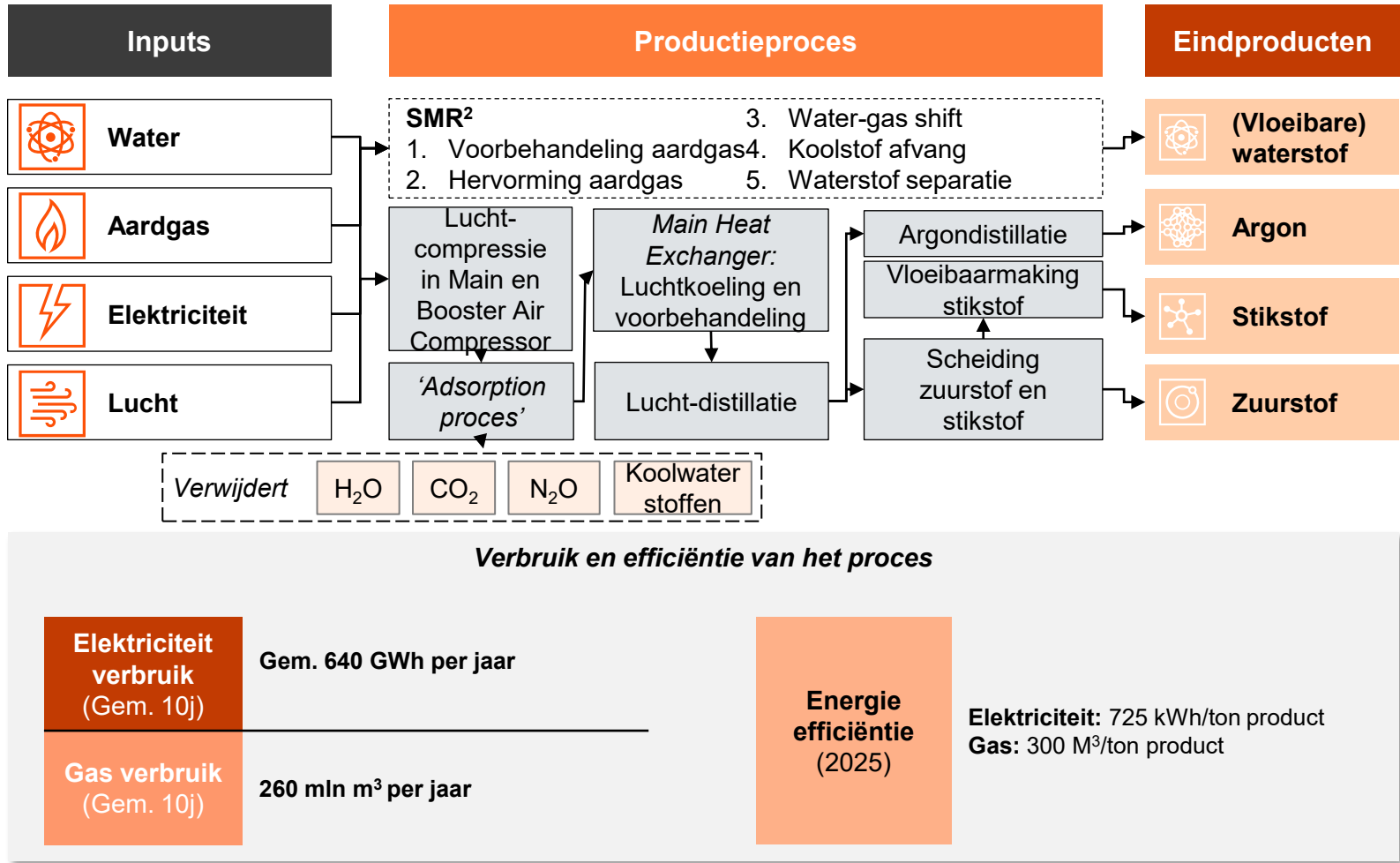


Belangrijke kenmerken:

- Met **twee blauwe waterstoffabrieken** in aanbouw is Air Products op weg om de **grootste** blauwe waterstof producent van **Nederland** te worden
- Via het **Porthos-systeem** wordt CO₂ onder de **Noordzee opgeslagen**. De **waterstof** wordt geleverd via een bestaand **pijpleidingnetwerk**, waarmee Air Products een grote stap zet in de **decarbonisatie van industriële productie en de energietransitie**

In Rotterdam produceert Air Products de gasen stikstof, zuurstof, argon en (vloeibare) waterstof

Procesbeschrijving



Toelichting¹

- Levering vindt plaats via **speciale productie-installaties** die op het terrein van de klant zijn geplaatst, of via pijpleidingverbindingen
- De producten die in **gasvorm worden geleverd**, gaan rechtstreeks vanuit de leverende installatie via een **pijpleiding** die de fabriek verbindt met het industrieterrein van de klant
- Air Products is **eigenaar** van de on-site installaties en **exploiteert** deze op basis van een **langetermijncontract** (10 tot 15 jaar), **wat zorgt voor doorlopend onderhoud en ondersteuning**
- In regio's waar de **klantdichtheid** hoog genoeg is om het economisch haalbaar te maken, wordt een **pijpleidingnetwerk** aangelegd (bijv. in Noord-Frankrijk, België en Nederland)
- Elk gas wordt via een **specifieke leiding** geleverd met volumes die variëren tussen **100 ton per dag en meer dan 2.000 ton per dag**

Air Products heeft in Nederland te maken met hoge netwerkkosten, wat zorgt voor een oneerlijke concurrentiepositie ten opzichte van andere EU-landen

Elektriciteitskosten huidige situatie

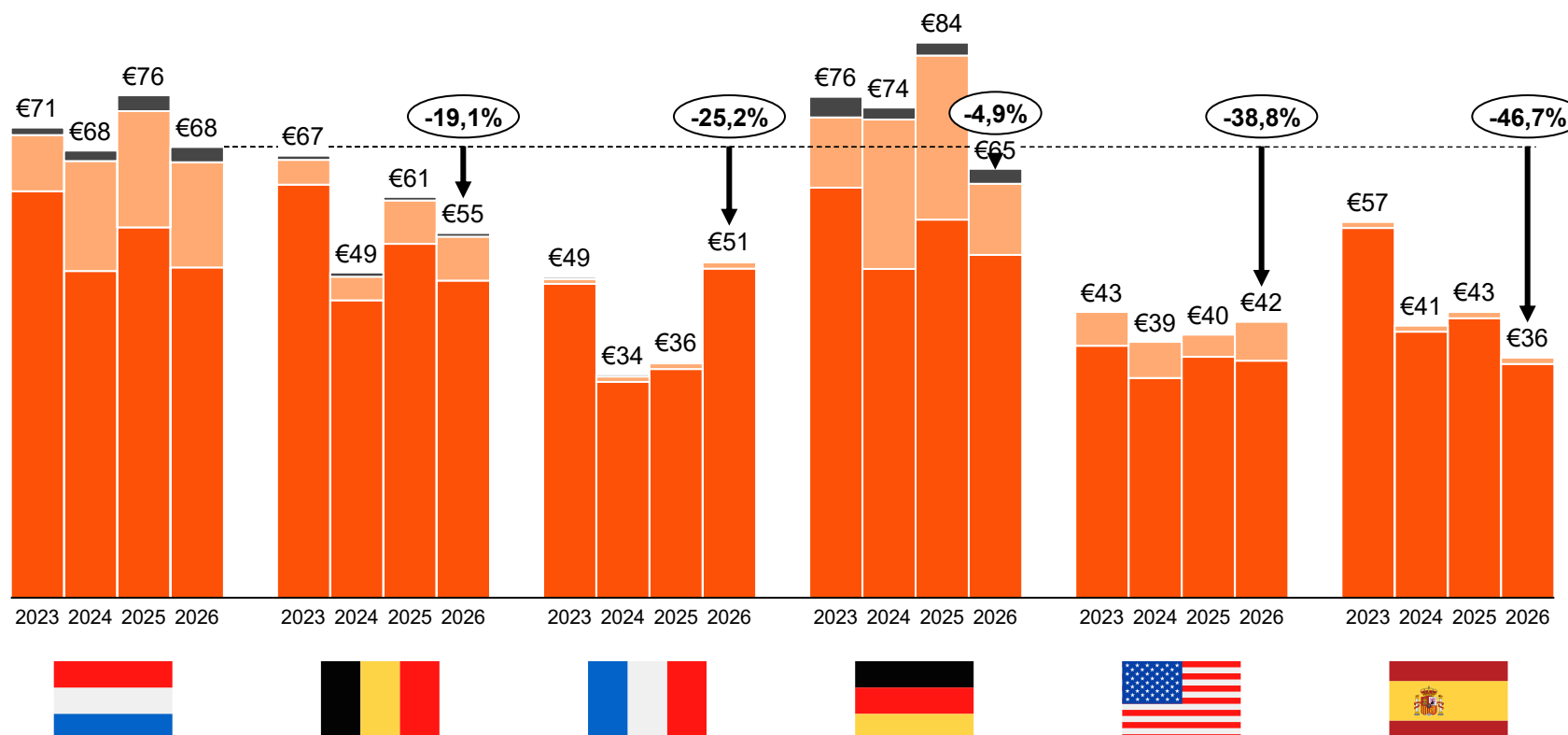
Componenten energiekosten

Energie-belasting
(zie deep-dive op volgende paginas)

Netwerk-kosten
(zie deep-dive op volgende paginas)

Groothandels kosten
(zie deep-dive op volgende paginas)

Totale elektriciteitskosten exclusief IKC Air Products per land, in €mIn¹



Uitkomst Air Products

- In 2026 zijn de totale **elektriciteitskosten** van Air Products het hoogst in **NL**
- Een belangrijke reden is dat Air Products zich in een sector bevindt die **geen IKC ontvangt** en dat **de volumekorting (VCR)** op de netwerkkosten in 2024 is afgeschaft
- Totale **elektriciteitskosten** in Nederland **nemen** tussen 2025 en 2026 **met 10% af** door dalende energieprijzen en dalende netwerkkosten
- In **FR** kon een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH-systeem** welke in **2026** is afgeschaft

Deep-dive: Speelveld EB is relatief gelijk door partiële vrijstellingen in de EU voor de energie-intensieve industrie waardoor Air Products weinig EB betaalt

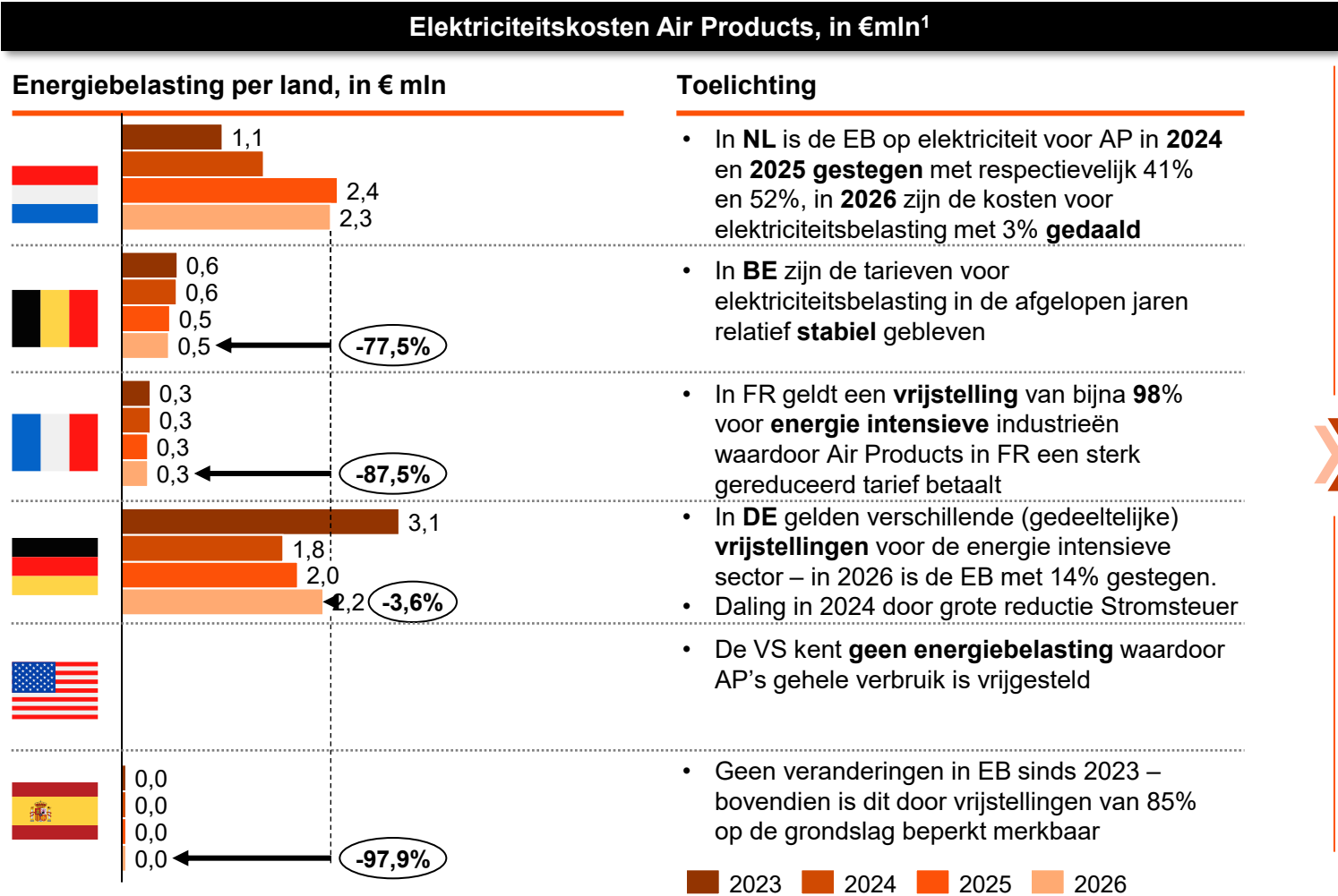
Elektriciteitskosten – Energiebelasting

Componenten energiekosten

Energiebelasting (Deep-dive)

Netwerkkosten

Groothandelskosten



Uitkomst Air Products

- Air Products betaalt in de meeste landen een relatief **laag percentage** aan **energiebelasting** op elektriciteit door **gedeeltelijke vrijstellingen** voor de **energie-intensieve** industrie
- In NL is de netstroom van Air Products niet vrijgesteld, maar leidt het **degressieve tariefstelsel** desondanks tot **relatief lage kosten** – net als in DE
- In de VS wordt **geen energiebelasting** geheven waardoor Air Products vrijstellingen voor haar gehele verbruik geniet
- In ES geldt een **vrijstelling** van 85% voor industriële gebruikers waardoor bedrijven een effectief tarief van minder dan 0,8% betalen
- De **totale kosten** voor **energiebelasting** zijn daarmee in alle landen relatief laag maar in NL en DE wel hoger dan in de andere landen

Deep-dive: Verhoogde nettarieven en afschaffing volumekorting leidden tot hogere netwerkkosten voor Air Products en een ongelijk speelveld

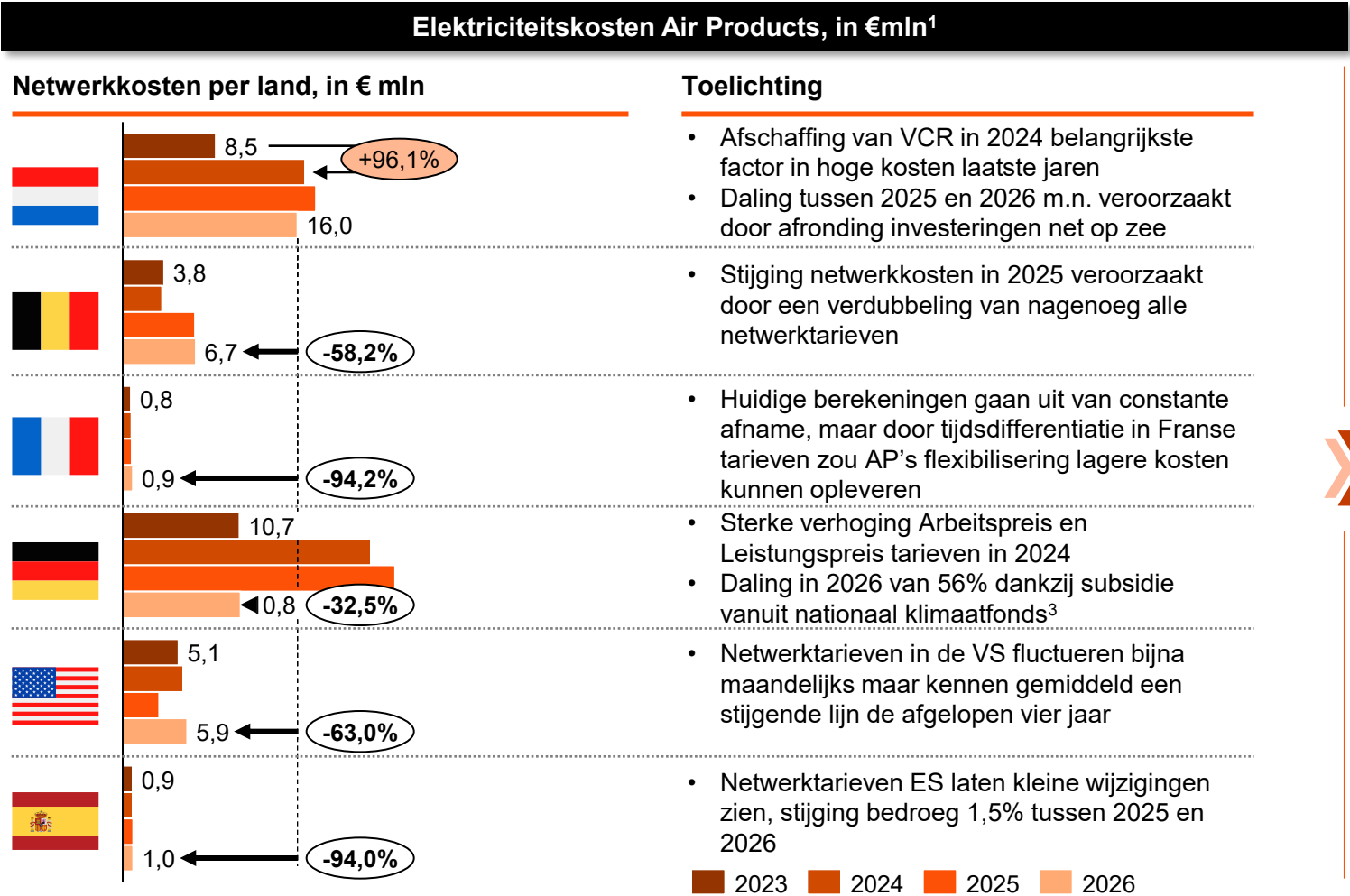
Elektriciteitskosten – Netwerkkosten

Componenten energiekosten

Energie-belasting

Netwerk-kosten (Deep-dive)

Groothandels kosten



Uitkomst Air Products

- Air Products heeft historisch gezien **relatief hoge netwerkkosten** in NL door **afschaffing van de volumekorting** (VCR). In 2025 en 2026 is dit verschil nog steeds aanzienlijk
- In **FR** blijft de **volumekorting** voor grootverbruikers (max. 81%) **behouden** waardoor de **netwerkkosten zeer laag** zijn
- In **BE** bestaat geen volumekorting maar geldt een **gedifferentieerd tarief** naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers effectief **minder** betalen
- DE** geeft **hoge kortingen**, tussen de 80-90% voor gebruikers met een hoog aantal vollasturen. Air Products valt hier niet onder waardoor de netwerkkosten in **DE** relatief **hoog** liggen.
- ES** geeft **grootverbruikers** (hoogspanningsnet 6.3TD) een **korting** van 80% op de **netwerkkosten**, waardoor deze in dezelfde grootteorde vallen als FR en **aanzienlijk lager** uitvallen dan in **NL**

Deep-dive: Op het gebied van de kale groothandelsprijs is het speelveld relatief gelijk voor in 2026 – in de VS en ES ligt de groothandelsprijs wel aanzienlijk lager

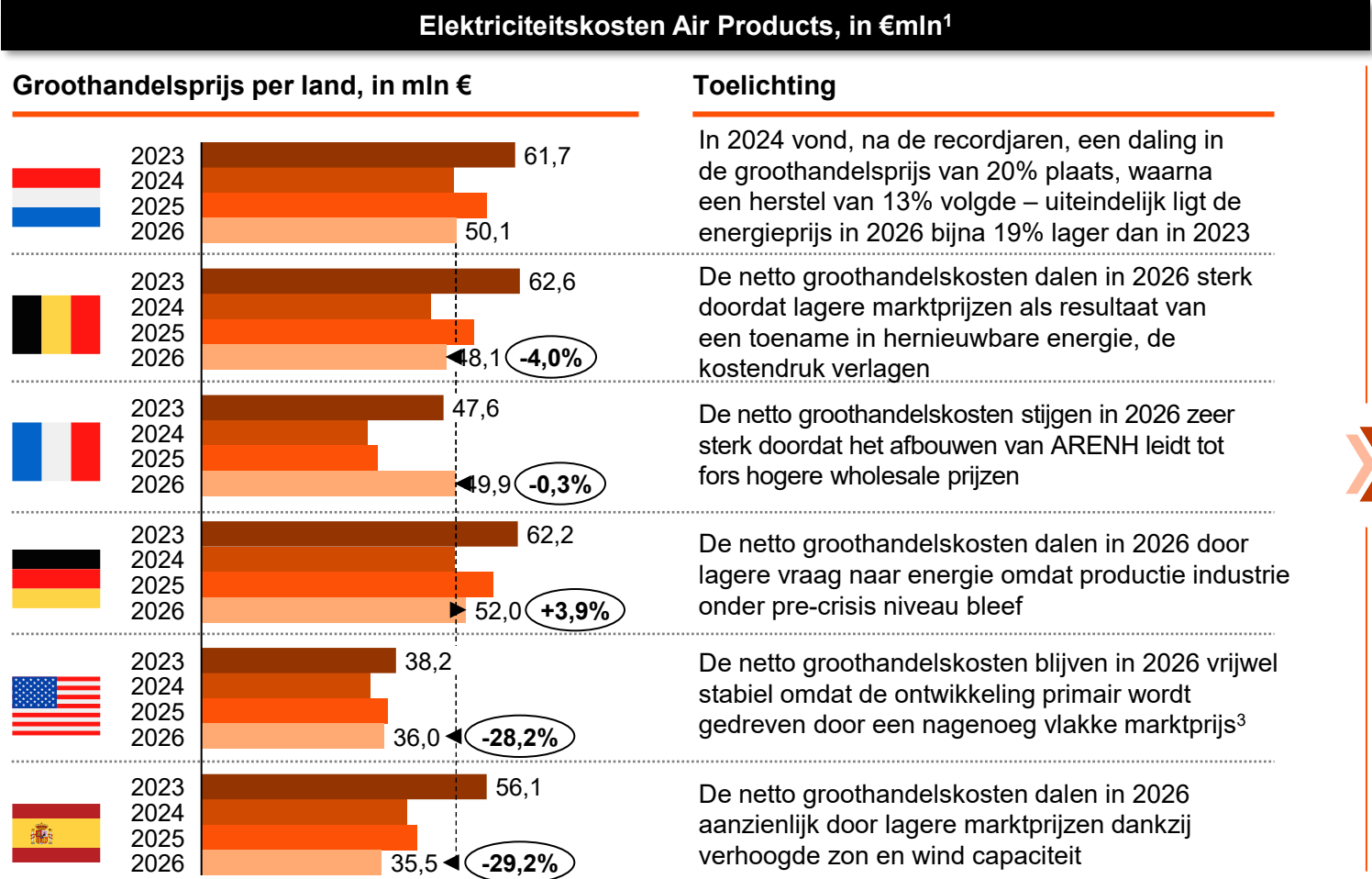
Elektriciteitskosten – Groothandelskosten

Componenten energiekosten

Energie-belasting

Netwerk-kosten

Groothandels kosten (Deep-dive)



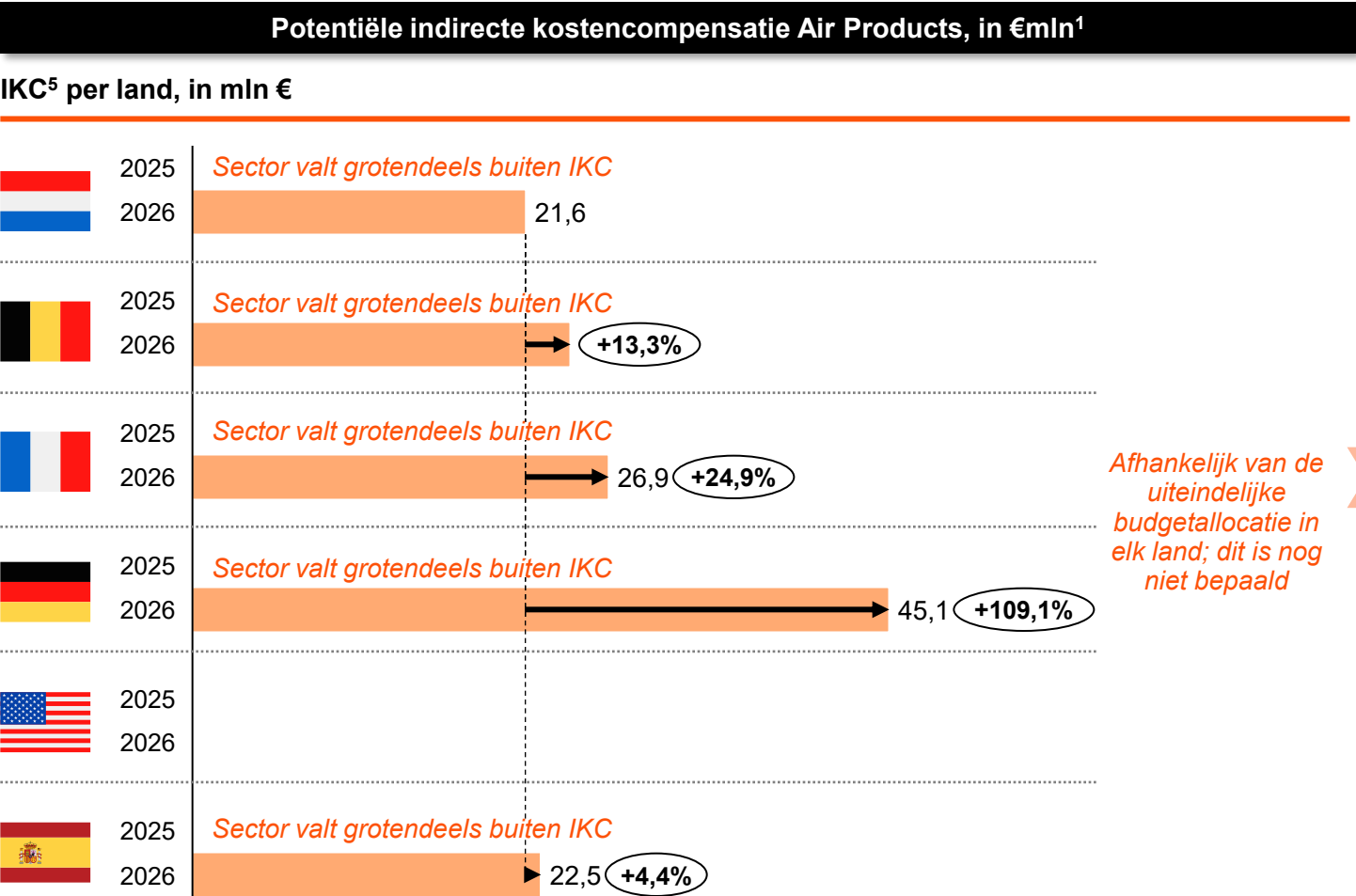
Uitkomst Air Products

- De kale groothandelsprijzen zijn vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met VS en ES als twee uitzonderingen
- Na de **recordjaren**, daalde de energieprijs in alle landen in **2024** aanzienlijk, waarna een **herstelperiode volgde** in **2025** met een lichte stijging
- In bijna **alle landen**, behalve in **FR**, zijn de energieprijzen **gedaald**
- Tot en met 2025 kon in **FR** een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH systeem**²
- De groothandelskosten voor de VS in deze figuur geven de **marktprijs** aan voor bedrijven in de **industriële sector** in het gebied **West South Central**
- Lage groothandelskosten** in **ES** resultaat van een vlotte en grootschalige opschaling in **zonne- en windenergie**⁴

¹ PwC analyse; Management informatie Air Products; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten. ² Onder het systeem dat hiervoor in de plaats is gekomen (CAPN) kan tussen vooraf afgesproken bandbreedten toekomstige energie ingekocht worden. Omdat dit tegen marktconforme prijzen gaat en weinig zekerheid geeft is de verwachting hier weinig gebruikt van wordt gemaakt. ³ In de realiteit maken veel bedrijven bilaterale afspraken met lokale netbeheerders. In deze analyse gaan we uit van de algemene marktprijs voor de industriële sector in West South Central (incl. Texas). ⁴ Ember energy (2025). (link).

Deep-dive: AP ontvangt in 2026 mogelijk compensatie voor indirecte CO₂-kosten, maar bedrag is in NL lager dan in andere landen, wat zorgt voor een ongelijk speelveld

Potentiële indirecte kostencompensatie (IKC)



Uitkomst Air Products

- In 2025 ontving Air Products **geen IKC** omdat bedrijven uit de sector waarin Air Products actief is niet in aanmerking komen voor de IKC
- EU-richtlijnen staan lidstaten toe om IKC aan extra sectoren te leveren onder strikte voorwaarden** – investering in projecten met een maximale terugbetaaltijd van 3 jaar, of minimaal 50% van de verstrekte hulp herinvesteren in broeikasgasreductiemaatregelen of netondersteuning³
- Air Products heeft momenteel een **IKC-potentieel** op een deel van het elektriciteitsverbruik – waar **industriële gassen buiten IKC** vallen komt het elektriciteitsverbruik voor waterstofproductie **wel in aanmerking**. Voor AP wordt de IKC-elektriciteit vervolgens gebruikt voor de waterstofproductie (compressie).
- NL heeft momenteel aanvullende voorwaarden voor het toekennen van IKC aan bedrijven**, ten opzichte van de andere landen, namelijk dat voldaan moet worden aan alle voorwaarden zoals de herinvestering van 50% tot 2030 een jaarlijkse reductie van 3% moet opleveren en dat het bedrijf een verplicht CO₂-reductieplan moet hebben, waar in andere landen gekozen mag worden tussen voorwaarden⁴
- Deze **voorwaarden** hebben het gevolg dat **sommige bedrijven** (bijv. AP) die vanaf 2026 in aanmerking komen voor IKC, vanwege de sectorale uitbreiding, **geen IKC** krijgen, terwijl hun **concurrenten wel compensatie** ontvangen voor de indirecte CO₂-kosten in andere landen, waar deze **voorwaarden niet cumulatief zijn**

Air Products sluit met tussenleveranciers langetermijncontracten voor levering industriële gassen en kan Nederlandse kosten in sommige gevallen doorrekenen

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream) ³		Eindproducten (downstream)			
	Aardgas	Elektriciteit	Stikstof	Zuurstof	Argon	(Vloeibare) waterstof
Geo-grafische markt	 Ten minste Noordwest Europees ⁷	 Centraal West. Europa ⁴	 EER ¹	 EER ¹	 EER ¹	 EER ¹
Markt-aandeel	<0,1%	<0,1%	10-15% EER ¹	5-10% EER ¹	20-30% EER ^{1*}	20-30% EER ^{1*}
Prijs-zetting	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Lange termijn contracten en commodity (deels prijszetting)	Lange termijn contracten en commodity (deels prijszetting)	Lange termijn contracten en commodity (deels prijszetting)	Lange termijn contracten en commodity (deels prijszetting)
Carbon Leakage List (EC)						
Doorgifte-mogelijk-heid	 NL'se kosten	Geen	Geen	Geen/beperkt	Geen/beperkt	Geen/beperkt
	 EU'se kosten	Geen	Geen	Grotendeels mogelijk	Grotendeels mogelijk	Grotendeels mogelijk

Toelichting

- AP's **inputs** worden ingekocht op **commodity-markets**, waarbij individuele afnemers geen impact hebben op prijzen, **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- De **prijs** van **industriële gassen** geleverd via **pijpleiding** wordt bepaald door **twee factoren**. Leveranciers en afnemers leggen hun relatie doorgaans vast in **langetermijncontracten** van **10 tot 15 jaar**.⁶ Aangezien elk langetermijncontract de leverancier verplicht tot **hoge kapitaalinvesteringen**, wordt het eerste deel van de prijs bepaald door de **verwachte opbrengst** op het **geïnvesteerde kapitaal**. Ten tweede hanteren industriële gassenproducenten **drempelwaarden** voor het **minimaal verwachte rendement**. Ingeval een regio een hoger gepercipieerd risico kent, rekenen bedrijven een **premie** bij het **minimaal verwachte rendement**¹
- De activiteiten van AP bestaan voor circa **40%** uit de **pipeline business** en voor circa **60%** uit de **merchant business**. Historisch konden **Europese beleid gerelateerde kosten worden doorberekend in langetermijncontracten binnen de pipelineactiviteiten**; voor de merchant business is doorberekening niet mogelijk aangezien AP hierbinnen geografisch breder opereert. Vooruitkijkend zullen **doorgiftemogelijkheden afnemen**, aangezien afnemers deze kosten niet kunnen

Gehanteerde aannames	
 NL 0%	 (Indirecte) EU ETS 75%

Bron: PwC analyse; 1) EC, No. COMP/M.1630-Air Liquide/BOC (link); 2) EC, No. CIMP/M.6504-Linde/Air Products Homecare (link); Zuurstof kan in grote hoeveelheden ongeveer 200-400 km vervoerd worden 3) Kostendoorgifte aan leveranciers doorgaans niet mogelijk door zeer kleine market share. Enige vorm van negotiation power afkomstig van lange termijn verstandhoudingen, niet van prijszonderhandelingen. 4) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 5) Global Market Insights (link); 6) In sommige gevallen zijn er ook contracten van kortere duur, zoals tussen de 5-10 jaar. 7) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022) * Het gaat hier om het marktaandeel van Air Products in de markt voor 'electronic speciality gases', waar argon en waterstof ook onder vallen.

Air Products reduceert scope 1 en 2 emissies door CCS op HYCO4 & HYCO5 en import van (groene) ammoniak

Verduurzamingsopties

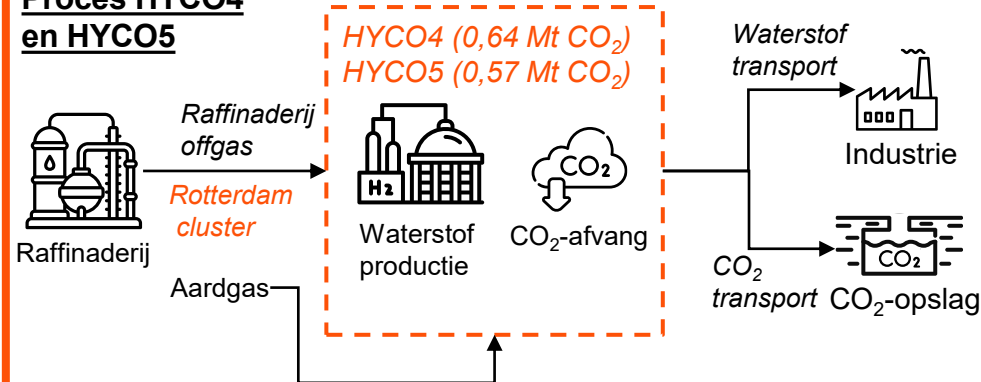
Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties						Randvoorwaarden	
Opties		CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie
1. HYCO4 (CCS)	Afvang en opslag van CO ₂ uit de bestaande HYCO4-waterstofproductie door CCS te retrofitten, zodat een groot deel van de proces- en verbrandings-CO ₂ wordt afgevangen en opgeslagen	0,64 Mt	0%	+22,6%	Hoog	Financiële ondersteuning	Air Products geeft aan dat CCS voor HYCO4 alleen commercieel haalbaar is met passende SDE++-ondersteuning, waarbij de toegekende subsidie aansluit bij de werkelijke transport-en opslagkosten. Daarnaast kan er gekeken worden naar een bij voorkeur binnen de SDE++-categorie voor verduurzaming van raffinagegassen
2. HYCO5 (CCS en blauwe waterstof)	Realisatie van een nieuwe/uitgebreide HYCO5-waterstofinstallatie op aardgas (SMR) met geïntegreerde CO ₂ -afvang en -opslag, waardoor het grootste deel van de extra proces- en verbrandings-CO ₂ wordt gereduceerd, maar met een substantiële extra gas- en elektriciteitsvraag	0,57 Mt	+191%	+37,6%	Hoog	Financiële ondersteuning	Air Products geeft aan dat de CCS-kosten voor HYCO5 nog verder boven de huidige SDE++-niveaus (categorie ‘verduurzaming raffinagegassen’) liggen, waardoor zonder aanvullende steun geen commercieel haalbare businesscase ontstaat voor blauwe waterstofproductie
						CCS infrastructuur	Air Products geeft aan dat de levering van blauwe waterstof uit HYCO5 afhankelijk is van tijdige beschikbaarheid van een robuust CCS-systeem via Aramis
3. Hydrogen terminal	Importterminal voor (groene) ammoniak als drager van hernieuwbare waterstof (RFNBO), inclusief overslag/opslag en verwerking (bijv. cracking of levering in de keten) om RFNBO-waterstof beschikbaar te maken voor afnemers	-	+18%	+72,1%	Hoog	Financiële ondersteuning	Air Products geeft aan dat voor de opschaling van de Nederlandse ammoniak-kraakcapaciteit publieke ondersteuning nodig is. Deze first-of-a-kind assets kennen hoge initiële investeringen en risico’s

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-10 mln Middel: 10-50 mln Hoog: 50+ mln

Deep-dive: Met blauwe en groene waterstof kan Air Products de Nederlandse industrie helpen verduurzamen, maar uitdagingen kunnen dit ondermijnen

Verduurzaming downstream

Proces HYCO4 en HYCO5



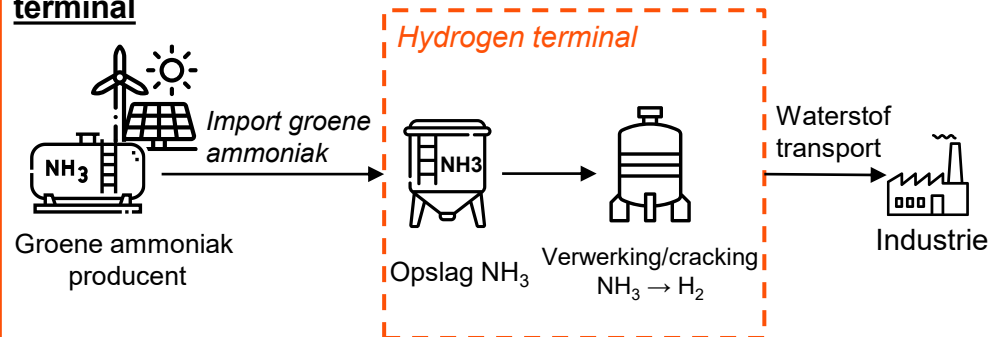
Beschrijving

- Raffinaderij offgas en aardgas worden aangevoerd naar de HYCO-installatie
- In HyCO worden deze gassen omgezet in waterstof en wordt de vrijgekomen CO₂ afgevangen
- De geproduceerde waterstof gaat via pijpleidingen naar de industrie, terwijl de afgevangen CO₂ naar ondergrondse opslag wordt getransporteerd

Huidige uitdagingen

- **CCS-kosten:** De huidige bouw en CO₂-transport- en opslagtarieven liggen structureel hoger dan wat via SDE++ wordt vergoed
- **Beschikbaarheidsrisico CCS:** Bij (tijdelijke) uitval of vertraging van het CCS-systeem verliezen klanten hun SDE++-subsidie terwijl ETS- en CO₂-heffingen doorlopen, wat het financieel risico vergroot en FID-besluiten afremt

Proces Hydrogen terminal



Beschrijving

- Groene ammoniak (NH₃) wordt in het buitenland geproduceerd als drager van hernieuwbare waterstof en per schip geïmporteerd naar de Hydrogen terminal van Air Products
- In de terminal wordt NH₃ opgeslagen en via cracking omgezet naar waterstof
- De geproduceerde waterstof wordt in gas- en vloeibare vorm via pijpleidingen en wegtransport geleverd aan industriële afnemers én de transportsector (wegverkeer, scheepvaart, lucht-/ruimtevaart)

Huidige uitdagingen

- **Investerings- en technologierisico:** Grootschalige ammoniak-crackers zijn nieuwe technologie op deze schaal, met hoge CAPEX en duidelijke first-of-a-kind-risico's. Investerders zijn terughoudend om al deze technologische en marktrisico's volledig zelf te dragen
- **Beleidszekerheid:** Onzekerheid over lange-termijn klimaat- en marktbeleid (prijzen, subsidies, regelgeving) maakt toekomstige kasstromen lastig voorspelbaar. Dit verhoogt het waargenomen reguleringsrisico, drijft de kapitaalkosten op en vertraagt investeringsbeslissingen

AirHydrogen ht dat HYCO4 en HYCO5 binnen 1–2 jaar in bedrijf komen; realisatie hydrogen terminal afhankelijk van speelveld

Impact verduurzamingsopties (1/2)

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties			
Opties	Base case		Pakket 1/2
		Gemodelleerd	Gemodelleerd
1. HYCO4 (CCS, 2027)	Air Products verwacht dat de HYCO4-CCS-installatie, die momenteel in aanbouw is, binnen 1–2 jaar in bedrijf komt		Air Products verwacht dat de HYCO4-CCS-installatie, die momenteel in aanbouw is, binnen 1–2 jaar in bedrijf komt
2. HYCO5 (blauwe waterstof, 2027) ¹	Air Products verwacht dat de nieuwe HYCO5-blauwe-waterstofinstallatie, die momenteel in aanbouw is, binnen 1–2 jaar in bedrijf komt		Air Products verwacht dat de nieuwe HYCO5-blauwe-waterstofinstallatie, die momenteel in aanbouw is, binnen 1–2 jaar in bedrijf komt
3. Hydrogen terminal ²	Air Products heeft nog geen FID genomen voor de hydrogen terminal. FID en timing van oplevering hangen af van het beleidskader in Nederland en de EU (o.a. rond ETS, CBAM, implementatie van RED III en implementatie van het Gas Package)		Air Products heeft nog geen FID genomen voor de hydrogen terminal. FID en timing van oplevering hangen af van het beleidskader in Nederland en de EU (o.a. rond ETS, CBAM, implementatie van RED III en implementatie van het Gas Package)

Implementatie:

Verduurzamingsoptie waarschijnlijk

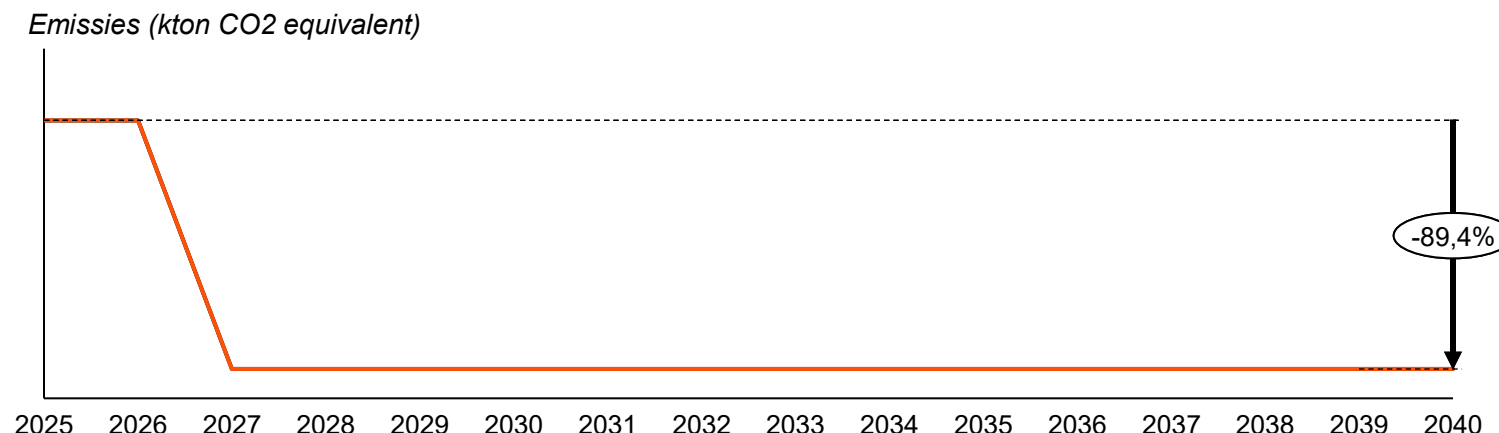
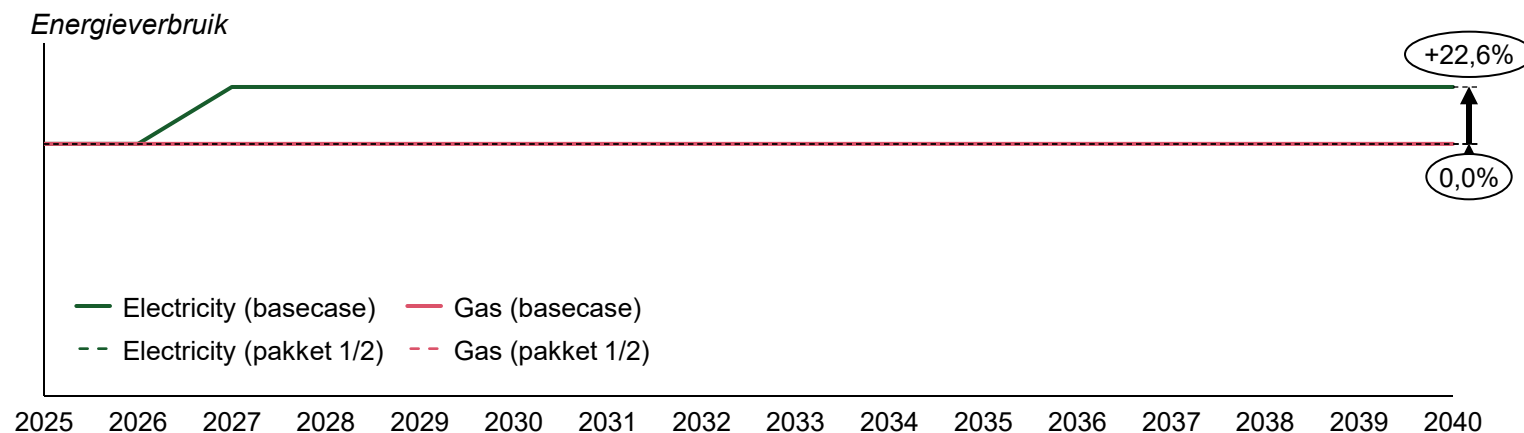
Verduurzamingsoptie mogelijk, maar ongelijk speelveld

Verduurzamingsoptie onwaarschijnlijk

Air Products realiseert zowel in de base case als onder pakket 1/2 ~89% CO₂-reductie met HYCO4-CCS bij een ~23% hogere elektriciteitsvraag

Impact verduurzamingsopties (2/2)

Impact investeringen op energie verbruik



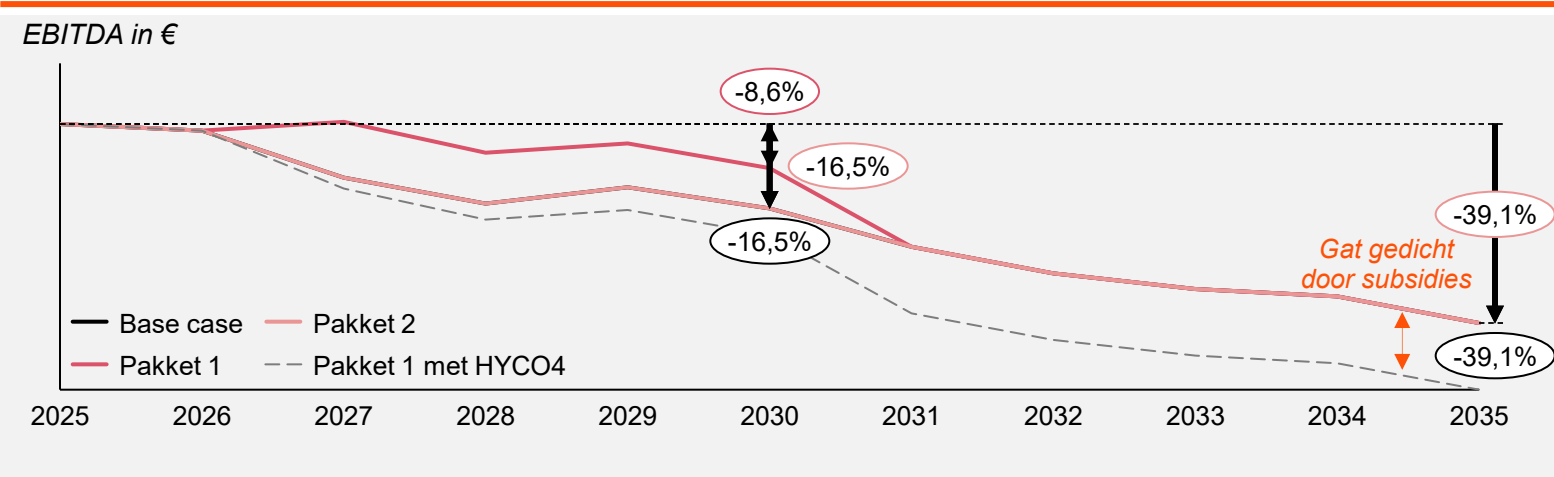
Toelichting

- Vanaf 2027 komt de HYCO4-CCS-installatie in bedrijf, waardoor het elektriciteitsverbruik met **+22,6% ten opzichte van 2025 toeneemt**, terwijl het gasverbruik gelijk blijft
- De extra elektriciteitsvraag hangt samen met het afvangen, comprimeren en oppompen van CO₂
- Door de CO₂-afvang daalt de CO₂-uitstoot met **-89,4% ten opzichte van 2025**, waardoor de emissies uit HYCO4 vrijwel volledig worden afgevangen en opgeslagen
- De getoonde impact is gelijk in de base case en onder pakket 1/2, omdat Air Products verwacht HYCO4-CCS in beide gevallen te realiseren

Onder alle scenario's daalt de EBITDA van Air Products met ~39% richting 2035, waarbij pakket 1 slechts tijdelijk verlichting biedt

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025			EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025		
	Base case	Pakket 1	Pakket 2	Base case	Pakket 1	Pakket 2
EU ETS	-6,1%	-6,1%	-6,1%	-14,3%	-14,3%	-14,3%
Nationale CO ₂ -heffing	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Indirecte ETS kosten	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-6,4%	-6,4%	-6,4%
Netwerkkosten	-5,8%	+2,1%	-5,8%	-18,4%	-18,4%	-18,4%
Energie besparingen door investeringen	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totaal	-16,5%	-8,6%	-16,5%	-39,1%	-39,1%	-39,1%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Bron: PwC analyse; Management informatie Air Products; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; PwC Strategy& (FIEN+ eindrapport, 1 maart 2025)

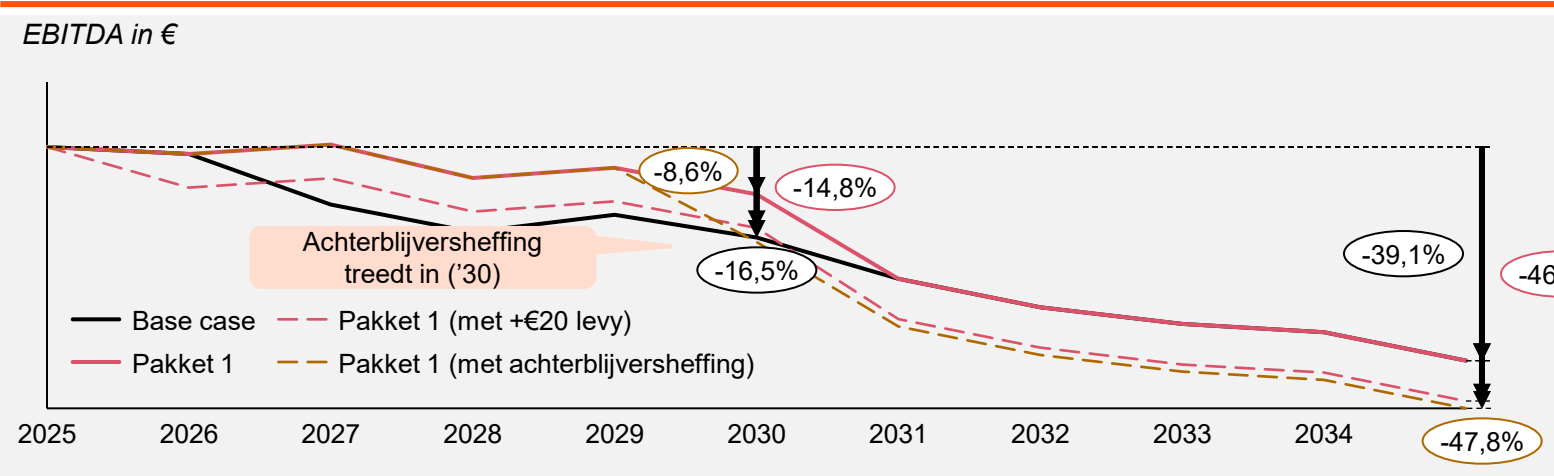
Toelichting

- Zonder aanvullend beleid (base case) daalt de EBITDA van Air Products richting 2035 met circa 40% t.o.v. 2025**, gedreven door oplopende EU ETS-kosten, indirecte ETS-kosten in de stroomprijs en stijgende netwerkkosten
- ETS-kosten zijn de grootste driver, maar richting 2035 wordt het aandeel van netwerkkosten bijna even groot**, waardoor elektriciteit gerelateerde kosten een steeds dominantere druk op de winstgevendheid vormen
- Pakket 1 biedt tijdelijke verlichting doordat de TenneT-‘Net op Zee’-subsidie de netwerkkosten in de periode 2027–2030 verlaagt**, waarmee de EBITDA-daling in 2030 ongeveer gehalveerd ten opzichte van de base case
- Na afloop van de TenneT-subsidie verdwijnt dit voordeel en vallen alle scenario's in 2035 weer samen op een vergelijkbare EBITDA-daling
- Bij implementatie van HYCO4 nemen de kosten verder toe, maar dit extra “gat” wordt verondersteld te worden gedicht door subsidies, waardoor de implementatie van deze verduurzamingsopties voor Air Products per saldo winst-neutraal zou moeten zijn ten opzichte van de base case zonder investeringen

Een strengere nationale CO₂-heffing bovenop ETS vergroot de EBITDA-druk voor Air Products: van -39,1% naar -46,5% (+€20/tCO₂) of -47,8% (achterblijversheffing)

EBITDA impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Toelichting

- De twee nationale CO₂-heffingsvarianten leiden voor Air Products tot een aanzienlijk extra EBITDA-effect bovenop pakket 1. In 2035 verslechtert de EBITDA van -39,1% in pakket 1 naar -46,5% bij de €20/tCO₂-opslag en naar -47,8% bij de achterblijversheffing ten opzichte van 2025
- In de variant pakket 1 met €20/tCO₂-opslag bovenop ETS wordt de bestaande ETS-benchmark feitelijk aangescherpt met een extra CO₂-prijs. Air Products betaalt dan over al zijn belastbare emissies een hogere CO₂-prijs, wat de EBITDA-impact in 2030 verslechtert van -8,6% in pakket 1 naar -14,8%, en in 2035 van -39,1% naar -46,5%
- De achterblijversheffing hanteert een minder strenge benchmark, maar boven deze band geldt een hogere nationale CO₂-prijs per ton. Omdat Air Products met zijn emissie-intensiteit boven deze band uitkomt, betaalt het bedrijf over een klein deel van de emissies deze hogere prijs, **waardoor de EBITDA-impact nog zwaarder uitvalt met -17,4% in 2030 en -47,8% in 2035**

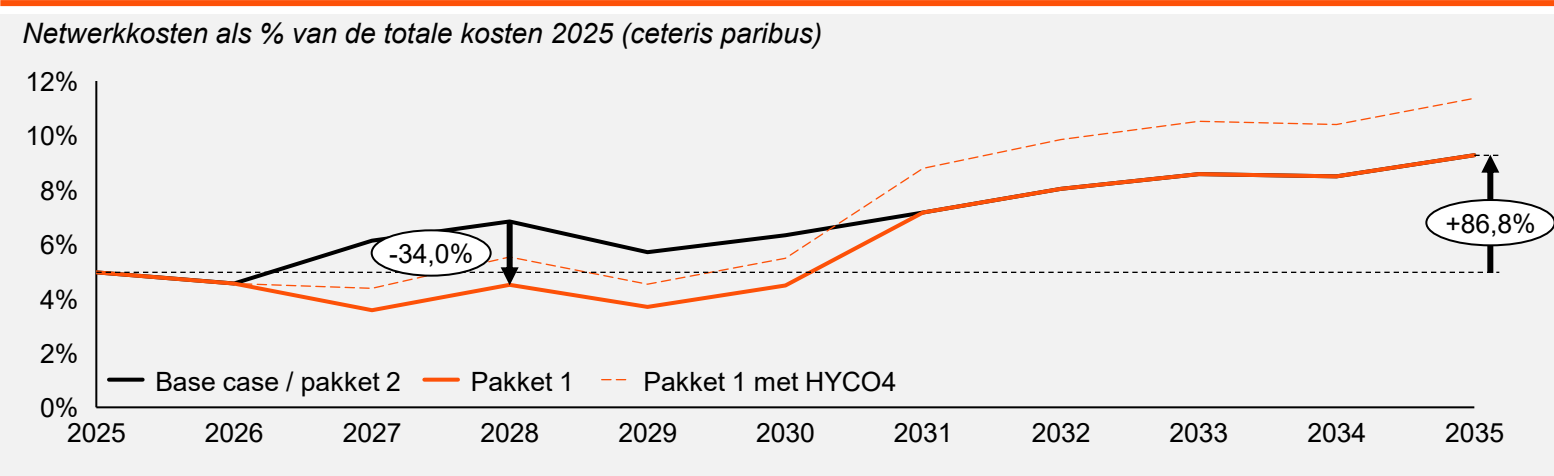
	EBITDA impact 2030 t.o.v. 2025				EBITDA impact 2035 t.o.v. 2025			
	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)	Base case	Pakket 1	Pakket 1 (€20 levy)	Pakket 1 (met abh.)
EU ETS	-6,1%	-6,1%	-6,1%	-6,1%	-14,3%	-14,3%	-14,3%	-14,3%
Nationale CO ₂ -heffing	0%	0%	-6,2%	-8,7%	0%	0%	-7,4%	-8,7%
Indirecte ETS kosten	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-4,6%	-6,4%	-6,4%	-6,4%	-6,4%
Netwerkkosten	-5,8%	+2,1%	+2,1%	+2,1%	-18,4%	-18,4%	-18,4%	-18,4%
Energie besparingen door investeringen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totaal	-16,5%	-8,6%	-14,8%	-17,4%	-39,1%	-39,1%	-46,5%	-47,8%

 EU-niveau maatregel  Nationale maatregel

Netwerkkosten kunnen bij Air Products oplopen tot ~9% van de totale kosten richting 2035, terwijl de TenneT-subsidie de stijging slechts tijdelijk dempt

Netwerkkosten impact

Impact klimaatbeleid op netwerkkosten



Toelichting

- Netwerkkosten nemen bij Air Products duidelijk in belang toe:** in de base case/pakket 2 blijven ze rond ~5% van de totale kosten, maar in pakket 1 lopen ze richting ~9% in 2035, en met HYCO4 zelfs richting ~11% van de totale kosten
- De stijging wordt gedreven door structureel oplopende nettarieven en hogere elektrificatie.** Naarmate het elektriciteitsverbruik toeneemt door verduurzamingsopties, wordt een groter deel van de totale kosten bepaald door netwerkkosten
- In pakket 1 zorgt de TenneT-subsidie (“Net op Zee”) voor tijdelijke verlichting van de netwerkkosten in 2027–2030,** waardoor de netwerkkosten in 2028 ~34% lager liggen dan in de base case/pakket 2
- Na afloop van de TenneT-subsidie (na 2030) vallen de tijdelijke voordelen weg en ligt het niveau van de netwerkkosten daardoor op die van de base case
- Bij implementatie van HYCO4 nemen de netwerkkosten verder toe,** waardoor netwerkkosten in toenemende mate een dominante kostenpost worden bij verdere elektrificatie en waterstofproductie

TenneT-subsidie als onderdeel van pakket 1

	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Subsidie	-	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	-
Impact op netwerkkosten	-	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-

Air Products’ exit-kosten bij volledige sluiting zijn aanzienlijk, structurele afschaling is een realistischer alternatief

Exit-kosten en strategische alternatieven

Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- Een volledige sluiting van Nederlandse productie-assets brengt substantiële arbeidskosten met zich mee - Er zijn beperkte mogelijkheden om personeel te herplaatsen naar locaties in het buitenland, hoge ontslag- en sociaalplankosten liggen voor de hand
Regelgeving-gerelateerd	- Air Products heeft geen specifieke kosteninschatting voor juridische verplichtingen bij volledige sluiting in NL - Wel verwacht men standaard NL-verplichtingen voor ontmanteling en milieusanering (o.a. equipment removal, hazardous materials, bodem en grondwater onderzoek/remediatie) met significante kosten
Lange termijn contracten	- Bij volledige stop zijn hoge contractuele kosten waarschijnlijk, omdat Air Products langlopende leveringscontracten heeft Verwachte posten: boetes/contractschade, compensatie voor productiestilstand bij klanten en kosten voor het organiseren van alternatieve levering; financiële impact waarschijnlijk aanzienlijk
Verzonken kosten	- Een totale sluiting leidt tot versnelde afschrijving en afwaardering van assets onder de accountingregels van Air Products Beperkte verplaatsbaarheid van grote installaties. Een deel kan worden verkocht/overgedragen, maar veel assets vragen kostbare ontmanteling en daarmee substantiële afboekingen en afvoerkosten
Overig	- Air Products noemt geen aanvullende ‘overige’ kostenposten naast bovenstaande categorieën - Air Products geeft wel aan dat structurele afschaling vaak goedkoper is dan volledige sluiting, omdat dit afboekingen, contractboetes en saneringsverplichtingen zoveel mogelijk beperkt



Strategische alternatieven

Mogelijkheid tot permanente productieafschaling

- Permanente afschaling** is een **realistische optie** en wordt volgens Air Products al toegepast (o.a. verkleinen van de RFNBO-waterstofprojectscope in NL) om **blootstelling aan ongunstige economische omstandigheden te beperken**
- Voor bestaande assets is **afschaling beduidend kostenefficiënter dan volledige sluiting**, omdat hiermee versnelde afschrijvingen/impairments, contractboetes en saneringsverplichtingen grotendeels worden vermeden

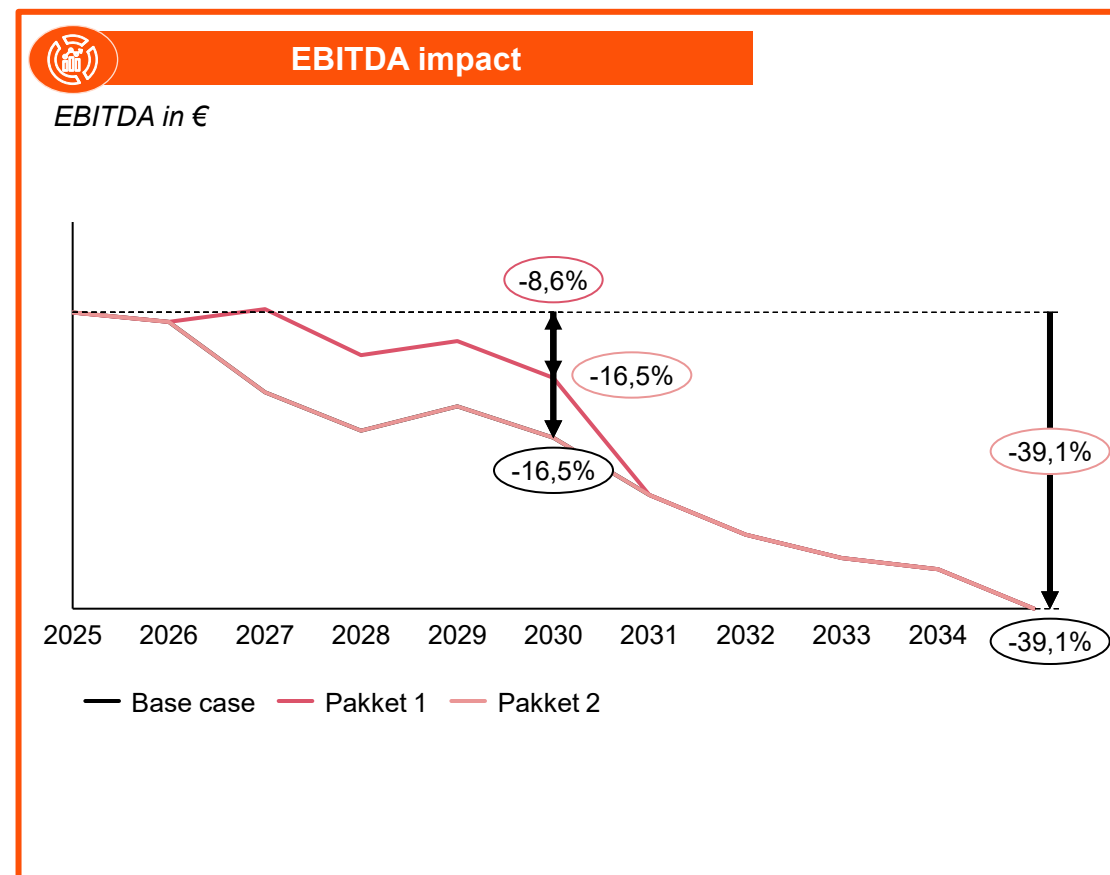
Interessante alternatieve investeringslocaties

Air Products ziet momenteel geen realistisch alternatief voor de huidige locatie: de Botlek-assets zijn afhankelijk van het Rotterdamse cluster en worden niet verplaatst, tenzij het volledige cluster zou verhuizen

Bij Air Products dempt pakket 1 de EBITDA-daling tot 2030 via lagere netwerkkosten, maar structureel stijgende netwerk- en ETS-kosten drukken de EBITDA daarna alsnog

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid



Conclusies

- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van Air Products het hoogst in **NL** – dit komt met name omdat AP in NL historisch gezien relatief **hoge netwerkkosten** heeft door **afschaffing** van de **volumekorting** (VCR)
- Wel betaalt Air Products in de meeste landen een relatief **laag percentage** aan **energiebelasting** op elektriciteit door **gedeeltelijke vrijstellingen** voor de **energie-intensieve** industrie. Alsnog betaalt AP in NL het meeste EB op elektriciteit – net als in DE is in **NL** is de netstroom van Air Products niet vrijgesteld, maar leidt het **degressieve tariefstelsel** tot **relatief lage kosten**
- Hoewel AP door de uitbreiding van **IKC-sectoren** in 2026 formeel in aanmerking komt, sluiten strengere Nederlandse voorwaarden effectieve toekenning uit. In het buitenland wordt deze compensatie wél verleend, wat leidt tot een ongelijk speelveld
- Onder alle scenario's daalt de EBITDA richting 2035 met circa 39% ten opzichte van 2025.** ETS-kosten zijn de belangrijkste driver, maar richting 2035 wordt het aandeel van netwerkkosten bijna even groot
- Pakket 1 biedt tijdelijke verlichting:** de TenneT-subsidie verlaagt de netwerkkosten in de periode 2027–2030, waardoor de EBITDA-daling in 2030 ongeveer wordt gehalveerd ten opzichte van de base case
- De verduurzamingsopties HYCO4/5 en de hydrogen terminal kunnen grote CO₂-reducties bij de industrie realiseren**, maar vergen substantiële extra gas- en elektriciteitsvraag en zijn voor volledige opschaling sterk afhankelijk van aanvullende steun (SDE++-niveaus), zekerheid omtrent Aramis-tarieven en een robuust CCS-systeem



Sectorstudie: Raffinage

De vijf raffinaderijen gevestigd in Nederland stoten gezamenlijk ruim 10 Mt CO₂-equivalent uit per jaar – vier daarvan zijn gevestigd in Rotterdam, één in Vlissingen

Algemene informatie

Sectorinformatie

Raffinaderij	Capaciteit ⁴ (KBPD ³)	Type raffinaderij	Aantal werknemers
1  Shell	 404	Kraker	ca.1900 (Pernis)
2  bp Raffinaderij Rotterdam	 400	Hydroskimmer, incl. FCC	ca. 730 (Europoort)
3  ExxonMobil	 201	Kraker	ca. 570 (Botlek)
4  ZEELAND REFINERY	 180	Kraker	ca. 420 (Vlissingen)
5  Vitol	 84	Condensaat verwerker	ca.50 (Europoort)

Raffinage karakteristieken Nederland

- Raffinagesector wordt gekenmerkt door **homogene producten**, **kapitaalintensiteit**, **procesintegratie** (e.g. raffinage levert grondstoffen voor chemische bedrijven), **clustering** (e.g. onderdeel ARRR²) met pijpleidingen naar DE en BE en **tijdsgebonden** (e.g. geplande 5-jaarlijkse onderhoudstops)
- NL'se raffinaderijen hebben een **strategisch interessante ligging** vanwege toegang tot **haven**, **pijpinfrastructuur**, **achterlandverbindingen** en de **integratiemogelijkheden** met de industrie

Profiel Nederlandse raffinage sector

Nederland

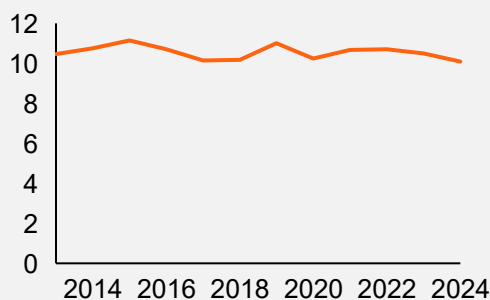
Cijfers

- Werknemers: ~3990
- Omzet: 23,7 mld.⁵

Emissie en productie per ton

- Emissie: gem. **0,03** ton CO₂e/CWT¹
- Productie: **384** mln. CWT/jaar⁶

Emissies (Mt CO₂ equivalent)¹



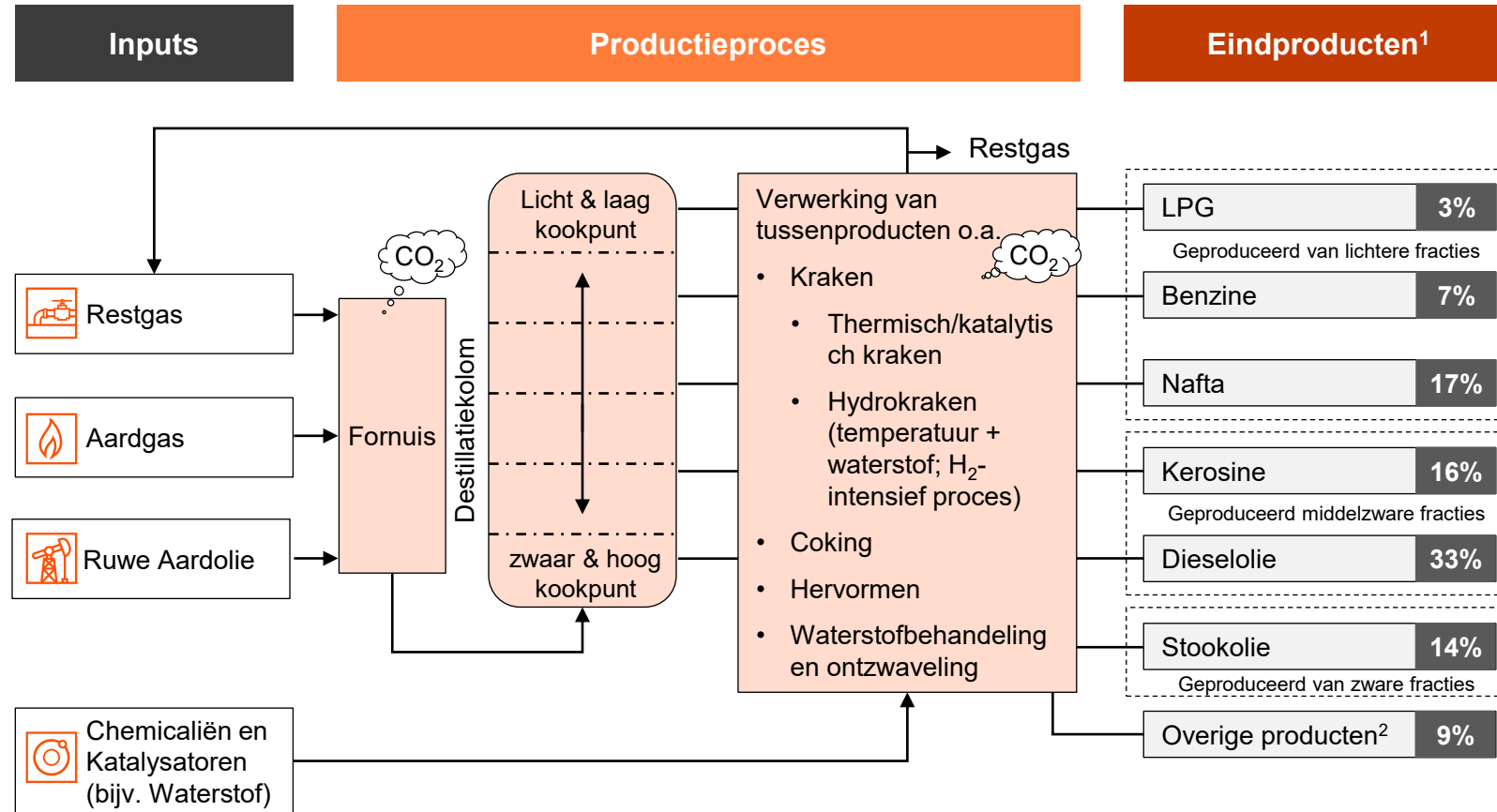
Raffinaderijen in Nederland



1) Nea emissiecijfers over 2013-2020 ([link](#)), 2021-2024 ([link](#)); 2) Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr cluster; 3) Kilo Barrels Per Day; 4) PBL midden 2020 ([Link](#)); Shell Pernis (2026), ([link](#)); BP Nederland (2026), ([link](#)); Concawe (2025), ([link](#)); Promotion Council North Sea Port, (2026). ([link](#)). 5) Vemobin ([link](#)); 6) O.b.v. Interne informatie van de deelnemende raffinaderijen

Raffinaderijen verwerken ruwe olie tot eindproducten – fornuizen en waterstofproductie zijn over het algemeen het meest CO₂-intensief (ca. 80% van totale emissies)

Procesbeschrijving



Toelichting

- De exacte **procesbeschrijving** en **siteconfiguratie** verschillen per **raffinaderij**: tussen de **vijf raffinaderijen** varieert zowel het **outputprofiel** als de **technische configuratie**. Sommige Nederlandse raffinaderijen beschikken over een **SMR-unit** voor **on-site waterstofproductie**. Raffinaderijen zonder SMR-unit importeren hun waterstof via pijplijn of externe productiecontracten – één raffinaderij beschikt over een (CO₂-intensieve) een residuvergasser
- Ruwe aardolie** is de **belangrijkste grondstof** voor raffinaderijen; via **destillatie** (e.g. atmosferische destillatie, vacuümdestillatie) worden **fracties** met verschillende kookpunten weggevoerd
- Verwerking van tussenproducten** vindt plaats om:
 - Lichtere producten** te maken met **kortere koolstofketens**; dit vindt plaats via bijvoorbeeld kraken
 - Aan **kwaliteitseisen te voldoen én zware fracties om te zetten**; dit gebeurt onder andere via hydrokraken en **waterstofbehandeling en -ontzwaveling**
- Totale CO₂ uitstoot** van raffinaderijen is ca. **10,9 Mt per jaar**³, tussen 20-25%⁴ van de totale uitstoot van de **Nederlandse industrie**. De belangrijkste bron van uitstoot zijn **fornuizen en waterstofproductie (ca. 80%)** gevolgd door WKKs/boilers (ca. 12%) en krakers (ca. 8%)^{1,5}

1) PBL MIDDEN-database 2024 ([link](#)); PBL MIDDEN-report 2020 ([link](#)); 2) Bijvoorbeeld minerale olie en wax/paraffines, 3) Nea emissiecijfers over 2021-2024 ([link](#)); 4) Raffinaderijen gezamenlijk verantwoordelijk voor ca. 7% nationale uitstoot en de totale industrie is verantwoordelijk voor ongeveer 33% van de nationale uitstoot. De Correspondent (2025). ([link](#)); CBS (2026). ([link](#)). 5) De huidige weergegeven percentages omvatten ook de emissie gerelateerde waterstofproductie door industriële gasbedrijven ter plaatse om de raffinaderijen te bevoorraden. Bron: Ministerie van EZK.

De raffinagesector heeft hogere elektriciteitskosten in Nederland dan in andere landen, dit wordt met name veroorzaakt door de hoge netwerkkosten

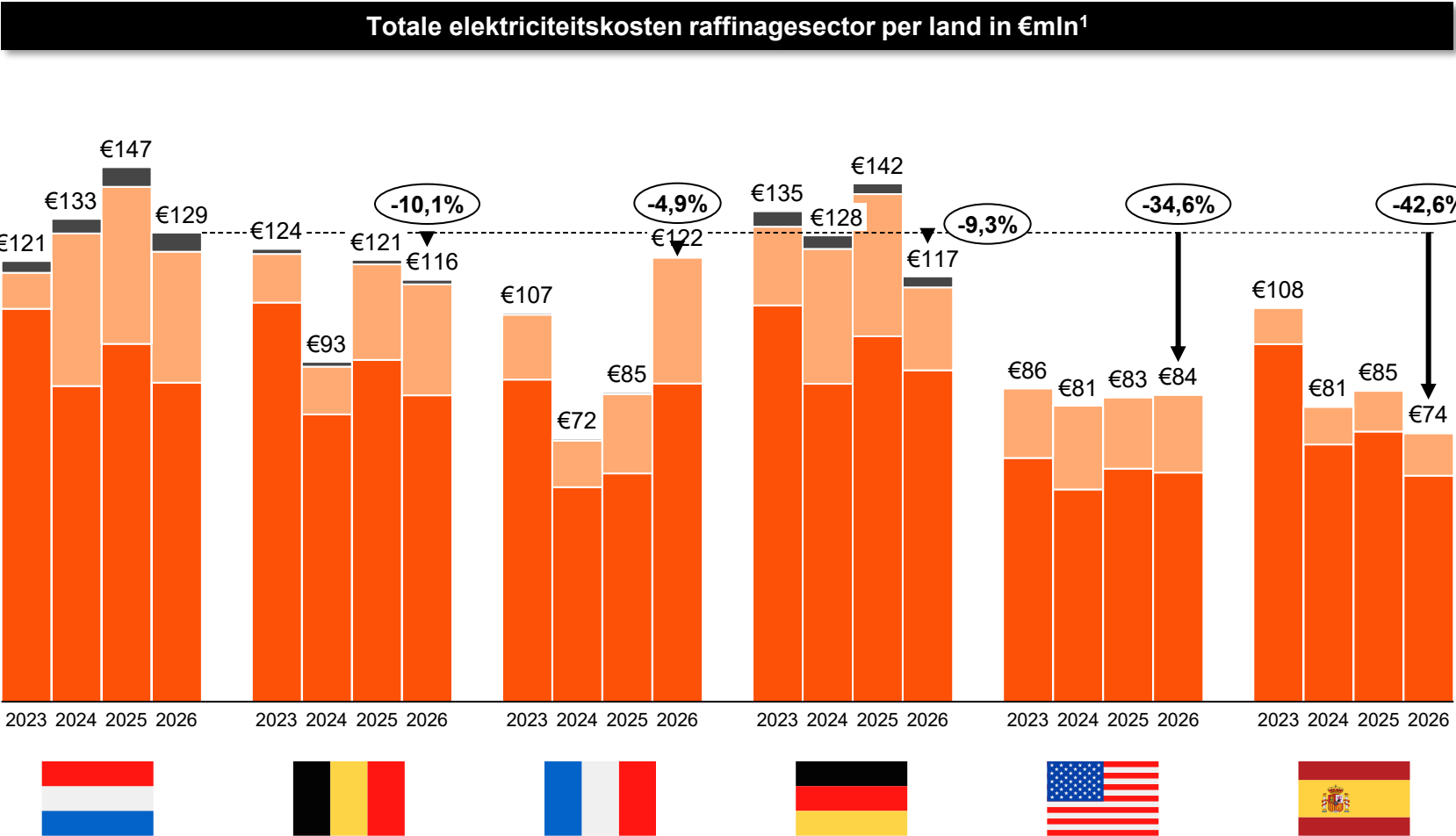
Elektriciteitskosten huidige situatie

Componenten energiekosten

Energie-belasting
(zie deep-dive op volgende paginas)

Netwerk-kosten
(zie deep-dive op volgende paginas)

Groothandels kosten
(zie deep-dive op volgende paginas)



Uitkomst raffinaderijen

- In 2026 zijn de totale **elektriciteitskosten** van de raffinagesector het hoogst in **NL**
- Een belangrijke reden is dat de **volumekorting** (VCR) op de netwerkkosten in 2024 is afgeschaft
- Totale **elektriciteitskosten** in Nederland **nemen** tussen 2025 en 2026 **met 12,3% af** door dalende energieprijzen en dalende netwerkkosten
- In **FR** kon een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH-systeem** welke in **2026** is afgeschaft

Deep-dive: Door partiële vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie is de invloed van EB op het internationale speelveld beperkt, wel is de EB in NL het hoogst

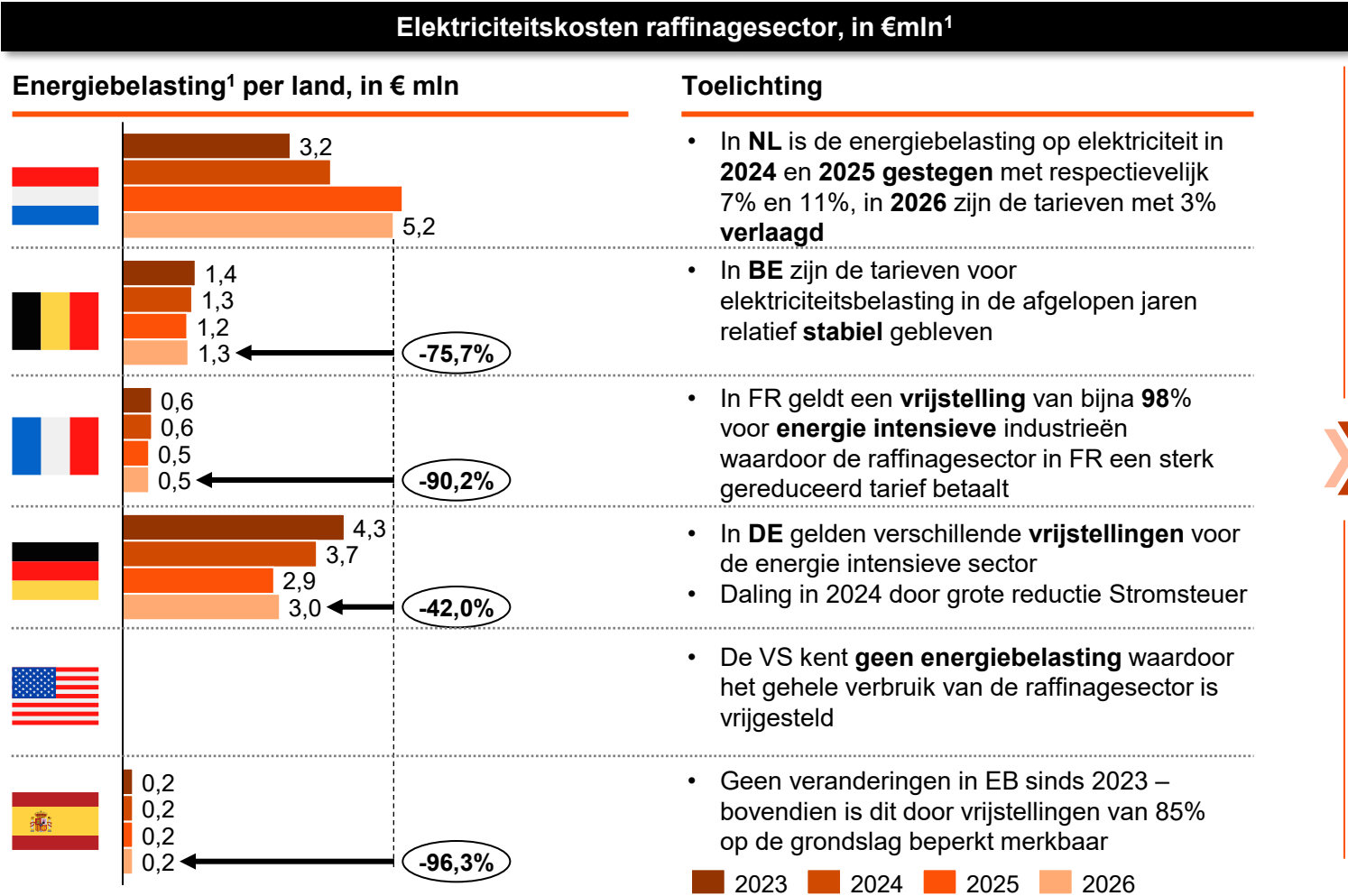
Elektriciteitskosten – Energiebelasting

Componenten energiekosten

Energiebelasting (Deep-dive)

Netwerkkosten

Groothandelskosten



Uitkomst raffinagesector

- De NL'se raffinagesector **wekt zelf een gedeelte van hun elektriciteit** op d.m.v. **WKK's**, deze elektriciteit is in alle landen **vrijgesteld** – over de **input** (aardgas) betalen raffinaderijen sinds 2025 wel **energiebelasting**
- De raffinaderijen betalen in de meeste landen een relatief **laag percentage** aan **energiebelasting** op elektriciteit door **gedeeltelijke vrijstellingen** voor de **energie-intensieve** industrie
- In **NL** is de netstroom van de raffinaderijen niet vrijgesteld, maar leidt het **degressieve tariefstelsel** desondanks tot **relatief lage kosten** – net als in DE
- In **ES** geldt een **vrijstelling** van **85%** voor industriële gebruikers waardoor bedrijven een effectief tarief van minder dan 0,8% betalen
- De **totale kosten voor energie belasting** zijn daarmee in alle landen relatief laag maar in NL en DE wel hoger dan in de andere landen

Deep-dive: Verhoogde nettarieven en afschaffing volumekorting leidden tot hogere netwerkkosten voor NL'se raffinaderijen en daarmee een ongelijk speelveld

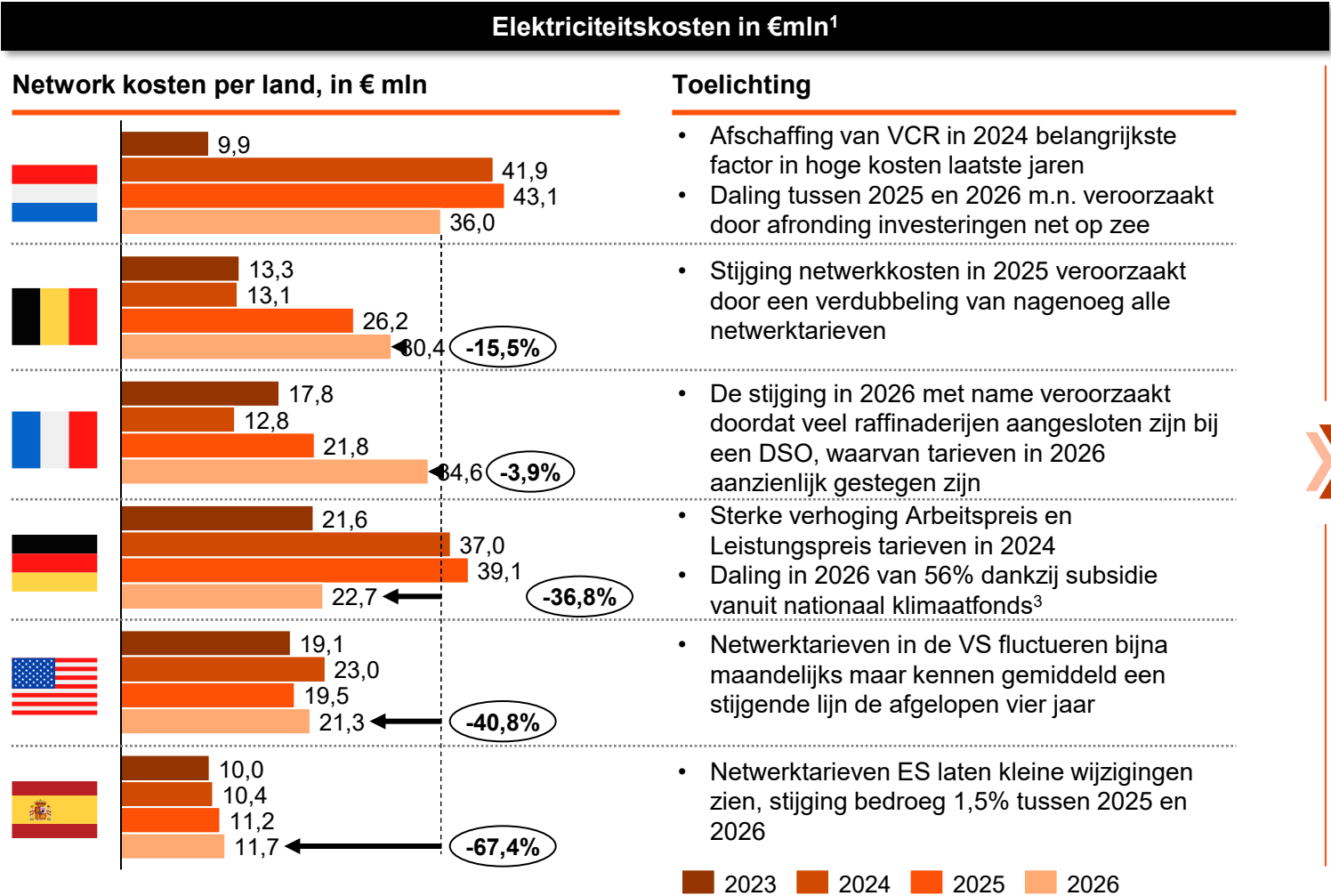
Elektriciteitskosten – Netwerkkosten

Componenten
energiekosten

Energie-
belasting

Netwerk-
kosten
(Deep-dive)

Groothandels
kosten



Uitkomst raffinagesector

- De raffinaderijen hebben historisch gezien **relatief hoge netwerkkosten** in NL door **afschaffing van de volumekorting** (VCR). In 2025 en 2026 is dit verschil nog steeds aanzienlijk
- In **FR** blijft de **volumekorting** voor grootverbruikers (max. 81%) **behouden** waardoor de **netwerkkosten zeer laag** zijn voor grootverbruikers direct aangesloten op het net. DSO tarieven liggen significant hoger
- In **BE** bestaat geen volumekorting maar geldt een **gedifferentieerd tarief** naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers effectief **minder** betalen. **DE** geeft **hoge kortingen**, tussen de 80-90% voor gebruikers met een hoog aantal vollasturen.
- ES** geeft **grootverbruikers** (hoogspanningsnet 6.3TD) een **korting** van 80% op de **netwerkkosten**, waardoor deze **aanzienlijk lager** uitvallen dan in **NL**

Deep-dive: Op het gebied van de kale groothandelsprijs is het speelveld relatief gelijk voor in 2026 – in de VS en ES ligt de groothandelsprijs wel aanzienlijk lager

Elektriciteitskosten – Groothandelskosten

Componenten
energiekosten

Elektriciteitskosten in €mln¹

Groothandelsprijs per land, in mln €

Toelichting



In 2024 vond, na de recordjaren, een daling in de groothandelsprijs van 20% plaats, waarna een herstel van 13% volgde – uiteindelijk ligt de energieprijs in 2026 bijna 19% lager dan in 2023



De netto groothandelskosten dalen in 2026 doordat lagere marktprijzen de kostendruk verlagen



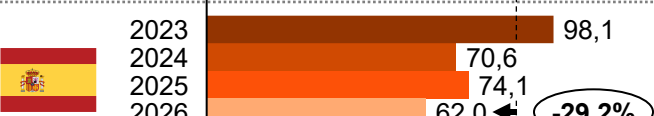
De netto groothandelskosten stijgen in 2026 zeer sterk doordat het afbouwen van ARENH leidt tot fors hogere wholesale prijzen



De netto groothandelskosten dalen in 2026 door lagere vraag naar energie omdat productie industrie onder pre-crisis niveau bleef



De netto groothandelskosten blijven in 2026 vrijwel stabiel omdat de ontwikkeling primair wordt gedreven door een nagenoeg vlakke marktprijs³



De netto groothandelskosten dalen in 2026 aanzienlijk door lagere marktprijzen dankzij verhoogde zon en wind capaciteit

Uitkomst raffinagesector

- De kale groothandelsprijzen zijn vanaf 2026 relatief **vergelijkbaar** in alle zes de landen, met VS en ES als twee uitzonderingen
- Na de **recordjaren**, **daalde** de energieprijs in alle landen in **2024** aanzienlijk, waarna een **herstelperiode volgde** in **2025** met een lichte stijging
- In bijna **alle landen**, behalve in **FR**, zijn de energieprijzen **gedaald**
- Tot en met 2025 kon in **FR** een **gedeelte** van het **verbruik** ingekocht worden tegen een **gereduceerd tarief** onder het **ARENH systeem**²
- De groothandelskosten voor de VS in deze figuur geven de **marktprijs** aan voor bedrijven in de **industriële sector** in het gebied **West South Central**
- **Lage groothandelskosten** in **ES** resultaat van een vlotte en grootschalige opschaling in **zonne- en windenergie**⁴

¹ PwC analyse; Management informatie raffinaderijen; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten. ² Onder het systeem dat hiervoor in de plaats is gekomen (CAPN) kan tussen vooraf afgesproken bandbreedten toekomstige energie ingekocht worden. Omdat dit tegen marktconforme prijzen gaat en weinig zekerheid geeft is de verwachting hier weinig gebruikt van wordt gemaakt. ³ In de realiteit maken veel bedrijven bilaterale afspraken met lokale netbeheerders. In deze analyse gaan we uit van de algemene marktprijs voor de industriële sector in West South Central (incl. Texas). ⁴ Ember energy (2025). ([link](#)).

Raffinaderijen opereren op internationale markten waardoor kosten beperkt kunnen worden doorgerekend

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)		Belangrijkste eindproducten (downstream)					
	Ruwe aardolie	Aardgas	LPG	Benzine	Nafta	Kerosine	Dieselolie	Stookolie
Geografische markt	 Global ⁵	 Tenminste Noordwest Europees ⁶	 EER/West-Europa ^{3,4}	 EER/West-Europa ^{3,4}	 EER ^{3,4}	 EER/West-Europa ^{3,4}	 EER/West-Europa ^{3,4}	 EER/West-Europa ^{3,4}
Marktaandeel	~10% EU ⁷ ~2% ² wereld	~5% ¹ NL <1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld
Prijszetting	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)
Carbon Leakage List (EC)								
Doorgifte-mogelijk-heid	 NL'se kosten	Geen	Geen	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt
	 EU'se kosten	Geen	Geen	Beperkt	Mogelijk/ beperkt	Mogelijk/ beperkt	Mogelijk/ beperkt	Mogelijk/ beperkt

Toelichting

- De **markt** voor **ruwe aardolie** is **internationaal** waardoor kopers en verkopers op **mondiaal niveau opereren**
- Gegeven het **internationale karakter** van de **aardgasmarkt**, de vele afnemers en het kleine marktaandeel van de Nederlandse raffinage industrie is ook hier **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- Raffinageproducten** zijn voornamelijk **homogene commodityproducten** op veelal **Europese markten**, wat enige mate van ETS doorgifte impliceert. Echter, de (weliswaar lage mate van) exporten uit de VS, het Midden-Oosten en Noord-Afrika, impliceert exportdruk, wat de doorrekening van EU-ETS beperkt. Waar **import** in **NWE⁵** momenteel voornamelijk wordt gedreven door **hoge vraag naar diesel en kerosine** t.o.v. lokale productie, wordt **export** met name gedreven door **benzineoverschotten**
- Raffinaderijen** hebben een **beperkt marktaandeel** binnen de Europese markt en daarmee **weinig marktmacht**, wat het aannemelijk maakt dat **downstream doorgiftemogelijkheid** van NL'se kosten **zeer beperkt** zijn
- Het is **mogelijk** dat voor bepaalde **raffinage producten**, de **markt breder** is **dan** alleen **Europa**, waardoor ook de **doorgifte** van **EU ETS-kosten** **beperkt** is

Gehanteerde aannames



0%



50%

Raffinaderijen kunnen verduurzamen door CCS (~50%-reductie), waterstof (~15%-reductie), elektrificatie (~10%-reductie) en efficiëntie (~10%-reductie)

Verduurzamingsopties

Opties	Beschrijving	CO ₂ -reductie	Randvoorwaarden	Reflectie
CCS	- CO₂ wordt afgevangen uit rookgassen van fornuizen, ketels en andere installaties en daarna getransporteerd naar ondergrondse opslag - CO₂ uit waterstof-/SMR-units kan worden afgevangen, waardoor bestaande waterstofproductie “blauw” wordt	~45-50%	CO ₂ -transport- en opslaginfrastructuur	Tijdige beschikbaarheid en langdurige zekerheid over capaciteit en tarieven van CO ₂ -pijpleidingen en opslagvelden (Porthos/Aramis)
			Beleidszekerheid	Voor de huidige uitrol van CCS is er vaak nog te veel onzekerheid over stikstofbeleid en (politieke) steun voor groene/blauwe waterstof
			Financiële ondersteuning	Subsidies zijn nodig om tot een positieve businesscase voor CCS te komen
Laag-koolstof en groene waterstof	- Blauwe en groene waterstof vervangen grijze waterstof als grondstof in hydrokrakers en ontzwavelingseenheden - Waterstof kan (deels) aardgas en raffinaderijgas in ovens en ketels vervangen, waardoor verbrandings-CO₂ afneemt	~10-15%	Waterstof- en energie-infrastructuur	Er moet een betrouwbare en betaalbare aanvoer zijn van blauwe en/of groene waterstof om de vraag van raffinaderijen structureel te kunnen bedienen
			Waterstof- en CO ₂ -infrastructuur	Voor productie, import en transport van waterstof is voldoende pijpleiding- en terminalinfrastructuur nodig
			Financiële ondersteuning	Steun is nodig om het kostverschil tussen blauwe/groene waterstof en grijze waterstof of aardgas te overbruggen
			Beleidszekerheid	Stabieler en voorspelbaarder beleid is van belang, bij onzekerheid en volatiliteit is de kans op beperktere opschaling waarschijnlijker
Elektrificatie	Elektrificatie van fornuizen, ketels en aandrijvingen (bijv. e-boilers, elektrische motoren, warmtepompen)	~5-10%	Netcapaciteit	Er moet voldoende netcapaciteit en elektriciteitsaanbod beschikbaar zijn om grootschalige elektrificatie van raffinaderijen te faciliteren
			Financiële ondersteuning	De hoge investeringskosten van bijv. e-boilers, elektrische aandrijvingen en industriële warmtepompen vereisen doorgaans subsidies om projecten rendabel te maken
Efficiëntie	Procesoptimalisatie en betere warmte-integratie verlagen het brandstofverbruik en dus de CO₂-uitstoot	~5-10%	Financiële ondersteuning	Subsidies zijn nodig om tot een positieve businesscase voor sommige optimalisaties

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-10 mln Middel: 10-50 mln Hoog: 50+ mln

Pakketten 1 en 2 helpen de businesscase van de verduurzamingsopties, maar bottlenecks in beleidszekerheid en infrastructuur remmen investeringen

Impact verduurzamingsopties (1/2)

Base case			Pakket 1/2	
Opties	Δ-CO ₂	Reflectie	Δ-CO ₂	Reflectie
CCS Gemodelleerd	15-20%	In de base case worden vooral de eerste golf CCS-projecten gerealiseerd, omdat CO ₂ -infrastructuur en subsidies nét voldoende zijn voor de goedkoopste opties. Duurdere post-combustion en restgas-CCS blijven liggen door een zwakke businesscase en blijvende onzekerheid over ETS, energie/netkosten en vergunningen, waardoor maar een beperkt deel van het CCS-potentieel wordt benut	25-30%	Onder pakket 1/2 verbetert de businesscase voor een groter deel van de CCS-projecten door extra steun, waardoor meer reductie in Nederland kan worden gerealiseerd. Tegelijkertijd blijft sprake van onzekerheid over CO ₂ -infrastructuur en toekomstige tarieven en van een mogelijk ongelijk speelveld met landen waar CCS structureel goedkoper of zekerder lijkt, wat investeringsbeslissingen kan afremmen
Laag-koolstof en groene waterstof Gemodelleerd	2,5-7,5%	In de base case blijft het waterstofpotentieel deels onbenut, doordat de businesscase voor elektrolyzers op raffinaderijlocaties beperkt blijft. Hoewel er al een begin is gemaakt met de aanleg van de Rotterdam backbone, vormt tijdige aansluiting op de waterstofbackbone ook een bottleneck	2,5-7,5%	Onder pakket 1/2 verbeteren de financiële randvoorwaarden voor waterstofgebruik, maar zolang de raffinageroute niet verder wordt doorgetrokken blijft grootschalige opschaling in de sector onzeker. Ook aansluiting op de waterstofbackbone blijft een bottleneck, waardoor de extra emissiereductie beperkt blijft
Elektrificatie Gemodelleerd	2,5-5%	In de base case wordt elektrificatie vooral ingevuld door kleinere projecten met korte terugverdiertijden, terwijl veel andere initiatieven worden afgeremd door hoge elektriciteits- en nettarieven en aanhoudende netcongestie	2,5-5%	Door pakket 1/2 verbetert de businesscase voor elektrificatie en worden meer projecten rendabel. Toch blijven relatief hoge netwerkkosten, beperkte netcapaciteit en verschillen in stroomprijzen met buurlanden een belangrijke bron van onzekerheid. Hierdoor kan het aantrekkelijker zijn om grootschalige elektrificatie-investeringen op andere locaties te doen
Efficiëntie Gemodelleerd	2,5-5%	In de base case wordt een deel van het efficiëncypotentieel ingevuld via meerdere kleinere projecten met korte terugverdiertijden	7,5-10%	Onder pakket 1/2 verbetert de businesscase voor efficiëntie door extra steun, waardoor meer projecten daadwerkelijk tot uitvoering komen

Implementatie:

Additionele verduurzaming waarschijnlijk

Additionele verduurzaming mogelijk, maar ongelijk speelveld

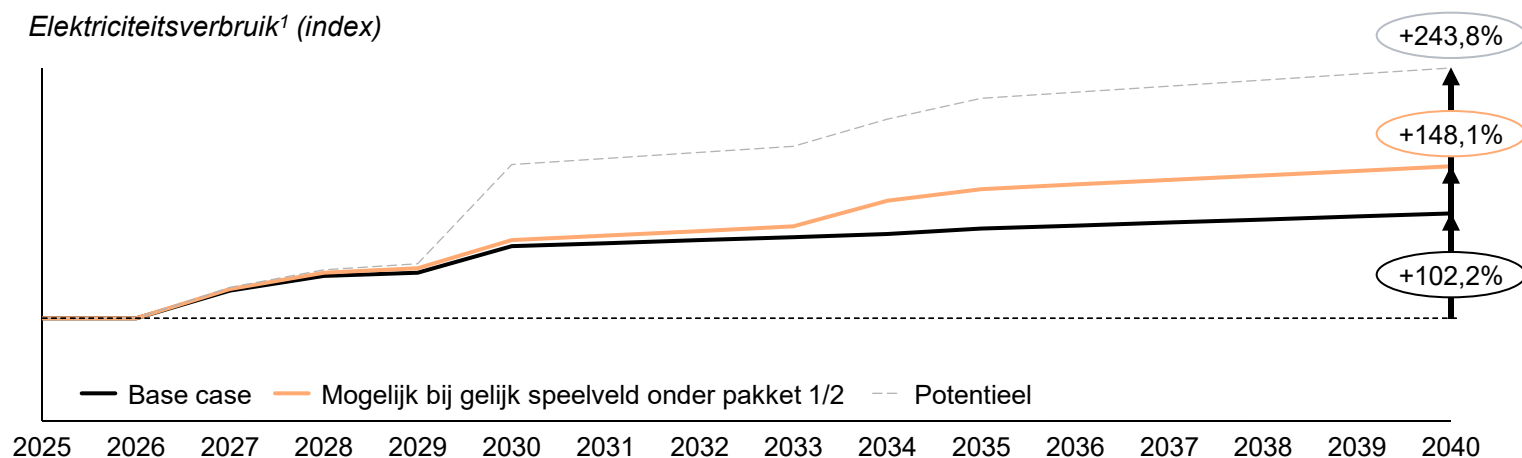
Additionele verduurzaming onwaarschijnlijk

Raffinaderijen realiseren ~22% CO₂-reductie in de base case en bij een gelijk speelveld is onder pakket 1/2 ~52% mogelijk

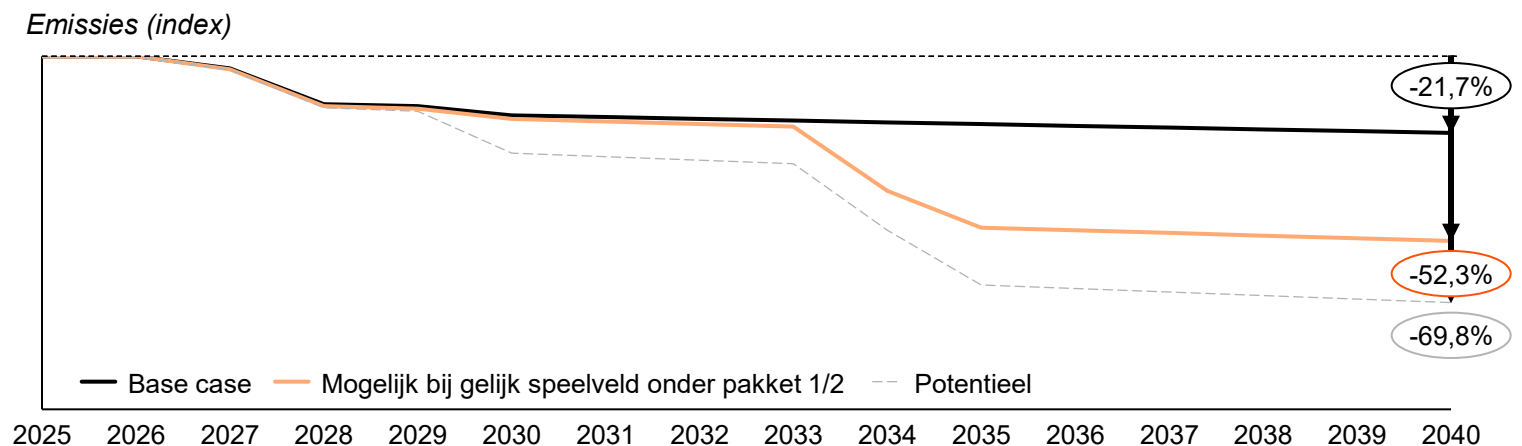
Impact verduurzamingsopties (2/2)

Impact investeringen op energie verbruik

Elektriciteitsverbruik¹ (index)



Emissies (index)



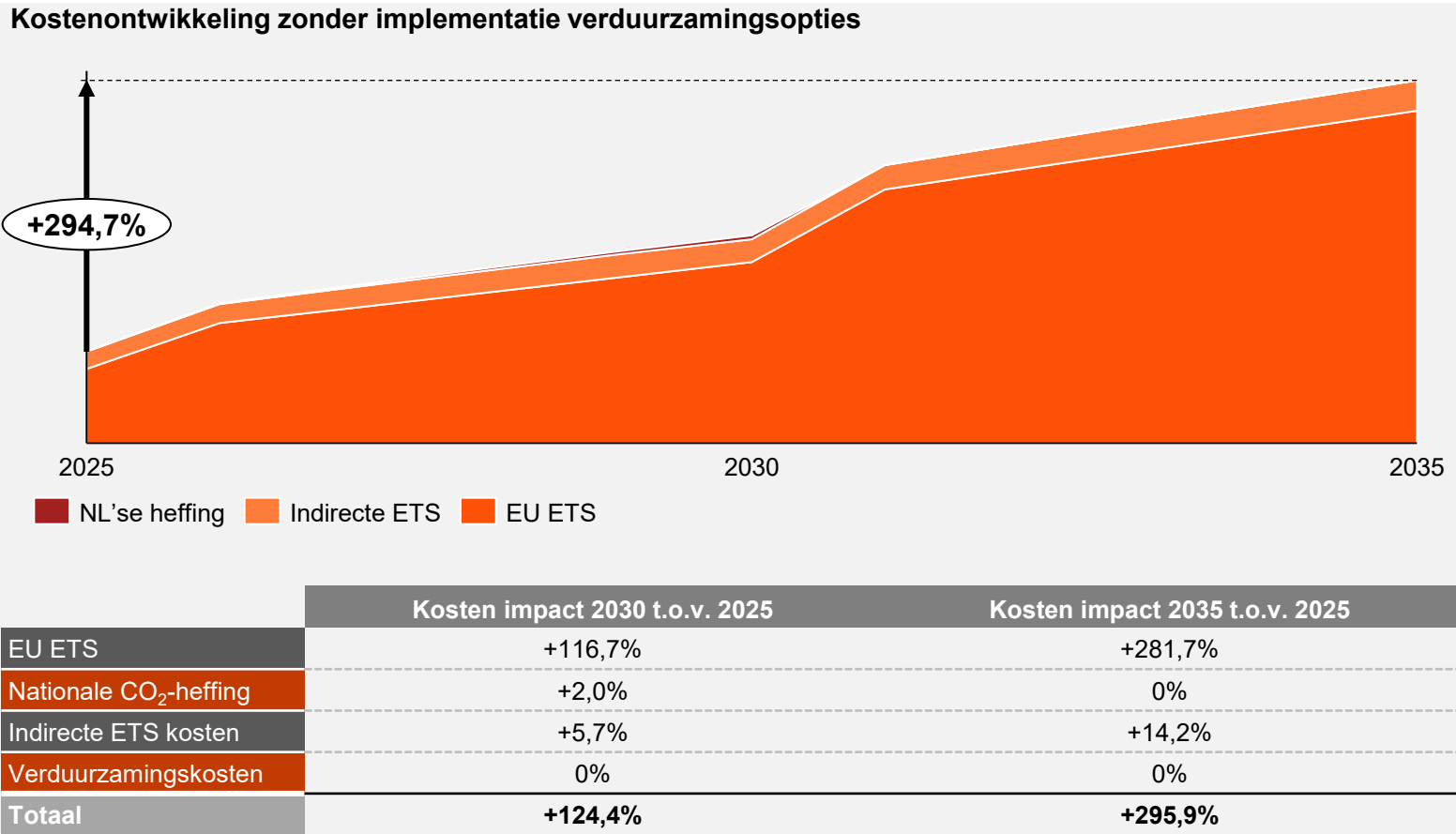
Toelichting

- In de base case daalt de CO₂-uitstoot van Nederlandse raffinaderijen richting 2040 met ongeveer 22%, terwijl het elektriciteitsverbruik in dezelfde periode ruim verdubbelt ten opzichte van 2025
- Onder pakket 1/2 wordt een groter deel van de geplande investeringen rendabel, wat bij een gelijk speelveld resulteert in een emissiereductie van circa 52% in 2040, maar ook in een verdere toename van het elektriciteitsverbruik tot rond anderhalf keer boven het huidige niveau
- Het **potentiële pad** laat zien dat bij volledige realisatie van de onderzochte maatregelen de sector de CO₂-uitstoot met **bijna 70%** kan terugbrengen. Het elektriciteitsverbruik dan oploopt met ~244% t.o.v. 2025
- Of dit potentieel wordt benut, hangt sterk af van randvoorwaarden zoals **voldoende netcapaciteit, tijdige versterking van energie- en CO₂-infrastructuur en langjarige beleids- en subsidie zekerheid**

Zonder verduurzaming stijgen de CO₂-gerelateerde kosten voor raffinaderijen tot 2035 met bijna 300%, vooral gedreven door EU ETS

Kosten impact

Kostenontwikkeling raffinaderijen



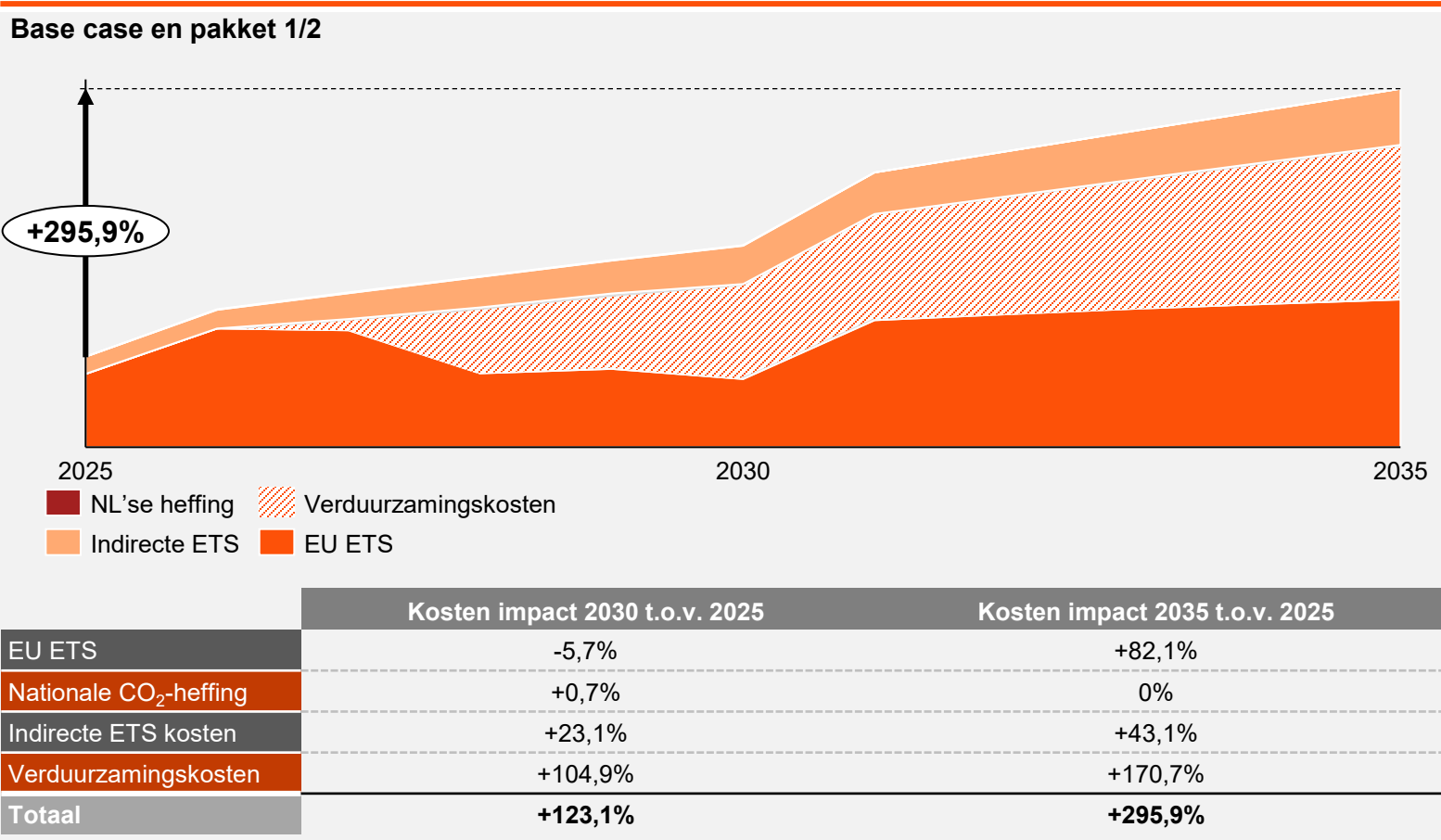
Toelichting

- **Zonder extra verduurzamingsinvesteringen lopen de CO₂-gerelateerde kosten van Nederlandse raffinaderijen sterk op:** in 2030 liggen de totale kosten uit EU ETS, nationale CO₂-heffing en indirecte ETS-kosten samen ruim 125% hoger dan in 2025, en in 2035 bijna 300% extra
- **Deze stijging wordt bijna volledig gedreven door EU ETS:** de direct door ETS veroorzaakte kosten nemen in dit scenario met circa +115% in 2030 en +280% in 2035 toe t.o.v. 2025, door oplopende ETS-prijzen en het verder uitfasen van vrijstellingen
- Indirecte ETS-kosten via de elektriciteitsprijs blijven relatief kleiner dan de directe ETS-last, maar nemen wel toe richting 2035

Met verduurzaming in de base case en pakket 1/2 blijft het totale kostenniveau gelijk, maar verschuift de last van EU ETS naar indirecte ETS- en verduurzamingskosten

Kosten impact

Kostenontwikkeling raffinaderijen in €m



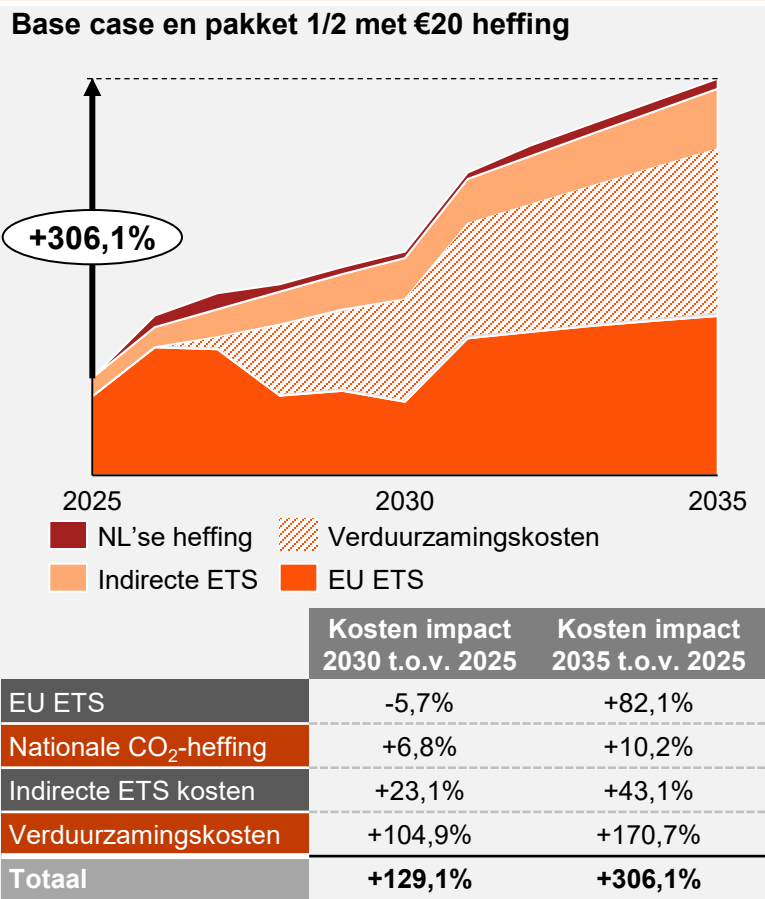
Toelichting

- **Implementatie van verduurzamingsopties verandert het totale kostenniveau niet:** in 2030 en 2035 liggen de totale CO₂-gerelateerde kosten in de base case en onder pakket 1/2 ongeveer even hoog
- **Wat wél verandert is de samenstelling van de kosten:** de directe **EU-ETS**-kosten neemt sterk af door lagere emissies, terwijl de kosten verschuiven naar hogere **indirecte ETS-kosten** (door extra elektriciteitsverbruik) en **overige verduurzamingskosten** (investeringen en hogere operationele kosten)
- **Verduurzaming betekent daarmee vooral een shift van variabele ETS-heffingen naar investerings- en elektriciteit gerelateerde kosten**, in plaats van een verlaging van de totale kostenbasis van raffinaderijen. De verduurzamingskosten zichtbaar in de grafiek geven de investeringskosten weer die bedrijven moeten betalen omdat EU-ETS-kosten niet volledig kunnen worden doorberekend

Onder pakket 1/2 met een nationale €20-heffing vooral de kostenmix, terwijl een achterblijversheffing voor raffinaderijen beperkt extra kosten oplevert

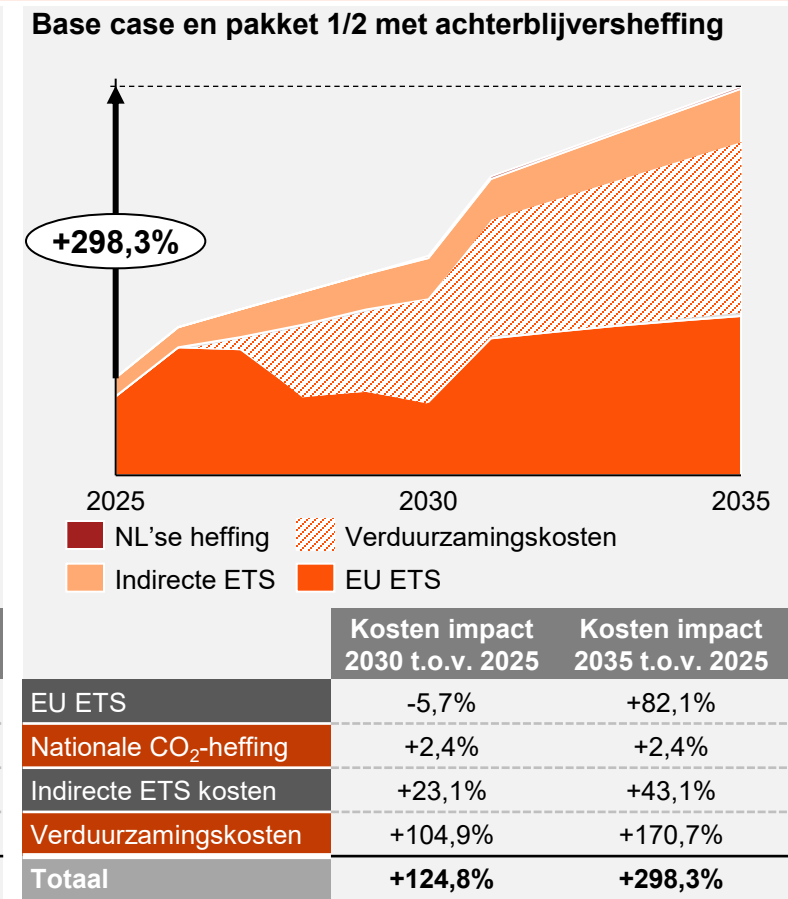
Kosten impact

Kostenontwikkeling raffinaderijen in €m



EU-niveau maatregel Nationale maatregel

PwC



Bron: PwC analyse; Management informatie raffinaderijen; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; PwC Strategy& (FIEN+ eindrapport, 1 maart 2025)

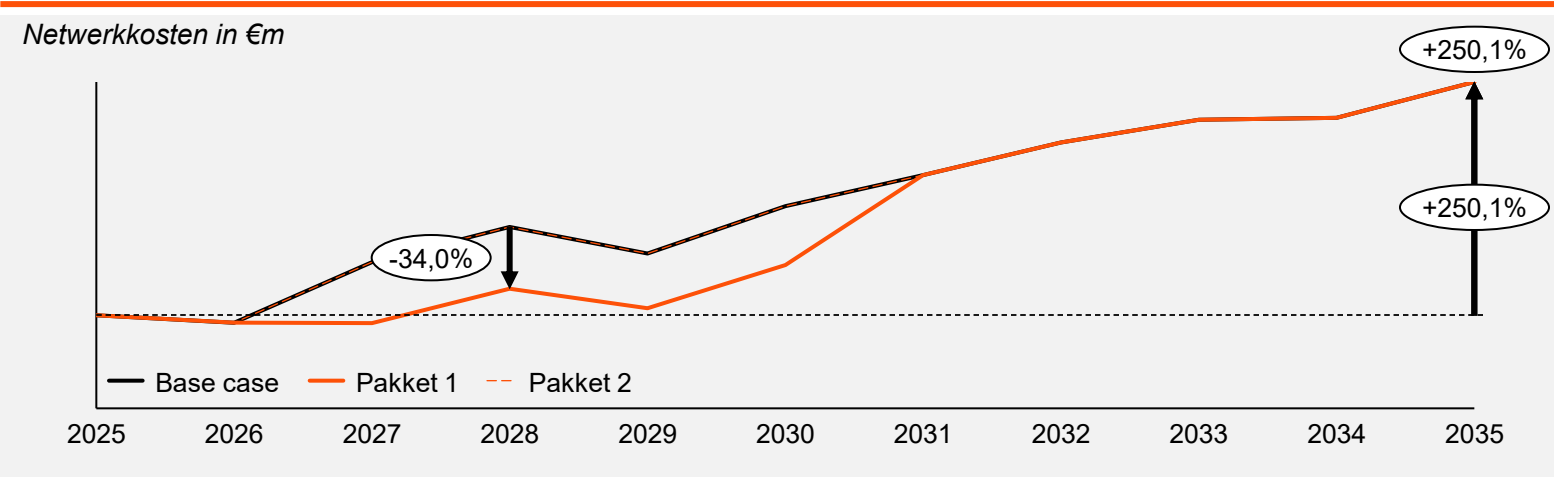
Toelichting

- Zowel een €20-heffing als een achterblijversheffing boven op pakket 1/2 veranderen het totale kostenniveau voor raffinaderijen beperkt
- Bij de €20-heffing komt er vooral een extra component nationale CO₂-heffing bij, maar blijft het grootste deel van de kosten bestaan uit EU-ETS-lasten en verduurzamingskosten
- In de achterblijversheffing-variant is de impact daarentegen gering: doordat de benchmark is gebaseerd op de ruimere 13–20 ETS-benchmark en raffinaderijen daar vrijwel niet boven uitkomen (ook zonder implementatie van verdere verduurzamingsopties), ontstaat er maar zeer beperkte belastbare uitstoot boven de benchmark

Netwerkkosten voor raffinaderijen nemen sterk toe door hogere elektriciteitsafname en stijgende nettarieven; TenneT-subsidie in pakket 1 biedt tijdelijke verlichting

Netwerkkosten impact

Impact klimaatbeleid op netwerkkosten



Toelichting

- De netwerkkosten voor raffinaderijen nemen in alle scenario's sterk toe: tussen 2025 en 2035 groeien de jaarlijkse netwerkkosten tot enkele honderden procenten boven het niveau van 2025. Dit komt vooral doordat de elektriciteitsafname van het net stijgt naarmate meer verduurzamingsinvesteringen worden gedaan
- Daarnaast lopen de nettarieven zelf structureel op, onder meer door hogere systeem- en investeringskosten in het elektriciteitsnet
- Onder pakket 1 zorgt de TenneT-subsidie (circa €1,5 mld per jaar in 2027–2030, ongeveer €6,6/MWh) tijdelijk voor lagere nettarieven en liggen de netwerkkosten in die jaren duidelijk onder de base/pakket 2, maar na afloop van de subsidie lopen de netwerkkosten weer op richting hetzelfde lange termijn niveau

TenneT-subsidie als onderdeel van pakket 1

	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Subsidie	-	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	1,5 mld	-
Impact op netwerkkosten	-	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-€6,6/MWh	-

Sluiten van raffinaderijen leidt tot hoge kosten, waardoor het aannemelijker is dat deze een alternatieve aanwending krijgen

Exit-kosten en strategische alternatieven

Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- In de NL'se raffinagesector zijn ca. 4000 mensen werkzaam - Het is aannemelijk dat deze mensen slechts in beperkte mate kunnen worden overgeplaatst naar het buitenland, waardoor een exit gepaard gaat met hoge ontslagkosten
Regelgeving-gerelateerd	Raffinaderijen hebben een wettelijke verplichting om de grond schoon achter te laten; volgens de raffinaderijen zijn de hieraan gerelateerde kosten zeer hoog
Lange termijn contracten	Het is mogelijk dat raffinaderijen verplichtingen hebben om het proces van industrieel geïntegreerde partijen te faciliteren (e.g. een chemiefabriek); het verbreken van dergelijke contracten kan bij een productiestop kosten met zich meebrengen
Verzonken kosten	- Mede door de relatief aantrekkelijke locatie van NL'se raffinaderijen in Europa vanwege de Rotterdamse haven zijn er recent grote investeringen gedaan door meerdere olie- en gasbedrijven in NL - In het geval van sluiting van een raffinaderij zullen deze investeringen (gedeeltelijk) moeten worden afgeschreven aangezien niet alles kan worden verkocht
Overig	N.v.t.



Strategische alternatieven

- Raffinaderijen worden bij een acute volledige productiestop in NL geconfronteerd met hoge exit-kosten
- Aangezien de raffinagelocatie volgens de industrie veel kansen biedt voor alternatieve aanwendingen (bijv. als importhub), is dit een aannemelijker scenario dan een complete exit
- De vraag naar raffinageproducten zal namelijk naar verwachting in ieder geval tot 2050 blijven bestaan (o.a. voor petrochemie)
- De raffinageproductie zal zich daarbij naar buiten Nederland kunnen verplaatsen om vervolgens de eindproducten hierheen te exporteren en direct te verkopen of op te werken in de petrochemische sector

Interessante alternatieve investeringslocaties



België

- Productieverplaatsing binnen Europa **bespaart transportkosten** t.o.v. verplaatsing buiten Europa
- EB-vrijstellingen** en de **lagere nettarieven voor grootverbruikers** blijven vooralsnog **behouden**



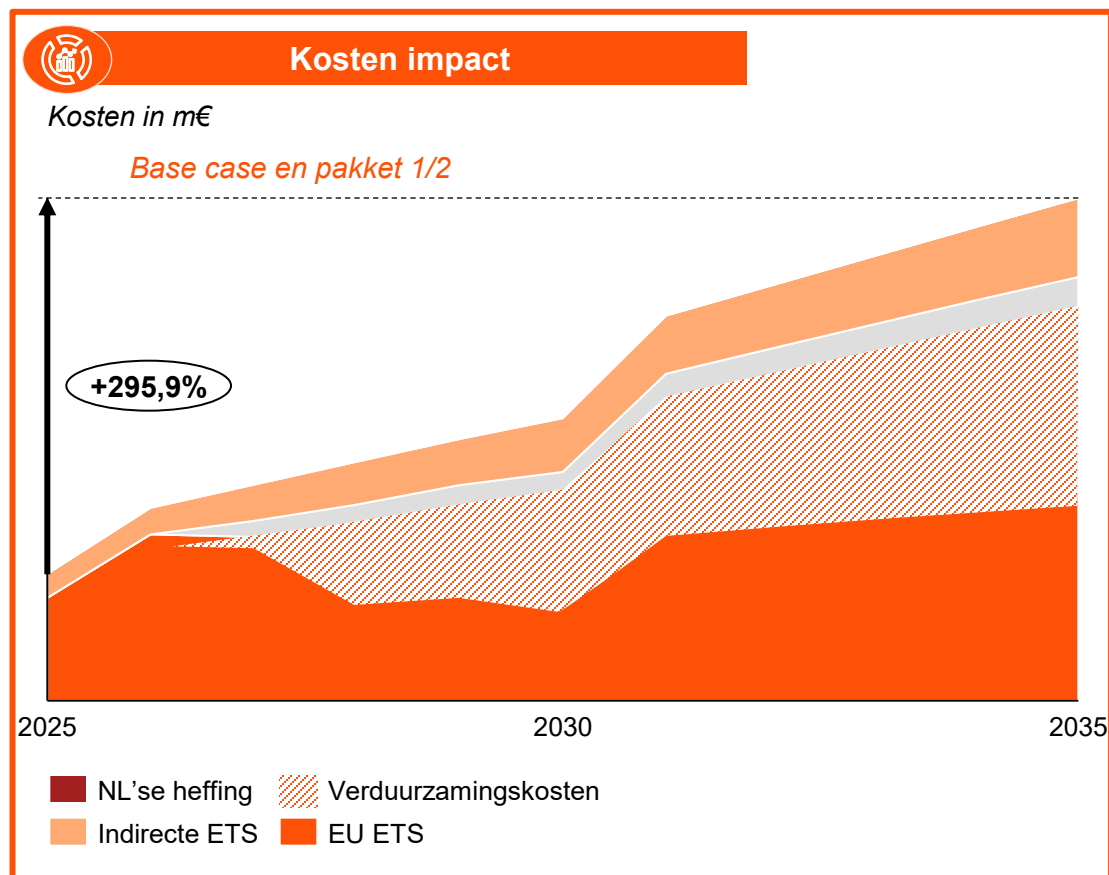
Duitsland

- Productieverplaatsing binnen Europa **bespaart transportkosten** t.o.v. verplaatsing buiten Europa

CO₂-gerelateerde kosten voor raffinaderijen stijgen tot 2035 met bijna 300% — verduurzaming verandert vooral de kostensamenstelling, niet het kostenniveau

Conclusies

Conclusies kosten impact klimaatbeleid



Samenvatting

- In 2026 liggen de totale **elektriciteitskosten** van de raffinaderijen in Nederland hoger dan in de andere landen. Dit heeft met name als oorzaak de volumekorting (VCR) op de netwerkkosten in 2024 is afgeschaft
- Een aantal raffinaderijen wekt het **grootste gedeelte** van hun **stroom zelf op** d.m.v. een **WKK**. Deze stroom is in alle landen **vrijgesteld** van **elektriciteitsbelasting** – over de **input** (aardgas) betalen de raffinaderijen sinds 2025 wel (gedeeltelijk) **energiebelasting**
- Daarnaast betalen raffinaderijen in de meeste landen een **relatief laag percentage** aan **energiebelasting op elektriciteit** door **gedeeltelijke vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie** – in **Nederland en Duitsland** is de nestroom van raffinaderijen niet vrijgesteld maar leidt het degressieve tariefstelsel desondanks **relatief lage kosten**
- In zowel de base case als onder pakket 1/2 stijgen de CO₂-gerelateerde kosten van raffinaderijen richting 2035 met bijna 300%
- De implementatie van verduurzamingsopties verandert vooral de **samenstelling van de kosten** en niet het **totale kostenniveau**: een groter deel bestaat uit verduurzamingskosten en indirecte ETS-kosten, terwijl de directe EU-ETS-lasten afnemen door lagere emissies
- **Als deze hogere kosten slechts beperkt kunnen worden doorberekend in de markt, komen marges en EBITDA structureel onder druk te staan** en worden investeringen sterk afhankelijk van de internationale concurrentiepositie

Internationale vergelijking

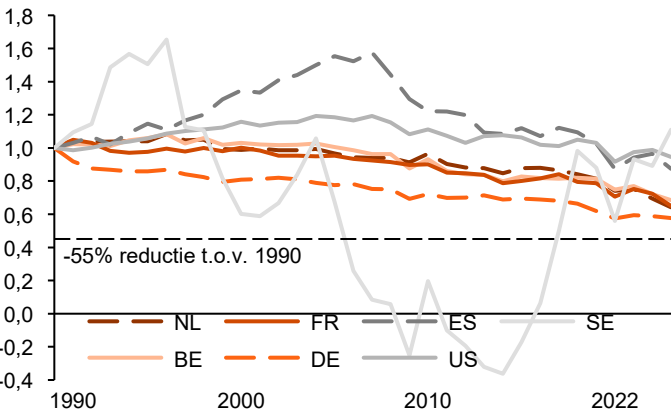
3

Van de 5 Europese landen heeft Duitsland de hoogste doelen voor emissiereductie en aandeel hernieuwbare energie

Decarbonisatie doelen

Historische broeikasgasuitstoot (1990-2023)

INDEX 1 = 1990 broeikasgasuitstoot niveau



Land	Reductie sinds 1990	Benodigde reductie voor 2030 EU doel	Benodigde reductie voor nationale doel
NL	-36%	-19%	-24%
BE	-33%	-22%	n.v.t.
FR	-35%	-20%	-28%
DE	-42%	-13%	-24%
ES	-13%	-42%	-19%
VS	-20 ¹ %	n.v.t.	-31 ⁴ %
SE	+11%	-66%	-74%

CO₂-reductie sinds 1990: <25% 25-40% >40%

Klimaatbeleid doelen en ambities (2030)

Land	Decarbo- nisatie uitstoot (t.o.v. 1990)	Energie opwekking uit hernieuwbare bronnen	Groene waterstof productie capaciteit doel (% t.o.v. huidige productie) ⁴	Groene waterstof gebruiks- verplichting
	-55% CO ₂ -eq	39% van alle energie- verbruik; 70% van alle elektriciteitsverbruik	3-4 GW (26,8%)	8-24% op bedrijfs-niveau ⁵
	-55% CO ₂ -eq	41% van alle energieverbruik 80% van alle elektriciteitsverbruik	>0,15 MW in 2026 (3,25%)	42% op landelijk niveau
	-50% CO ₂ -eq ²	Totaal capaciteitsdoel 118 GW	6,5GW & 10GW in 2035 (80,2%)	42% op landelijk niveau
	-65% CO ₂ -eq	41% van alle energieconsumptie 80% van alle elektriciteitsverbruik	10GW (57%)	42% op landelijk niveau
	-50-52 ^{1,6} %	100% van alle elektriciteitsverbruik in 2035 ⁶	10 mln ton Schone waterstof ⁶	Geen verplichting
	-32% CO ₂ -eq	97% van alle energieconsumptie 81% van alle elektriciteitsverbruik	11GW	42% op landelijk niveau
	-62% CO ₂ -eq	100% fossielvrije elektriciteitsproductie in 2040 ⁷	5GW elektrolysecapacitei t in 2030, 15GW in 2045	42% op landelijk niveau

Toelichting

- **Duitsland heeft de meest ambitieuze decarbonisatie doelen**, gevolgd door Nederland en België en Frankrijk. De VS en Spanje tonen de minste ambitie
- **Ten opzichte van 1990 heeft Duitsland de broeikasgasuitstoot het snelst verminderd**, gevolgd door Nederland. Een belangrijke kanttekening hierbij is dat beide landen veel koleninzet hadden waardoor CO₂-reductie snel mogelijk was vanaf 1990
- **Nederland heeft lagere doelstellingen** voor **energieverbruik** en **elektriciteitsverbruik** uit **hernieuwbare bronnen** dan BE, DE en ES
- **Geen enkel land heeft concrete doelen vastgesteld voor CCS**. Alle landen hebben doelen voor de bouw van groene H₂-infrastructuur
- **De EU RFNBO** gebruiksverplichting voor industrie wordt in **Nederland in het huidige wetsvoorstel** deels geïmplementeerd als (gedeeltelijke) verplichting op bedrijfsniveau. Duitsland heeft onlangs aangegeven geen verplichting op bedrijfsniveau te zullen hanteren
- **Duitsland heeft het hoogste absolute capaciteitsdoel voor wind op zee** met 30 GW in 2030. Nederland heeft een doel van 21 GW in 2032
- **Nederland heeft geen capaciteitsdoel voor zon- of windenergie** maar heeft daarentegen wel een doel voor hernieuwbare elektriciteit op land: 35 TWh (2030)
- **Zweden lijkt het verst weg van de (nationale) doelen**, maar had in 1990 wel de **laagste uitstoot van alle landen**

1) VS doel van -51% broeikasuitstoot in 2030 is t.o.v. 2005 niet 1990 – Biden regering; 2) Frankrijk stelt zijn decarbonisatie doel op een andere manier (netto) - de reductiedoelstelling van -50% CO₂-eq. is niet inclusief LULUCF 3) De doelen en ambities van het klimaatbeleid zijn momenteel onzeker, omdat de nieuwe regering mogelijke doelstellingen uitstelt of wijzigt. 4) Het aandeel van de huidige productiecapaciteit dat moet worden vergroend in dit percentage zegt niets over het tempo van de transitie; belangrijker is hoe stimulansen zoals de beschikbaarheid van elektriciteit dit beïnvloeden; 5) o.b.v. huidig concept wetsvoorstel ([link](#)); 6) Biden Regering doelen – onzeker of en welke doelen zullen blijven staan; 7) Energy use in Sweden ([link](#)).

De prijs voor CO2-emissies ligt in de VS lager dan in de EU; tot 2025 had Nederland de hoogste prijs door de nationale CO2-heffing, die in 2026 is gepauzeerd

CO₂-emissiehandelssystemen (ETS) in alle landen

Prijs schema	Land van toepassing	Prijsmechanisme	Prijs	CO ₂ Weglek preventie	Toekomstige ontwikkelingen
EU - ETS	 NL	- Markt gericht; Cap & trade 2024 cap; 1.386 MtCO₂e³ 2024-2027: 4,3% jaarlijkse reductie van cap - Vanaf 2028: 4,4% jaarlijkse reductie van cap	2026: 84,94 ⁷ €/tCO ₂ e	Gratis emissierechten & CBAM vanaf 2026	- Geen gratis emissierechten vanaf 2039 - Sectorale uitbreiding: (Mogelijk) afvalverbrandings-installaties in 2028 - Maritieme sector wordt gefaseerd opgenomen vanaf 2024
	 BE				
	 FR				
	 DE				
	 ES				
	 SE				
NL CO ₂ Heffing	 NL	- Minimumprijs gebaseerd op vooraf vastgelegd prijspad met jaarlijkse verhoging van €12,84 - Om dubbele beprijzing te voorkomen wordt alleen het prijs- verschil tussen de EU ETS en de nationale CO₂-heffing betaald	2026 ¹ : 78,67 €/tCO ₂ e Prijspad 2021-2030: 30,48 - 78,67 €/tCO ₂ e	Dispensatierechten & ingroepad zorgen voor geleidelijke invoering van beprijzing waardoor bedrijven een kans krijgen tijdig te verduurzamen	Verzoek Tweede Kamer op 25 juni 2025 voor afschaffing CO ₂ -heffing is ingetreden op 1 januari 2026. Door de kunstmatig lagere nationale heffing dan EU ETS heft NL effectief geen aanvullende CO ₂ -heffing meer. ¹
Californië ETS	 VS (Californië)	- Markt gericht; Cap & trade - Cap 2024; 280,7 MtCO₂e	2026 ⁴ : 30,85 \$/tCO ₂ e	Gratis emissierechten	Mogelijke sectorale uitbreiding & samenwerking met Washington

Toelichting

- In Nederland moeten energie-intensieve bedrijven extra betalen voor CO₂-uitstoot door middel van twee prijs schema's;** De nationale CO₂-heffing en het EU ETS. Dit zijn aparte systemen, maar werken samen in de praktijk. De nationale CO₂-heffing zorgt ervoor dat emissies in Nederland voldoende belast worden om de Nederlandse klimaatdoelen te halen. Als de ETS-prijs hoger is dan de minimumprijs, vervalt de heffing
- Om CO₂-weglek te voorkomen, werden in de eerste EU ETS-fases emissierechten gratis toegewezen.** Sinds 2021 worden 57% van de emissierechten geveild. In de toekomst worden gratis rechten in EU- en VK-ETS geleidelijk afgeschaft om de totale hoeveelheid CO₂-emissies te verminderen
- Nederland gebruikt dispensatierechten binnen de nationale CO₂-heffing, die op een vergelijkbare manier worden toegekend als de allowances in het EU ETS-systeem.** Deze rechten stellen industriële uitstoot vrij op basis van productiebenchmarks. Voor uitstoot boven de benchmark moeten bedrijven extra dispensatierechten kopen
- Het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) wordt geleidelijk ingevoerd om CO₂-weglek te voorkomen** en als aanvulling op het afschaffen van gratis emissierechten vanaf 2026

1) NEA, 'Tarieven CO₂-heffing' ([link](#)); 3) Luchtvaartindustrie: 28.9 MtCO₂e (2024) 4) ICAP, 'ICAP allowance pricer' ([link](#)); 5) European Commission, 'EU ETS Emission Cap'([link](#)); 7) Ember energy (2025), 'European electricity prices and costs' ([link](#)); EU ETS allowances prijs op 20 januari 2026;

In Nederland geldt voor grootverbruikers in mineralogie en overige sectoren een relatief hoog belastingtarief op elektriciteit

Energiebelasting en heffingen elektriciteitsverbruik (grootverbruiker¹) – 2025 en 2026

Land	Metallurgie sector (e.g. zink en staal)			Mineralogie sector (e.g. glas en bakstenen)			Overige sectoren ²			
							Volledig verbruik van het net		Volledig opgewekt met WKK	
	€ct/kwh	+/- NL		€ct/kwh	+/- NL		€ct/kwh	+/- NL	€ct/kwh	+/- NL
	0,00	-		0,39	-		0,39	-	0,00	-
	0,00			0,38			0,38		0,00	
	0,09	+100%		0,09	-77%		0,22	-42%	0,00	n.v.t.
	0,09			0,09			0,22		0,00	
	0,00	n.v.t.		0,00	-100%		0,05	-88%	0,00	n.v.t.
	0,00			0,00			0,05		0,00	
	0,20	+100%		0,20	-34%		0,25	-21%	0,00	n.v.t.
	0,25			0,25			0,30		0,00	
	0,00	n.v.t.		0,00	-100%		0,00	-81%	0,00	n.v.t.
	0,00			0,00			0,00		0,00	
	0,04	+100%		0,04	-89%		0,25	-25%	0,04	+100%
	0,04			0,04			0,29		0,04	
	0,01	n.v.t.		0,01	-99%		0,07	-84%	0,01	+100%
	0,00			0,00			0,06		0,00	

 2025  2026

Toelichting

- De **getoonde gemiddelde tarieven** in de tabel links gelden alleen voor een **grootverbruikersprofiel** met een verbruik van 500 mln kWh
- Nederland** kent een **relatief hoog energiebelasting** tarief voor **grootverbruikers** in de mineralogische sector en overige sectoren die netstroom gebruiken (tarieven liggen 34% tot 100% lager in de vergeleken landen)
- Metallurgische producenten** (bijv. zink) en bedrijven die hun stroom uit een eigen **WKK's** krijgen, zijn **volledig** vrijgesteld van energiebelasting op stroom
- In **Nederland en Duitsland** zijn er **relatief minder vrijstellingen voor energie-intensieve bedrijven**. Hierdoor betalen Nederlandse en Duitse bedrijven in de mineralogische sector hogere belastingen dan bedrijven in andere vergeleken landen. Duitse bedrijven in de metallurgische sector en WKK's betalen ook meer vergeleken met de andere landen in de analyse
- In **Spanje** geldt **geen volledige vrijstelling voor WKK**, maar geldt voor de meeste sectoren, zo ook voor WKK, een **vrijstelling van 85%** voor energiebelasting op elektriciteit voor bedrijven
- Waar in Zweden zowel **WKK-installaties** als de **metallurgische en mineralogische bedrijven** vrijgesteld zijn van energiebelasting, moeten ze wel in bezit zijn van voldoende Elcertificaten³

De raffinage, petrochemie, overige sectoren & WKK's betalen meestal een hoger effectief belastingtarief in NL dan in de andere landen – alleen Zweden is duurder

Energiebelasting restgas en aardgasverbruik (grootverbruiker¹) – 2025 en 2026

Land	 Metallurgie & mineralogie sectors		 Raffinage en petrochemie ² sectors		 Overige sectoren		 WKK ³	
	€ct/m ³	+/- NL	€ct/m ³	+/- NL	€ct/m ³	+/- NL	€ct/m ³	+/- NL
	0,00	-	 2,78 2,75	-	 5,47 5,40	-	 2,23 2,53	-
	0,00							
	 0,55 0,55	+100%	 0,37 0,37	-86%	 0,73 0,73	-87%	0,00 0,00	n.v.t.
	0,00 0,00	n.v.t.	 0,78 0,70	-74%	 1,56 1,40	-74%	0,00 0,00	n.v.t.
	 3,29 0,27	+100%	 3,76 2,25	-18%	 7,52 4,49	-17%	 4,40 1,37	-46%
	0,00 0,00	n.v.t.	0,00 0,00	-100%	0,00 0,00	-81%	0,00 0,00	n.v.t.
	 0,56 0,56	+100%	 0,56 0,56	-80%	 0,56 0,56	-90%	0,00 0,00	n.v.t.
	0,00 0,00	n.v.t.	0,00 0,00	-100%	 11,39 11,46	112%	 6,72 6,76	167%

 2025  2026

Toelichting

- De **getoonde gemiddelde tarieven** in de tabel links gelden alleen voor een **grootverbruikersprofiel** met een verbruik van 2.000 mln m³
- **Door degressieve tarieven in NL betalen middelgrote verbruikers per m³ gas meer dan grootverbruikers** – vergeleken met andere landen is de belastingdruk voor grootverbruikers relatief hoog
- **In Duitsland is de Gasspeicherumlage afgeschaft vanaf 2026** waardoor de **belasting op gas** aanzienlijk is **afgenomen**⁴
- **Voor grootverbruikers van gas zijn er in alle landen vrijstellingen beschikbaar voor de energie-intensieve industrie.** In de VS is er geen energiebelasting op gas en dus ook geen vrijstelling beschikbaar
- In alle geanalyseerde landen zijn er voor producenten met **metallurgische en mineralogische procedés vrijstellingen** beschikbaar die hen (gedeeltelijk) vrijstellen van de energiebelasting op gas (kolom 1)
- **Raffinagegassen zijn in alle landen vrijgesteld van energiebelasting**, waardoor raffinaderijen en petrochemie alleen belasting betalen over hun aardgasverbruik, zonder sectorale vrijstellingen (kolom 2)
- **In Zweden is het tarief voor energiebelasting op aardgas het hoogst**, zowel voor de niet-vrijgestelde sectoren als voor de WKK-installaties

Er bestaan grote internationale verschillen in netwerkkosten; netwerktarieven voor grootverbruikers in NL veruit het hoogst door afschaffen VCR

Internationale vergelijking – Netwerkkosten

Netwerktarieven in 2023 en 2026 in €ct/kWh¹

Land	Middelgrootverbruiker	Grootverbruiker	Belangrijkste drijvers ontwikkeling nettarieven
 2023	1,86	0,11	• Afschaffing VCR in 2024 belangrijkste factor in hoge kosten laatste jaren voor grootverbruikers. Daling 2026 met name veroorzaakt door afronding investeringen net op zee.
2026	2,59	1,87	
 2023	0,97	0,54	• Stijging netwerkkosten 2025 veroorzaakt door infrastructurele investeringen netbeheerders t.b.v. de energietransitie ¹ • Gereduceerd tarief beschikbaar voor grootverbruikers
2026	1,27	0,94	
 2023	3,15	0,11	• Huidige berekeningen gaan uit van constante afname, maar door tijdsdifferentiatie in Franse tarieven is besparing mogelijk • Grootverbruikers hebben recht op volumekorting (tot 81%)
2026	6,38	0,13	
 2023	2,64	0,14	• Sterke verhoging Arbeits- en Leistungspreis in 2024 • Daling in 2026 veroorzaakt door daling in diezelfde tarieven • Grootverbruikers hebben recht op volumekorting (tot 90%)
2026	2,86	0,14	
 2023	2,59	0,62	• Netwerktarieven in de VS fluctueren driemaandelijks, hierdoor fluctueren de netwerkkosten meer dan in de andere onderzochte landen
2026	2,88	0,71	
 2023	1,65	0,13	• Netwerktarieven ES laten kleine wijzigingen zien, geen sprake van grote beleidswijzigingen • Grootverbruikers ontvangen volumekorting van 80%
2026	1,97	0,15	
 2023*	1,95	0,21	• Netwerktarieven DSO's in SE stabiel tussen 2024 en 2026 • Lichte stijging in de TSO tarieven tussen 2023 en 2026, geen sprake van grote beleidswijzigingen
2026	1,90	0,27	

Toelichting

- Er bestaan **aanzienlijke internationale verschillen in netwerkkosten** voor middel- en grootverbruikers
- In **NL** en **DE** **stegen** nettarieven in 2024 door grote **investeringsopgaven** en hogere **energieprijzen** (NL en DE) en het **stopzetten** van een subsidie ingevoerd tijdens de energiecrisis (DE)
- In **BE** (2025) en **FR** (introductie Turpe 7 in 2026) zijn de nettarieven voor **middelgrootverbruikers** sterk verhoogd n.a.v. noodzakelijke infrastructurele investeringen t.b.v. de energietransitie²
- In **alle landen** gelden significant **lagere netwerktarieven** voor grootverbruikers **m.u.v. Nederland** door de **unilaterale afschaffing** van de volumekorting (**VCR**) in 2024
- In de **Verenigde Staten** (Texas) bewegen de **netwerktarieven** met de markt mee door dat deze **elke drie maanden** kunnen worden **aangepast**
- **Gedifferentieerde tarieven** in combinatie met een **grootverbruikerskorting** van **80%** (hoogspanningsnet 6.3TD) verklaart het verschil tussen middel- en grootverbruikers in **Spanje**
- In SE zijn **grootverbruikers** direct aangesloten op het net en betalen een **gereduceerd** tarief

Nederland stelt aanvullende voorwaarden voor de compensatie van indirecte ETS-kosten, wat kan resulteren in een concurrentienadeel voor Nederlandse bedrijven

Ongelijk speelveld indirecte EU ETS kostencompensatie

Land	Huidig IKC beleid (2025)		Toekomstig IKC beleid (2026-2030)		Toelichting
	Sectoren	Compensatie niveau	Sectoren	Compensatie niveau	
 EU	EU Annex I-sectoren waaronder aluminium, pulp en papier, staal, koper, geraffineerd e	Compensatieniveau 80% voor kernsectoren, 75% voor secundaire sectoren. Steunintensiteit FR, ES en DE effectief 98% door super cap, welke beperking van indirecte emissiekosten tot 1,5% van de bruto toegevoegde waarde van het bedrijf toestaat Aanvullende voorwaarden: >50% herinvestering in vermindering broeikasgassen of in netondersteuning		75% voor nieuwe sectoren, 80% voor kernsectoren; Aanvullende voorwaarden: Minimaal 50% moet worden geïnvesteerd in vermindering broeikasgassen of in netondersteuning	• EU hanteert een eenduidig minimumkader, maar lidstaten verschillen in aanvullende nationale voorwaarden • EU heeft een richtlijndocument gepubliceerd dat het IKC-beleid tussen 2026 en 2030 uitbreidt² welke lidstaten toestaat IKC aan extra sectoren te leveren onder strikte voorwaarden, d.w.z. dat minimaal 50% van de verstrekte hulp moet worden herinvesteerd in reductiemaatregelen of netondersteuning.³ In tegenstelling tot BE is er in NL ruimte voor compensatie voor uitbreiding van de sectoren • NL hanteert aanvullende voorwaarden voor het toekennen van indirecte CO₂-kostencompensatie aan bedrijven. Het is onduidelijk of deze voorwaarden tussen 2026-30 van kracht blijven omdat ze niet worden geadresseerd in de beleidspakketten, welke enkel budgetzekerheid tot 2031 garanderen⁸ • Als de extra voorwaarden blijven bestaan, lopen sommige bedrijven die vanaf 2026 in aanmerking komen voor IKC het risico geen IKC te krijgen, terwijl hun concurrenten het wel kunnen ontvangen in bijvoorbeeld BE, DE, FR en ES waar deze voorwaarden niet bestaan
 NL		75% (net als de EU) NL-specifieke voorwaarden: >50% herinvestering in CO ₂ -reductie wat jaarlijks 3% ⁶ vermindering tot 2030 oplevert, verplicht CO ₂ -reductieplan en verplichte energie-audit		75% voor nieuwe sectoren en 80% voor huidige sectoren NL-specifieke voorwaarden: 50% herinvestering (met flexibelere/extra in aanmerking komende investeringen, e.g. projecten die het net ondersteunen)	
 BE		75% (net als de EU) BE-specifieke voorwaarden: strikte herinvesteringsverplichting van 50% ¹ binnen 5 jaar, bij niet voldoen aan productbenchmark		75% BE-specifieke voorwaarden: 50% herinvestering (met flexibelere/extra in aanmerking komende investeringen, e.g. projecten die het net ondersteunen)	
 FR		75% (net als de EU) FR-specifieke voorwaarden: Aanvullende hulplimiet op 1,5% GVA ⁴		75% voor nieuwe sectoren en 80% voor huidige sectoren + 1,5% GVA-cap blijft FR-specifieke voorwaarden: 50% herinvestering	
 DE		75% (net als de EU) DE-specifieke voorwaarden: Aanvullende hulplimiet 1,5% GVA, en 50% herinvesteringsregel of inkopen 30% groene stroom		75% voor nieuwe sectoren en 80% voor huidige sectoren + 1,5% GVA-cap blijft DE-specifieke voorwaarden: 50% herinvestering	
 ES		75% (net als de EU) ES-specifieke voorwaarden: Aanvullende hulplimiet 1,5% GVA		75% voor nieuwe sectoren en 80% voor huidige sectoren + 1,5% GVA-cap blijft ES-specifieke voorwaarden: 50% herinvestering	
 SE		0% (strenger dan EU voor kernsectoren) SE-specifieke voorwaarden: Zweedse overheid biedt géén nationale regeling voor compensatie van indirecte ETS-kosten, ondanks EU-toestemming ⁷		0% (strenger dan EU voor kernsectoren) SE-specifieke voorwaarden: Zweden zal géén nationale regeling blijven aanbieden voor indirecte ETS compensatie; bedrijven blijven blootgesteld aan indirecte ETS-kosten	
			Uitgebreide EU-lijst wordt aangenomen waaronder bijvoorbeeld meststoffen, meer chemische subsectoren, kunststoffen en vezels, ijzerertsminbouw, synthetisch rubber, textielvezels, kleurstoffen en pigmenten, keramische tegels, batterijen en non-woven producten, vallen.		

PwC

1) Herinvestering moet plaatsvinden in een van de volgende gebieden: directe reductie van broeikasgassen in Vlaamse centrales, verbeteringen in energie-efficiëntie, productie van hernieuwbare energie, flexibele elektriciteitsvraag; 2) Brief van de Minister van Buitenlandse Zaken, nr. 4160. Nieuwe Commissievoorstellen en initiatieven van de lidstaten van de Europese Unie. ([link](#)); 3) Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 ([link](#)); 4) European Commission (2022). ([link](#)); 5) European Commission (2022). ([link](#)); 6) Uitzonderingsclausule: bij niet-haalbaarheid van 3%-reductie moet bedrijf moet motiveren waarom, én een aanvullend plan indienen waarin minstens 30% van het elektriciteitsverbruik uit koolstofvrije bronnen komt ([link](#)). 7) Swedish Forest Industries ([link](#)); 8) In het coalitieakkoord is een reeks opgenomen over de IKC die tot en met 2035 reikt ([link](#)).

112



Appendix

A.1

Methodologie

We analyseren per casestudie of wijzigingen in beleid leiden tot verhoogd risico op CO₂-weglek

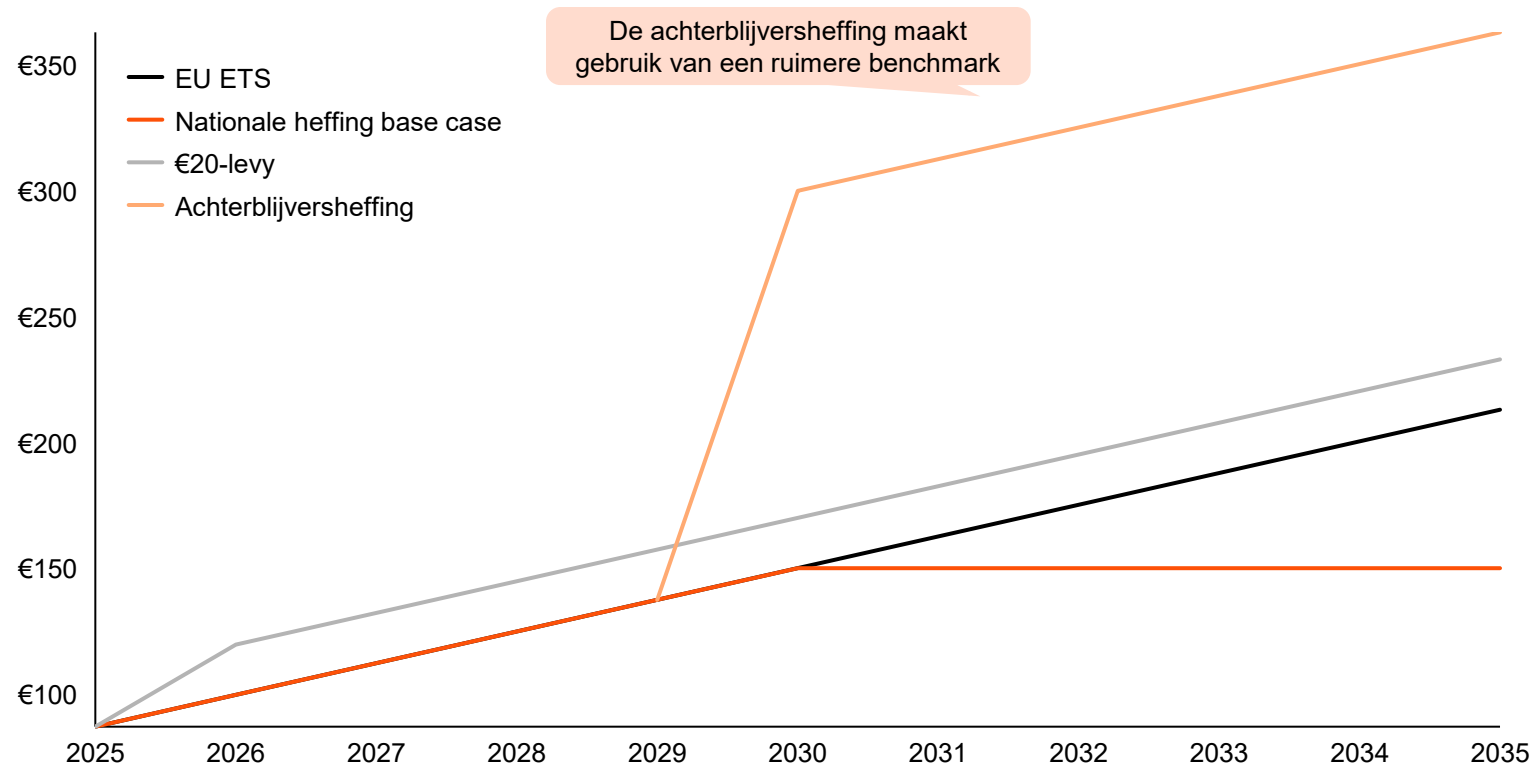
Onderzoeksvragen en afbakening

Hoofdvraag	Subvragen	Analyse in casestudie	Toelichting
Leiden wijzigingen in het Nederlandse en Europese klimaatbeleid tot (extra) weglekrisico voor bedrijven en welk handelingsperspectief hebben bedrijven?	A Opereert het bedrijf in een internationale context? Is het eigendom van een moederbedrijf met het hoofdkantoor in het buitenland?	<u>Bedrijfsprofiel</u> +	- Voor het beantwoorden van de hoofdvraag van het onderzoek, leidt nationaal beleid tot een verhoogd risico op CO₂-weglek, analyseren we de impact van aanscherpingen in CO₂-prijsbeleid en energiebelastingen op de winstgevendheid van de bedrijven - Omdat de veranderingen in klimaatbeleid grote impact hebben op de elektriciteitskosten van bedrijven, berekenen wij de (potentieel) stijgende elektriciteitskosten en analyseren we hoe deze veranderen in Nederland en de andere landen - De winstgevendheidsanalyse houdt rekening met mogelijke winstimpact-mitigerende maatregelen die beschikbaar zijn voor het bedrijf (e.g. verduurzaming en kostendoorgifte) - Op de conclusiepagina reflecteren we op de implicaties van de winstimpact op productie- en investeringsbeslissingen van het bedrijf in Nederland op korte en lange termijn, en het risico op CO₂-weglek tussen gebieden of sectoren
	B Wat is de energie- en CO ₂ -intensiteit van het productieproces? Waar gaat de meeste uitstoot mee gepaard?	<u>Procesbeschrijving</u> +	
	C Welke elektriciteitskosten heeft het bedrijf in Nederland? En hoe verhouden deze zich tot de kosten in het buitenland?	<u>Electriciteitskosten</u> +	
	D Welke investeringen kan het bedrijf doen om kostenverhogingen voor te blijven en wat heeft het bedrijf hiervoor nodig?	<u>Verduurzamingsopties</u> +	
	E In welke mate kan een bedrijf de kostenverhogingen doorgeven binnen de waardeketen? (upstream of downstream)	<u>Doorgiftemogelijkheid</u> +	
	F Wat is het individuele effect van wijzigingen van de maatregelen op bedrijfskosten en –winst?	<u>EBITDA-impact</u> +	
	G Heeft het bedrijf strategische alternatieven? Welke factoren spelen de grootste rol bij een mogelijk vertrek uit Nederland?	<u>Exit-kosten</u> +	
	H Op basis van de verwachte impact op de winstgevendheid van het bedrijf, welke implicaties kunnen worden afgeleid met betrekking tot het risico van CO ₂ -weglek?	<u>Conclusies</u>	

Er wordt gebruik gemaakt van een EU ETS prijsscenario en drie varianten van de nationale heffing

CO₂-beprijzing aannames: EU ETS en nationale CO₂-heffing

Ontwikkeling EU ETS en NL'se CO₂-heffing (€/tCO₂ in '26€)



Toelichting

- De figuur laat de totale CO₂-prijs (EU ETS + nationale opslag) zien die in de casestudies wordt gebruikt, op basis van het ETS-S2-pad van de Europese Commissie
- In de base case volgt de nationale CO₂-heffing het huidige wettelijke pad: tot en met 2030 loopt de totale prijs op tot ongeveer €150/t, waarna de nationale heffing in 2031 volledig wegvalt en alleen de ETS-prijs overblijft
- In de €20-levy-variant wordt vanaf 2025 tot 2035 een vaste opslag van circa €20/t bovenop de ETS-prijs gelegd; de totale CO₂-prijs ligt in dit scenario dus doorlopend ~€20/t hoger dan in het ETS-scenario
- In de achterblijversheffing wordt vanaf 2030 een opslag van €150 op emissies boven de '13-'20 ETS-benchmark ingevoerd

Per casestudie analyseren we de mogelijkheid tot kosten-doorgifte, zowel upstream als downstream in de waardeketen

Mogelijkheid tot kostendoorgifte

Doorgiftemogelijkheid van Nederlandse en Europese kosten

Factor	Relatie tot kostendoorgiftemogelijkheid	Analysemethode
Geografische markt	De geografische marktafbakening geeft inzicht in welke mate bedrijven concurreren met partijen in regio's met lagere CO ₂ -beprijzing of energiebelasting waardoor kosten beperkt kunnen worden doorgerekend	We analyseren de geografische marktafbakening op basis van fusiebesluiten van de EC en op basis van kwalitatieve input van de bedrijven
Marktaandeel	Een hoog marktaandeel (>50%) kan marktmacht ¹ verschaffen waardoor een partij mogelijk toch kosten kan doorrekenen (ondanks dat concurrenten deze kosten mogelijk niet hebben)	We analyseren marktaandelen op basis van deskresearch en input van de bedrijven
Prijszetting	De manier waarop prijzen worden bepaald verschilt per markt en heeft invloed op de doorgiftemogelijkheid; met name commodity-markets (aardgas, elektriciteit, metalen) bieden zeer beperkte mogelijkheid voor individuele partijen om prijzen te zetten terwijl producenten van sterk gedifferentieerde producten hier meer vrijheid in hebben	We analyseren prijszettingmethoden op basis van deskresearch en input van bedrijven
Carbon Leakage List (EC)	De EC heeft een Carbon Leakage List opgesteld van sectoren die zij aanmerken als risicolopend voor CO ₂ -weglek (deze sectoren ontvangen meer vrijstellingen onder ETS) en geven een indicatie van intercontinentale concurrentiedruk	Op basis van de Carbon Leakage List als gedefinieerd door de EC voor ETS Fase 4
Doorgifte-mogelijkheid	Op basis van deze analyse bepalen we doorgifteaanname voor NL'se en EU'se kosten en hanteren die bij de EBITDA-analyse	

Toelichting

- Eén manier voor bedrijven om de impact van klimaatbeleid te mitigeren is door deze kosten door te rekenen aan leveranciers (*upstream*) door lagere prijzen te bedingen of aan afnemers (*downstream*) door hogere verkoopprijzen te rekenen
- De mate waarin kosten worden doorgegeven is o.a. afhankelijk van de markten waarin het betreffende bedrijf actief is en over welke marktmacht het bedrijf beschikt (zie links)
- Naast dat deze analyse inzicht biedt in het handelingsperspectief van de bedrijven, dient het ook als input voor de doorgifteaanname in de EBITDA-analyse
- Aangezien de daadwerkelijke doorgiftemogelijkheid lastig te vangen valt in een percentage, en hierover verschillende meningen bestaan, voeren we sensitiviteitsanalyses uit met variërende doorgiftepercentages (te vinden in de appendix)

De bedrijven opereren op internationale markten waardoor doorgifte van NL'se (en vaak EU'se) kosten beperkt mogelijk is

Kostendoorgiftemogelijkheid

Bedrijf	Verkoop-producten	Geografische markt	Marktaandeel	Doorgifte-mogelijkheid ¹	Toelichting
	LDPE / LLDPE	Ten minste EER	~15% - ~28% NL totaal	 Beperkt  Geen / zeer beperkt 	Dow concurreert veelal op markten die mogelijk breder zijn dan Europa, waardoor kostendoorgifte van Europese kosten mogelijk beperkt is en van Nederlandse kosten zeer beperkt (of geheel niet mogelijk)
	Polyether Polyolen	Ten minste EER	25-24% NL totaal		
	Benzeen	Ten minste West-Europa	20% NL totaal		
	Butadieen	Ten minste West-Europa	18% NL totaal		
	Polyether polyolen	Ten minste EER	25-43% NL totaal		
	Testliner en golfblad	Ten minste EER	<10% EER	 Beperkt  Geen / zeer beperkt 	SWRP concurreert op markten die mogelijk breder zijn dan Europa, waardoor kostendoorgifte van Europese kosten mogelijk beperkt is en van Nederlandse kosten zeer beperkt (of geheel niet mogelijk)
	Pulp, papier en karton	Ten minste EER	<10% EER		
	Zink	Ten minste EER	10-15% EER	 Beperkt  Geen / zeer beperkt 	De prijs van zink wordt bepaald op de London Metal Exchange (LME) waardoor kostendoorgifte onwaarschijnlijk is; mogelijk dat Europese kosten in enige mate kunnen worden doorgerekend o.b.v. regionale premia
	Stikstof	EER	10-15% EER	 Grotendeels mogelijk  Geen / zeer beperkt 	- De prijs van industriële gassen geleverd via pijpleiding wordt bepaald door de verwachte opbrengst van de kapitaalinvesteringen die nodig zijn voor aanleg van de pijpleiding en eventuele regionale risicopremies - Air Products kon extra Europese beleid gerelateerde kosten historisch gezien doorberekenen in langetermijncontracten. De verwachting is dat in de toekomst de doorgiftemogelijkheden afnemen omdat de afnemers niet in staat zijn de kosten volledig door te rekenen aan hun afnemers
	Zuurstof	EER	5-10% EER		
	Argon	EER	20-30% EER		
	Waterstof	EER	20-30% EER		
Raffinage sector	Dieselolie/Stookolie	EER	~10% EU (gehele NL industrie)	 Mogelijk/Beperkt  Zeer beperkt 	Homogene commodityproducten op (minstens) Europese markten en een beperkt marktaandeel betekenen weinig marktmacht, waardoor downstream doorgifte van NL'se kosten slechts beperkt mogelijk is en doorgifte van Europese kosten veelal zeer beperkt is
	Kerosine en Benzine	EER			
	LPG	Ten minste EER	~1% Wereldwijd		
	Nafta	West-Europa	(gehele NL industrie)		

Geografische markt:  Nationaal  (Mogelijk) Europees  (Mogelijk) intercontinentaal

Marktaandeel:  >20%  10% – 20%  <10%

We brengen verduurzamingsopties van bedrijven in kaart en classificeren ze in drie categorieën

Implementatie van verduurzamingsopties

Analyse verduurzamingsopties

Inventarisatie van verduurzamingsopties

- Welke opties hebben de bedrijven om hun productie-proces op korte en lange termijn te verduurzamen?
- Wat is het effect van deze verduurzamingsopties op het niveau van CO₂-uitstoot, elektriciteitsverbruik en gasverbruik?

Zekere verduurzamingsopties

- Welke emissiereducties en energiebesparingen leveren de zekere verduurzamingsopties op?
- Hoe vertaalt de emissiereductie zich naar het toekomstige emissiepad?

Onzekere verduurzamingsopties

- Welke verduurzamingsopties zijn onzeker om te worden geïmplementeerd vanwege technische of financiële beperkingen?
- Aan welke randvoorwaarden moet worden voldaan om deze opties te implementeren?
- Zijn er speelveldongelijkheden die verduurzamingsopties onzeker maken?

Classificaties gebruikt in het rapport

Implementatie
waarschijnlijk

*Dit zijn de opties die
waarschijnlijk zullen
worden geïmplementeerd*

Implementatie
onwaarschijnlijk

*Deze opties zijn technisch
en/of financieel niet
haalbaar*

Implementatie
mogelijk, maar
ongelijk speelveld

*Deze opties zijn technisch
en financieel haalbaar
maar ongelijk speelveld
levert onzekerheid op*

Toelichting

- Per casestudie brengen we in kaart welke verduurzamingsopties het bedrijf heeft op korte en lange termijn, hoe deze het energieverbruik en CO₂-uitstoot kunnen reduceren en aan welke randvoorwaarden moet worden voldaan om deze te implementeren. We volgen hierbij de input van de bedrijven en hebben hier geen externe toets op uitgevoerd
- We onderscheiden daarbij zekere opties (implementatie waarschijnlijk) en onzekere opties (implementatie onwaarschijnlijk of implementatie mogelijk, maar ongelijk speelveld), afhankelijk van technische haalbaarheid, financiële haalbaarheid en het internationale speelveld
- De randvoorwaarden van onzekere verduurzamingsopties worden geïnterpreteerd aan de hand van verkregen informatie van de bedrijven in de casestudies en informatie verkregen uit deskresearch (openbare bronnen en studies)

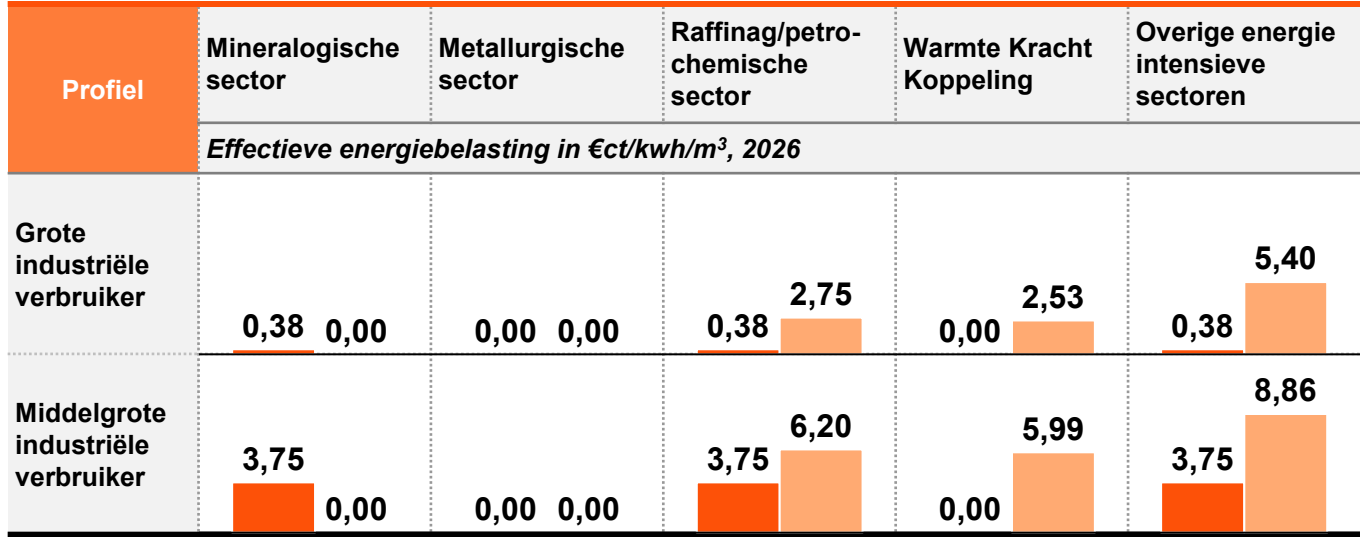
In dit onderzoek vergelijken we de energiebelasting voor groot- en middelgrote verbruikers in NL ten opzichten van zes andere landen

Internationale vergelijking – Energiebelasting elektriciteit & gas

Gebruikte profielen voor internationale vergelijking

Profiel	Elektriciteits-verbruik	Gecontracteerde capaciteit	Gemiddeld piekverbruik p/m	Bedrijfstijd (uren)	Gas-verbruik
Grote industriële verbruiker	500 mln kWh	62.500 kW	56.250 kW	8.000	2.000 mln m³
Middelgrote industriële verbruiker	10 mln kWh	2.500 kW	1.800 kW	5.000	50 mln m³

Ter illustratie



Legenda Elektriciteit Gas

Toelichting

- **Beleidskeuzes** gerelateerd aan industrie- en klimaatbeleid worden gemaakt in de **context** van wel of niet concurrerende energieprijzen. **Elektriciteitsprijs verhogingen** komen daarbij mogelijk **bovenop** een reeds **bestaand concurrentienadeel** voor de NL'se industrie
- In dit onderzoek worden de belastingen op energiegebruik, de vrijstellingen en de netwerkkosten geanalyseerd. De andere component van de elektriciteitsprijs: **groothandelsprijs** en de **IKC** (een tegemoetkoming ter compensatie voor hogere elektriciteitsprijzen veroorzaakt door doorberekening van CO₂-emissierechten) (zie speelveldtoets 2024 voor informatie)
- We analyseren **internationale verschillen** door energiebelastingen te berekenen op basis van twee **verbruiksprofielen**; grote verbruikers en middelgrote verbruikers
- De twee verbruiksprofielen worden berekend voor **5 verschillende sectoren**: Mineralogie, Metallurgie, Raffinage/petrochemie, Warmte Kracht Koppelingen en overige energie-intensieve industrie
- Door verschillende **degressieve componenten** (degressieve belastingstelsels & elektro-intensiteitskortingen) hebben **grote verbruikers** over het algemeen **lagere energiebelastingkosten**
- De grafieken bevatten waarden op basis van de **aanname** dat **al het verbruik** van elektriciteit/gas **binnen** de eventueel **aanwezige sectorale vrijstelling** van het profiel valt
- De **inzichten** uit de land-profielen **staan los** van de **casestudies** en kunnen dus **niet in combinatie** met de casestudies **gebruikt worden**

Voor de deelnemende bedrijven berekenen we de verwachte EBITDA-impact van huidig en overwogen beleid in de pakketten t/m 2035

Impact op winstgevendheid

Bedrijven

1



2



3



4



5

Raffinages

Impactanalyse van de beleidsmaatregelen op de EBITDA¹

- De EBITDA in jaar t berekenen we voor de periode 2021 – 2030 per bedrijf d.m.v. de volgende formule:

$$EBITDA_t = EBITDA_{basecase} - (ETS_t - Indirecte ETSt) * Doorgifte\ EU\ kosten - (NL'se\ heffing_t) * Doorgifte\ NL\ kosten - Netwerkkosten_t * Doorgifte - Overigt$$

- Als startpunt van de analyse hanteren we een basecase EBITDA, welke gelijk staat aan het 10-jarig historisch gemiddelde gecorrigeerd voor inflatie en alle factoren die we in de verdere analyse variëren; we tellen hier bijvoorbeeld de ETS-kosten bij op die de afgelopen 10 jaar zijn gemaakt om die er vervolgens per jaar (t) tussen 2025 en 2035 van af te trekken
- De NL'se en Europese kosten vermenigvuldigen we met een doorgiftepercentage om tot de EBITDA-impact te komen, we baseren deze doorgifteaanname op een analyse van de up- en downstream markten waarop het bedrijf actief is
- Voor het berekenen van de toekomstige energiebelastings- en CO₂-kosten gebruiken we wederom 10-jarig historische gemiddelden wat betreft productiecijfers, CO₂-uitstoot en energieverbruik
- De berekende EBITDA wordt gebruikt om ceteris paribus de impact van klimaatbeleid te bepalen, en is geen middel om toekomstige winstgevendheid in te schatten omdat we geen rekening houden met bijvoorbeeld verwachtingen t.a.v. productie-ontwikkeling, marktomstandigheden of fluctuaties in grondstofprijzen en energieprijzen

1) In onze analyse gebruiken wij de EBITDA als een proxy voor het cash generend vermogen van het bedrijf. Er moet bedacht worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekkers te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul;

We analyseren de implicaties van een volledige productiestop aan de hand van 5 type exit-kosten

Exit-kosten en strategische alternatieven

5 verschillende type exit-kosten met voorbeelden

Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	- De kosten als gevolg van het verminderen van de hoeveelheid personeel (e.g. transitievergoeding, juridische kosten) - Het verlies van moeilijk te vervangen werknemers (e.g. experts) of het gebrek aan kennis op alternatieve locaties
Regelgeving-gerelateerd	- Hoge kosten door wettelijke verplichtingen voor het “opruimen” van een productiefaciliteit (e.g. bodemreiniging, lastig te verkopen assets) - Het vervallen van financiële stimulansen (e.g. subsidies, vrijstellingen)
Lange termijn contracten	- Lange termijn contr. obligaties t.o.v. leveranciers (e.g. min. afname) - Lange termijn contr. obligaties t.o.v. klanten (e.g. min. productie) - Lange termijn contracten voor het gebruik van bepaalde assets - Lange termijn overeenkomsten met andere partijen (e.g. investeerders)
Verzonken kosten	- Investerings in assets die worden afgeschreven bij vertrek door bijv. moeilijk te verkopen assets vanwege een gespecialiseerde toepassing - Het verliezen van een (lokaal) opgebouwd klantenbestand bij vertrek (e.g. marketing kosten, verlies opgebouwde klantenrelaties)
Overig	- Management/aandeelhouder overwegingen (e.g. lokale betrokkenheid, verlies marktaandeel) - First mover disadvantage; verlies van marktaandeel in de markt - Gebrek aan voldoende aantrekkelijke alternatieve locaties



Strategische alternatieven

- Bij hoge EBITDA-impact van klimaatbeleid zien wij 4 opties voor bedrijven om hier mee om te gaan:
 - 1 Onveranderd produceren
 - 2 Verminderen v/d productie
 - 3 Verduurzamen v/d productie
 - 4 Volledige productiestop
- We analyseren per casestudie de financiële implicaties van een volledige productiestop aan de hand van 5 typen exit-kosten (zie links)
- Daarnaast analyseren we de relatieve aantrekkelijkheid van (flinke) productie-vermindering: kan dit op kostenefficiënte wijze gebeuren?
- Deze analyse biedt inzichten in de relatieve aantrekkelijkheid van een volledige productiestop t.o.v. de alternatieven

Interessante alternatieve investeringslocaties



Per bedrijf analyseren we wat de strategische alternatieven zijn naast het doorgeven van kosten of de verduurzaming van het productieproces, met name of een verplaatsing van productie naar buiten Nederland tot de mogelijkheden behoort en zo ja, op welke manier

A.2

Landprofielen



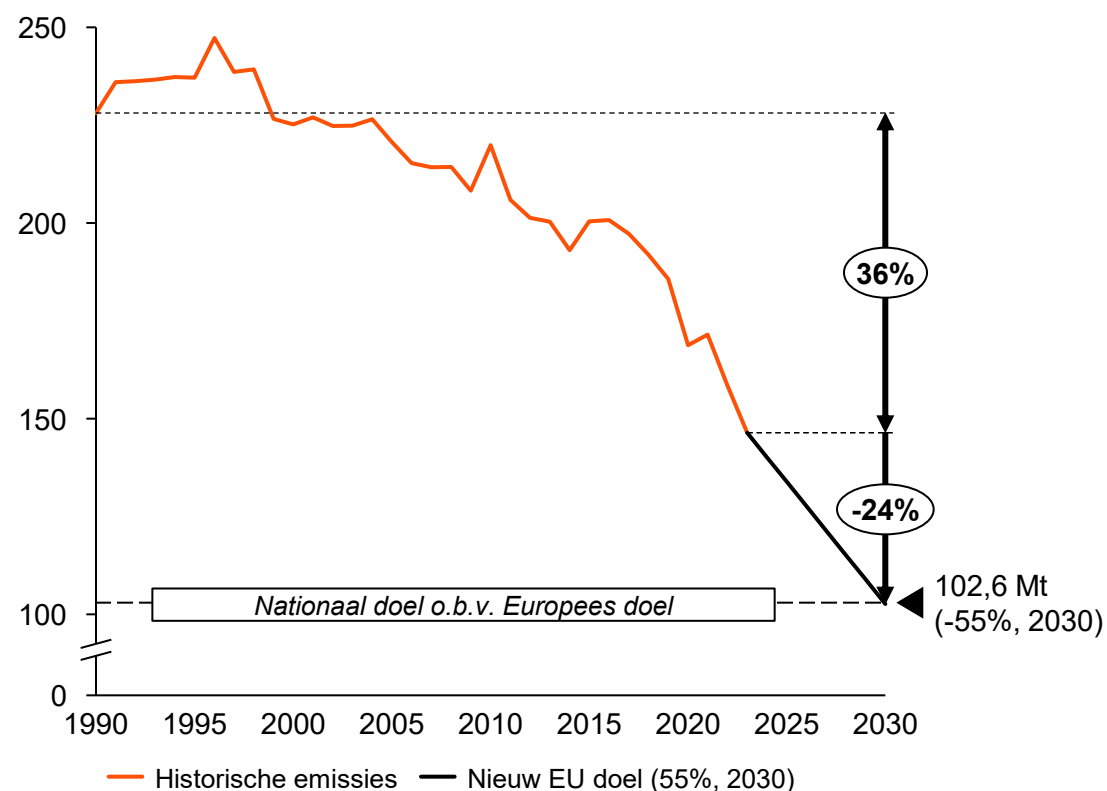
Landprofielen: Nederland



Nederland heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Landprofiel – Nederland

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie

- Volgens de Klimaatwet moet Nederland in 2030 minstens 55% minder broeikasgassen uitstoten dan in 1990 en in 2050 klimaatneutraal zijn
- Het beleid is 'overgeprogrammeerd' richting $\pm 60\%$ reductie in 2030 om het wettelijke 55%-doel met meer zekerheid te halen; dit ligt boven het EU-minimum van 55%
- Nederland heeft de Global Methane Pledge ondertekend en wil de methaanuitstoot tussen 2020 en 2030 met 30% verlagen
- Voor niet-ETS-sectoren geldt een ESR-emissiebudget van 829 Mt CO₂-eq (2021-2030) en voor landgebruik een 2030-doel rond 4,9 Mt CO₂-eq; ETS-sectoren volgen het EU-doel van -62% t.o.v. 2005

Doelen energie opwekking

- EU-doel voor Nederland: in 2030 komt 39% van het finale energieverbruik uit hernieuwbare bronnen
- Volgens het Klimaatakkoord moet in 2030 70% van de elektriciteit uit hernieuwbare bronnen komen
- Het capaciteitsdoel voor wind op zee is gezet op 21GW in 2032.⁴ Het doel voor hernieuwbare elektriciteit op land is 35TWh in 2030⁵

Doelen groene waterstof

- Het nationale productie doel is 3-4GW capaciteit in 2030³
- Ambitie voor een productiecapaciteit van 15-20GW in 2040⁶
- Bouw van een landelijk H₂-netwerk tussen industriële clusters met internationale verbindingen met buurlanden⁶
- Gebruiksdoel voor hernieuwbare waterstof in industrie van 42% in 2030 en 60% in 2035, dit is gelijk aan het EU doel³

Doelen CCS

- Nederland heeft nog geen formeel nationaal CCS-doel vastgelegd, maar in beleidsdocumenten wordt verwacht dat CCS in 2030 minstens ~ 10 Mton CO₂-reductie per jaar realiseert, vooral via projecten als Porthos en Aramis



Nederlandse CO₂-beprijzing bovenop het EU ETS voor industriële bedrijven in 2026 gepauzeerd; de energiebelasting kent verder degressieve tarieven

Landprofiel – Nederland

	 Europees niveau CO₂-beprijzing	 Nationale CO₂-beprijzing
	EU ETS	NL CO ₂ -heffing ¹
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Europees emissiehandelssysteem voor industrie, energie en luchtvaart/maritiem - Emissieplafond daalt versneld richting 2030; de ETS-uitstoot in 2030 62% lager zijn dan in 2005	- Geldt als minimum prijs voor CO₂-uitstoot door EU ETS industrie - Tarief CO₂-heffing en jaarlijkse verhoging vastgelegd in Wet belasting op milieugrondslag, beide bedragen worden jaarlijks geïndexeerd - Tarief in 2026 t/m 2031 op €78,67 vastgesteld, wat onder het EU ETS-niveau ligt wat betekent dat er effectief geen nationale CO₂-beprijzing geldt²
		
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie, elektriciteit/warmte, luchtvaart, maritiem	ETS-industrie, afvalverbrandingsinstallaties en N ₂ O-installaties
Start datum	1 Januari 2005	1 Januari 2021
Gebruikte maten	1 tCO₂-eq. (= één emissierecht, EUA) - Prijs in €/tCO₂	1 tCO₂-eq. als grondslag - Prijs in €/tCO₂
CO₂-weglek preventie-maatregelen	- Gratis rechten voor weglekgevoelige sectoren - CBAM beschermt geselecteerde sectoren aan EU-grens (staal, cement, kunstmest, aluminium, waterstof)	Berekening dispensatierechten leunt op EU ETS systeem, maar kent een aantal belangrijke verschillen ³
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade: schaarste aan rechten bepaalt prijs	Belastingtarief – vast prijspad tot 2030 (30,48€/tCO ₂ in 2021 tot 78,67€/tCO ₂ in 2030); bedrijf betaalt (tarief – ETS-prijs) indien positief
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	Verzoek Tweede Kamer op 25 juni 2025 afschaffing CO ₂ -heffing, kabinet kijkt momenteel naar optie om CO ₂ -heffing tot 2030 te pauzeren. Besluitvorming vindt plaats in 2025. ¹

1) Wat is CO₂-heffing? Nederlandse Emissieautoriteit (NEA), 2025. ([link](#)). 2) Tarieven CO₂-heffing. Nederlandse Emissieautoriteit (NEA), 2025. ([link](#)) 3) Toekenning verschilt met EU ETS op een aantal vlakken zie ([link](#))



Nederlandse CO₂-beprijzing bovenop het EU ETS voor industriële bedrijven in 2026 gepauzeerd; de energiebelasting kent verder degressieve tarieven

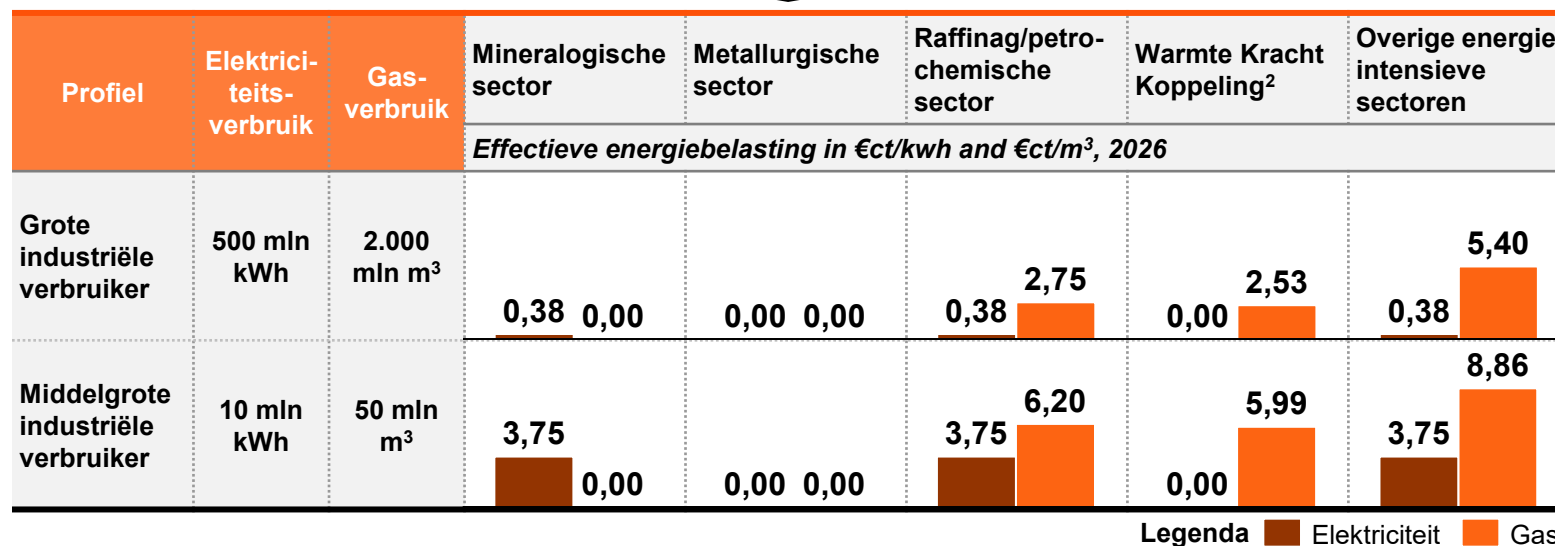
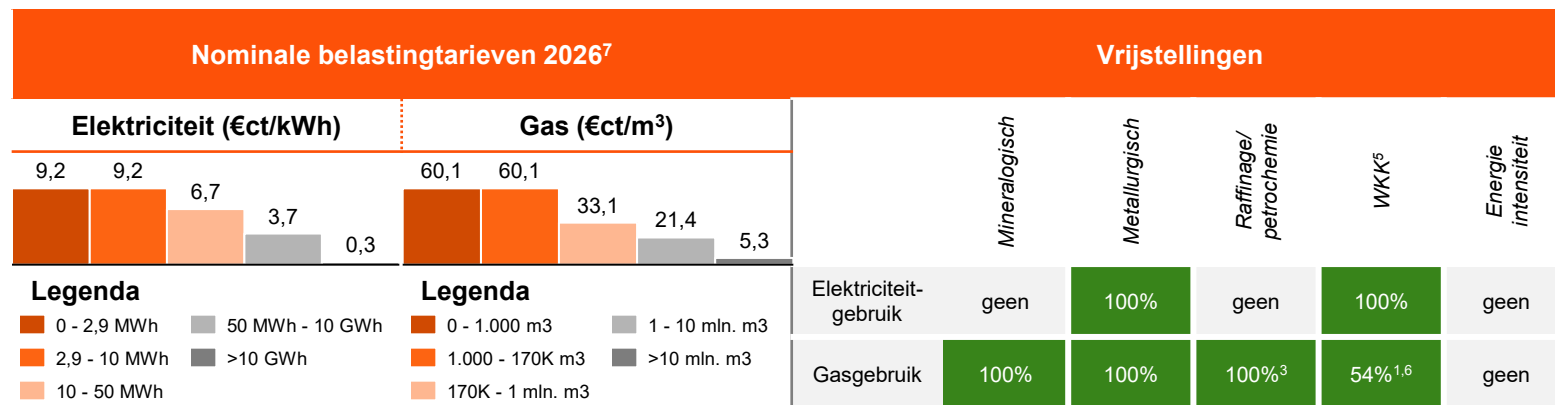
Landprofiel – Nederland

	 Nationale CO ₂ -beprijzing	 Aanvullende belasting
	NL CO ₂ -heffing voor Afvalverbrandingsinstallaties (AVI) ¹	Energiebelasting elektriciteit en gas
Achtergrond & relevante hoofdpunten	Ingevoerd om de uitstoot van broeikasgassen door afvalverbrandingsinstallaties te verminderen	• Heeft als hoofddoel het bevorderen van efficiënt energieverbruik in Nederland • Degressief tariefensysteem waarbij tarieven jaarlijks worden vastgesteld door de overheid
		
Toepassingsgebied	CO ₂ -uitstoot die vrijkomt bij het verbranden van afval (methaan en N ₂ O niet) Uitzonderingen op bepaalde afvalstromen; medisch afval en recyclebaar afval	Alle elektriciteits & gas gebruikers, maar er zijn uitzonderingen voor specifieke industriële ntssen
Start datum	1 Januari 2021	1 Januari 1996
Gebruikte maten	€ per CO ₂ uitstoot	• 1 kwh/m3 voor berekening belastbare voet • 1 €/kwh/m3 voor prijs
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Dispensatierechten	• Voor zowel elektriciteit als gas geldt een degressief systeem waardoor grootverbruikers per verbruikseenheid minder dan kleinverbruikers betalen • Voor CO₂-weglek gevoelige sectoren gelden vrijstellingen voor beide belastingen
Prijszettings-mechanisme	Tarief – jaarlijks vasgesteld (Het tarief is €103,66/tCO ₂ in 2024 en loopt op tot €303,55 in 2030)	Belastingtarief – jaarlijks vastgesteld (zie volgende bladzijde voor belastingtarieven voor 2025)
Toekomstige ontwikkelingen	• In 2026 beoordeelt de Europese Commissie of de AVI's vanaf 2028 volledig moeten meedoen aan het EU ETS²	Bevordering van elektriciteitsgebruik over gasgebruik door verlaging van belasting op elektriciteit en verhoging van belasting op gas



In NL gelden voor elektriciteit- en gasgebruik degressieve belastingtarieven; enkele industrieën krijgen vrijstellingen

Landprofiel – Nederland



Toelichting

- In Nederland is er voor zowel elektriciteit als gas een degressief tariefschalen systeem waardoor grootverbruikers per verbruikte eenheid minder betalen dan kleine verbruikers
- Voor de belasting op elektriciteitsverbruik is de trend dat de tarieven sinds 2021 in alle verbruikschalen zijn gestegen. Het tarief in de hoogste verbruiksschaal is relatief gezien het meest gestegen (x4,7) en de 1&2^{de} verbruikschalen relatief gezien het minste (x0,1)
- Voor elektriciteit gelden vrijstellingen voor metallurgische procedés en voor elektriciteit uit WKK's
- Voor de belasting op gasverbruik is de trend dat de tarieven in alle verbruiksschalen stijgen waarbij procentueel vooral in de hoge verbruikschalen (>170k m³) de tarieven van 2021-2025 met een factor 3,2 tot 7,6 zijn gestegen⁴
- Voor gasverbruik bestaat voor het gebruik in mineralogische en metallurgische procedés een vrijstelling. Daarnaast worden zelf opgewekte gassen ook vrijgesteld wat vooral voor de raffinage en petrochemische industrie van belang is. Wanneer gas verbruikt wordt in een WKK⁵ is dit vrijgesteld als de opgewekte energie geleverd wordt aan het net. Voor eigengebruik geldt een vrijstelling van ~60%⁶ op gasverbruik

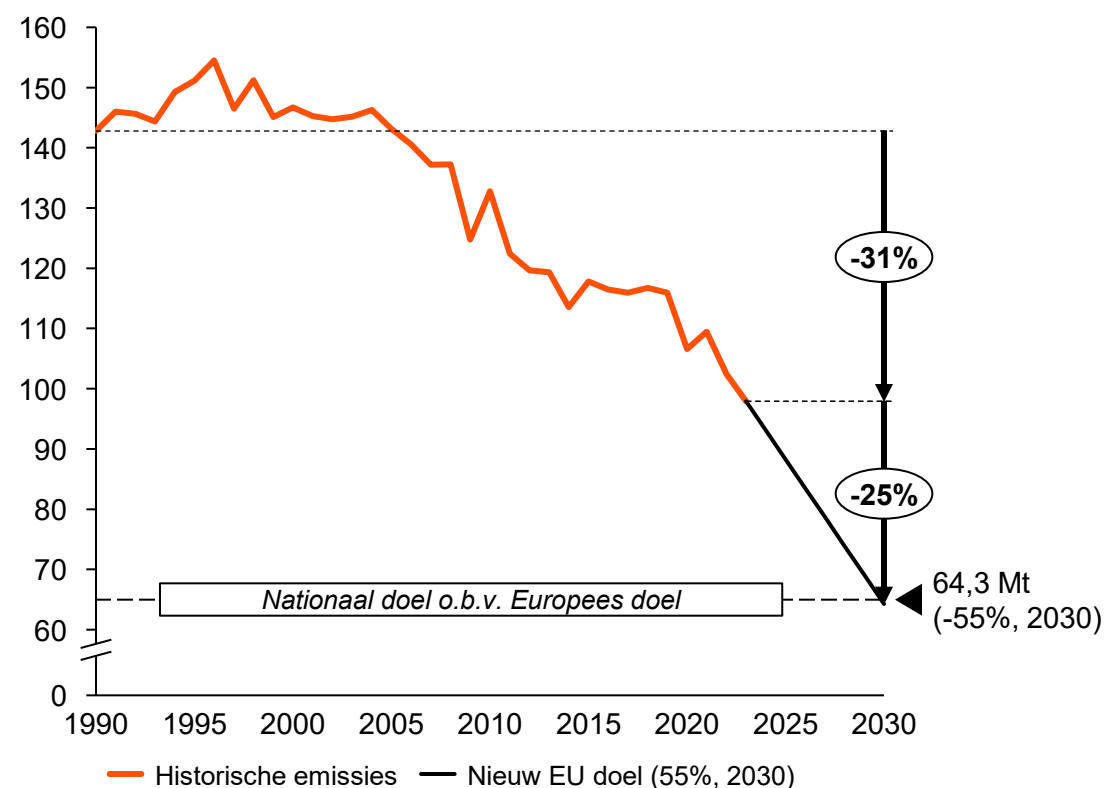


Landprofielen: België

België heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – België

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie

- In België is het nationale broeikasgasreductiedoel gezet op -55% t.o.v. 1990. Dit is gelijk aan het doel dat door de EU is vastgelegd in de Green Deal²
- Voor ETS-sectoren volgt België het EU reductiedoel van -62% in 2030 t.o.v. 2005⁶. België heeft geen nationaal doel specifiek voor ETS-industrie²
- Om het nationale reductiedoel te behalen wordt een reductie van -25Mt CO₂-eq. (-37% t.o.v. 2021⁵) uit niet-ETS sectoren verwacht tussen 2022-2030²
- In de landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw sectoren is het doel om in 2030 een extra netto-opslagcapaciteit van 320 kton CO₂-eq. te realiseren⁸
- België heeft een nationaal doel om in 2030 30% minder methaanemissies uit te stoten t.o.v. 2020⁷

Doelen energieopwekking

- De EU doelstelling hernieuwbare energie consumptie voor België is 21,7% in 2030⁶
- Voor de elektrificatie van de energie consumptie heeft de federale overheid het doel gesteld in 2030 5,5-5,9 GW aan offshore (wind en zon op zee) capaciteit te hebben². In 2040 is het offshore capaciteitsdoel op 8 GW gezet³

Doelen groene waterstof

- Voor groene waterstof is het nationale productie doel >150 MW capaciteit in 2026⁴
- H₂-netwerk verbinden met NL, FR & DE in 2028⁴
- EU RFNBO doel van 42% in 2030 in industrie, de uitwerking van de implementatie van het nationale doel (tevens 42%) is nog niet bekend⁷

Doelen CCS

- België heeft geen specifieke CCS doelstelling op dit moment

1) Deze figuur laat de netto uitstoot inclusief LULUCF-verwijderingen zien, d.w.z., de totale uitstoot verminderd met koolstofverwijdering uit landgebruik en bossen. Bron: Uitstoot cijfers vanaf 1990 tot 2023 European Environment Agency (2026), 'EEA greenhouse gasses – data viewer' ([link](#)); 2) Nationaal Energie- en Klimaatplan 2021-2030 (NEKP 2030) (2023) ([link](#)); 3) Een vlaamse waterstofstrategie (2020) ([link](#)); 4) Waterstof Visie en Strategie (2022), ([link](#)); 5) Klimaat.be (2024), 'De uitstoot in de ESR-sector' ([link](#)); 6) Federale Regering België (2024), 'Het finaal geactualiseerd Federaal Energie-en Klimaatplan (FEKP) – 2024' ([link](#)); 7) Economie(2024), 'Belgische Federale Waterstofstrategie' ([link](#)); 8) Vlaanderen: departement omgeving(2024), 'Broeikasgasemissies en -opslag door landgebruik, veranderingen in landgebruik en bosbouw' ([link](#))



België hanteert relatief lage energielasten en heeft geen nationale CO₂-beprijzing

Land profiel – België

	 Europees niveau CO ₂ -beprijzing	 Aanvullende belastingen	
		Speciale Accijns ^{1,2}	Energiebijdrage belasting ⁴
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Er is een CO₂-beprijzingsmechanisme ingevoerd om de hoeveelheid CO₂-uitstoot in de EU te verminderen - Efficiëntiebenchmarks opgesteld door de 10% meest efficiënte productiefaciliteiten per sector	Het hoofddoel is het genereren van extra inkomsten en het stimuleren van duurzamere keuzes	- Energie-efficiëntie en duurzamer energiegebruik te stimuleren - Opbrengst gaat naar de energiefonds
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie	Van toepassing op alle elektriciteit en aardgas gebruikers, met een paar vrijstellingen	Van toepassing op afnemers per afnamepunt van elektriciteit
Start datum	1 Januari 2015	1 Januari 2022	1 Januari 2022
Gebruikte maten	1 tCO₂ voor berekening belastbare voet 1 €/tCO₂ voor prijs	€/kWh gebruikte aardgas en elektriciteit ²	€ per afnamen punt
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	- Er worden gratis rechten toegekend aan bedrijven die gevoelig zijn voor CO₂-weglek - Uitgefasering van gratis rechten & CBAM wordt ingevoerd om CO₂-weglek in de toekomst te voorkomen	Bijzondere accijns op elektriciteit in België is een degressieve belasting ³	n.v.t.
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade gebaseerd systeem	Belastingstarief – jaarlijkse vastgesteld	Jaarlijks vastgesteld (2025- afnemer op laagspanning: €9,88, middenspanning: €188,35, en hogespanning €1.098,73) ⁵
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	De accijnzen zijn ontworpen om mee te evolueren met de energieprijzen	Er wordt verwacht dat belastingen zullen blijven evolueren in het kader van de energietransitie en sociale ondersteuning

1) Federale overheidsdienst financiën, 'Accijnzen' ([link](#)); 2) COGEN, 'Bijzondere accijns op Elektriciteit en aardgas gebruikers' ([link](#)); 3) CREG, 'Accijnzen op elektriciteit en aardgas' ([link](#)); 4) VREG, 'Heffingen' ([link](#)) 5) Vlaanderen Overheid, 'Tarief van de bijdrage energiefonds' ([link](#))



België hanteert relatief lage energielasten en heeft geen nationale CO₂-beprijzing

Land profiel – België

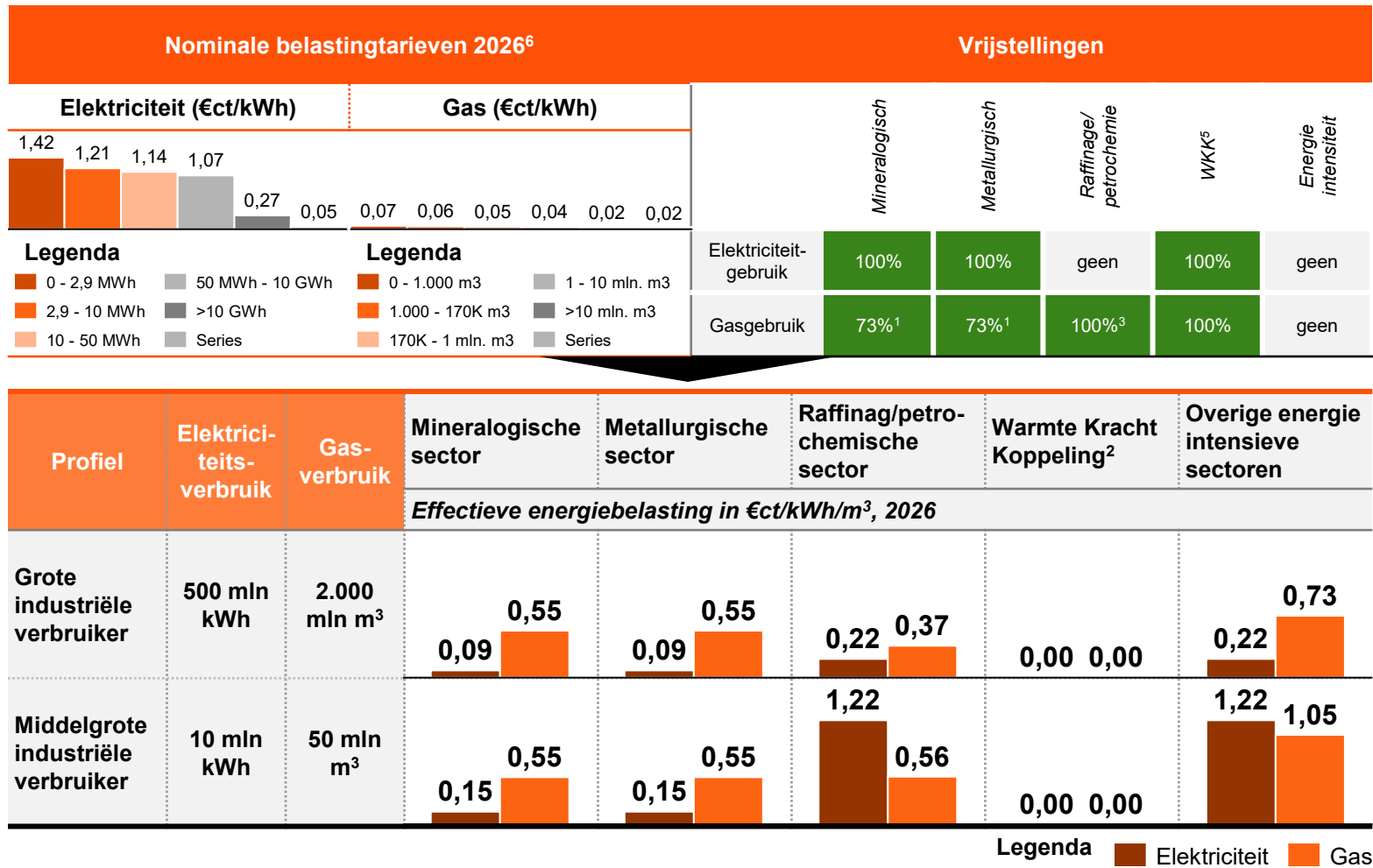
	Aanvullende belastingen		
	Belasting voor openbare diensten (Vlaanderen) ¹	Belasting voor openbare diensten (Vlaanderen) ¹	Belasting op masten en sleuven (Vlaanderen) ¹
Achtergrond & relevante hoofdpunten	Helpt met financiering voor openbare diensten en stimuleren van rationeel energie verbruik	Financiering van maatregelen ter ondersteuning van hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling	Bevorderen van efficiënt landgebruik
			
Toepassingsgebied	Van toepassing op gebruikers van elektriciteit binnen Vlaanderen	Van toepassing op gebruikers van elektriciteit binnen Vlaanderen	Belastingen op infrastructuur zoals masten en sgrauwerken voor kabels en leidingen
Start datum	1 Januari 2022	1 Januari 2022	1 Januari 2022
Gebruikte maten	€/MWh netto afgenomen	€/MWh netto afgenomen	€/MWh netto afgenomen
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Prijszettings-mechanisme	Belastingstarief – periodieke evaluatie	Belastingstarief – periodieke evaluatie	Belastingstarief – periodieke evaluatie
Toekomstige ontwikkelingen	Er wordt verwacht dat belastingen zullen blijven evolueren in het kader van de energietransitie en sociale ondersteuning	Er wordt verwacht dat belastingen zullen blijven evolueren in het kader van de energietransitie en sociale ondersteuning	Lokaal energie en klimaatpact 2.0 vraagt om de bestaande heffingen op pylons en sleuven van ELIA stop te zetten tegen 2026 ²

1) ELIA(2024), 'Tariffs PSO Levy'([link](#)); 2) Vlaanderen Overheid, 'Lokaal Energie en Klimaat Pact'([link](#))



In BE gelden voor elektriciteit- en gasgebruik degressieve belastingtarieven; enkele industrieën krijgen vrijstellingen

Land profiel – België



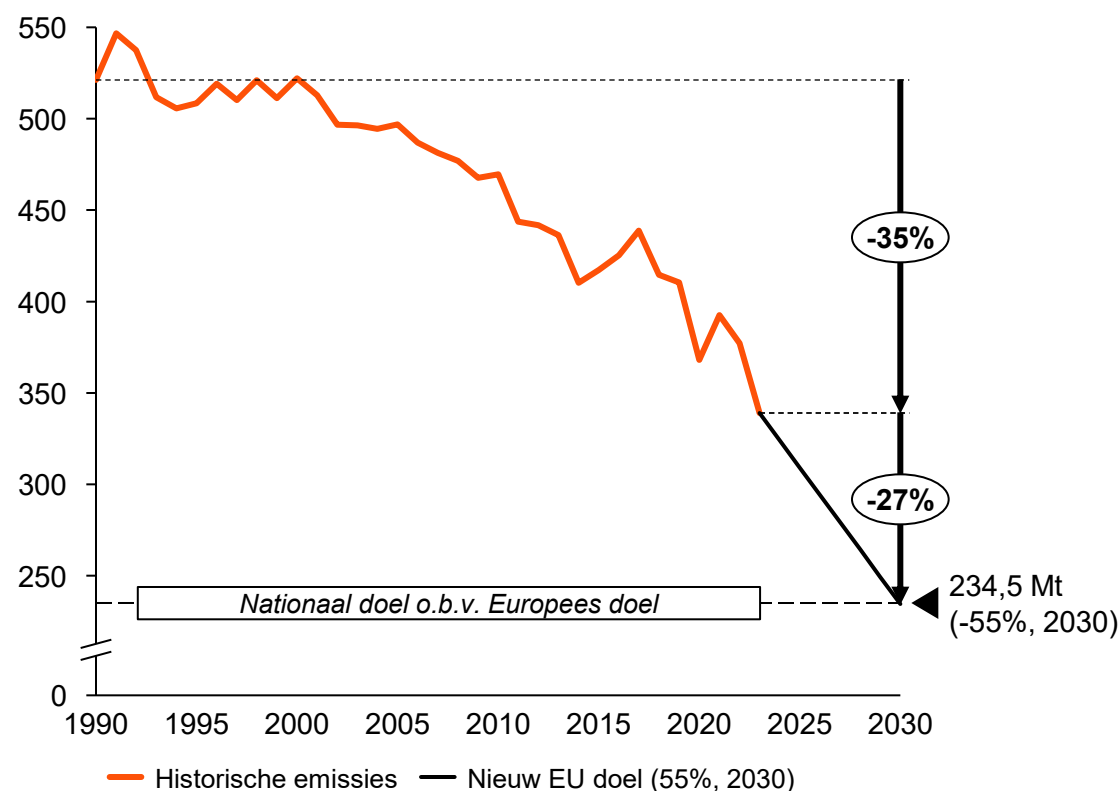


Landprofielen: Frankrijk

Frankrijk heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – Frankrijk

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie

- In Frankrijk is het nationale bruto broeikasgasreductiedoel gezet op -50% t.o.v. 1990 (239Mt netto) in 2030. Dit is 4,5 Mt minder dan het 55% netto EU doel dat is vastgelegd in de Green Deal²
- Voor ETS-sectoren is het nationale reductiedoel in 2030 is -62% t.o.v. 2005⁶, dit is gelijk aan het EU doel
- Het nationale reductiedoel voor niet-ETS sectoren in 2030 is -47.5% t.o.v. 2005⁶, dit is gelijk aan het EU doel⁷
- In de landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw sector is het nationale doel om in 2030 2 Mt minder netto-opslag capaciteit te realiseren t.o.v. van 2019.⁶ Het EU doel is daarentegen een extra 6.7 Mt CO₂-eq. te realiseren⁷

Doelen energieopwekking

- Een totaal capaciteitsdoel voor hernieuwbare energie van 118GW in 2030 en 140-175GW in 2035⁵
- Het capaciteitsdoel voor wind op zee is gezet op 3,6GW in 2030 en 18GW in 2035⁵
- Een capaciteitsdoel van 54-60GW aan zonne-energie en 33-35GW wind op land in 2030⁵

Doelen groene waterstof

- Doel voor hernieuwbare en laag-CO₂ waterstof is na herziening 4,5 GW elektrolysecapaciteit in 2030 en 8 GW in 2035⁵ (voorheen 6,5 en 10 GW)
- Bouw decentraal H₂-netwerk binnen industriële clusters⁵
- EU RFNBO doel van 42% in 2030 in industrie, de uitwerking van de implementatie van het nationale doel (tevens 42%) is nog niet bekend⁶

Doelen CCS

- Frankrijk heeft de CCS doelstelling om in 2030 tussen de 4 en 8,5 Mt CO₂-eq. af te vangen. In 2050 is het doel om tussen de 15 en 20 Mt CO₂-eq. af te vangen⁵



Frankrijk is uniek door haar CO₂-beprijzing bovenop het EU ETS voor industriële bedrijven; de energiebelasting kent degressieve tarieven

Land profiel – Frankrijk

	 Europees niveau CO ₂ -beprijzing	 Nationale CO ₂ -beprijzing
	EU ETS	Contribution Climat-Énergie (CCE) ¹
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Europees emissiehandelssysteem voor voor industrie, energie en luchtvaart/maritiem - Emissieplafond daalt versneld richting 2030; de ETS-uitstoot in 2030 62% lager zijn dan in 2005	Tarief is gebaseerd op bestaande energiebelastingen voor brandstof, aardgas en kolen (TICPE, TICGN, TICC)
		
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie, elektriciteit/warmte, luchtvaart, maritiem	Van toepassing op alle gebruik van fossiele brandstoffen met een paar vrijstellingen
Start datum	1 Januari 2005	1 Januari 2014
Gebruikte maten	1 tCO₂-eq. (= één emissierecht, EUA) - Prijs in €/tCO₂	Prijs in €/tCO ₂
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	- Gratis rechten voor weglekgevoelige sectoren - CBAM beschermt geselecteerde sectoren aan EU-grens (staal, cement, kunstmest, aluminium, waterstof)	Bedrijven die al deelnemen aan het EU ETS kunnen vrijstellingen of aanpassingen krijgen onder de CCE
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade: schaarste aan rechten bepaalt prijs	Vaste prijs - €44,6/tCO ₂ , sinds 2018 ²
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	Het oorspronkelijke doel was €100/ton CO ₂ in 2030, maar de “yellow vests” annuleerde de geplande verhoging in 2019 ²



Frankrijk heeft een eigen CO₂-beprijzing bovenop het EU ETS, met een vaste prijs voor emissierechten

Land profiel – Frankrijk

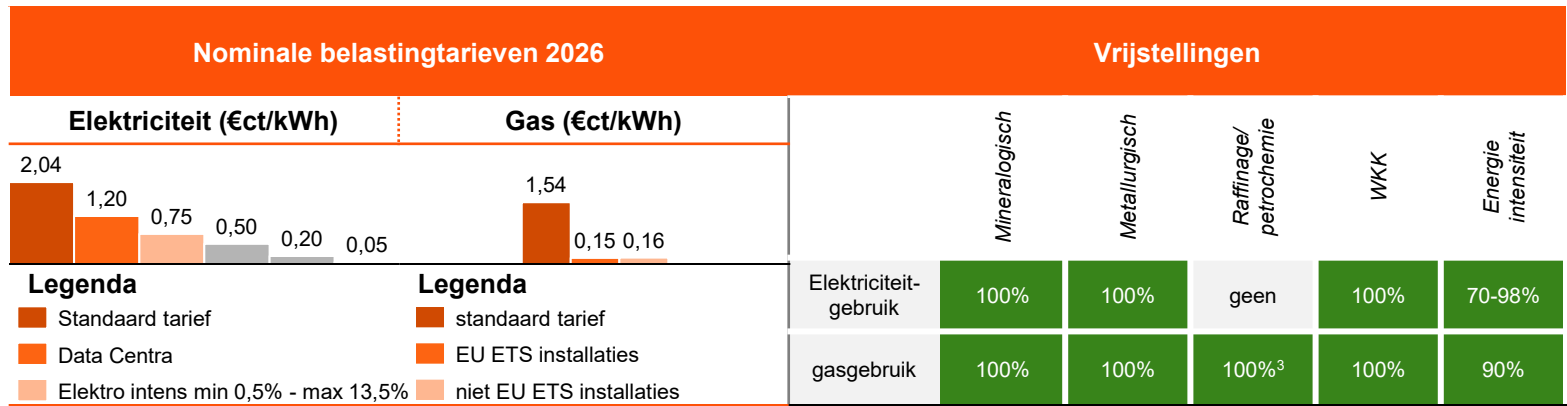
	Aanvullende belastingen	
	Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) ¹	Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) ⁴
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Het hoofddoel is om consumenten aan te moedigen hun aardgasverbruik te verminderen en de energietransitie in Frankrijk te helpen financieren² - Gekoppeld aan de CO₂ beprijzing in Frankrijk; het tarief is gebaseerd op het CO₂ content van aardgas	- Het hoofddoel is om de energietransitie in Frankrijk te helpen financieren - De belasting is sinds 1997 geëvolueerd om beter te passen binnen Frankrijk's energietransitie en milieubeleid - Gekoppeld aan het CO₂ beprijzing in Frankrijk
Toepassingsgebied	Van toepassing op aardgas voor huishoudens & bedrijven met vrijstellingen voor bepaalde sectoren	Toegepast op de uiteindelijke consumptie van elektriciteit, ongeacht of het gaat om residentieel, commercieel of industrieel gebruik
Start datum	1 Januari 1986; hervormingen in 2016 en 2022	1 Januari 2016
Gebruikte maten	€/MWh	€/MWh
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Lagere tarieven voor energie intensive sectoren	Vrijstelling voor energie intensive sectoren
Prijszettings-mechanisme	Jaarlijks herzien tijdens de behandeling van het financiële wetsvoorstel (PLF) (2025: €15,43/MWh) ³	Jaarlijks herzien tijdens de behandeling van het financiële wetsvoorstel (PLF) (Vanaf februari 2025: €33,70/MWh voor huishoudens, €26,23/MWh voor bedrijven met een capaciteit tot 250kVA en €22,50/MWh voor bedrijven daarboven)
Toekomstige ontwikkelingen	Er wordt verwacht dat belastingen zullen blijven evolueren in het kader van de energietransitie (verdere stijging mogelijk vanaf 2026 om EU minimumtarieven en klimaatdoelen te halen)	Er wordt verwacht dat belastingen zullen blijven evolueren in het kader van de energietransitie (verdere harmonisatie en mogelijk nieuwe verhogingen om EU-richtlijnen te volgen)

1) Ministry of the economy, finance, industrial and digital sovereignty (2017), 'The domestic consumption tax on natural gas (TICGN)'([link](#)); 2) OPERA energie (2025), TICGN: operation, amount and exemption in 2025'([link](#)); 3) OPERA energie (2025), 'TICGN : fonctionnement, montant et exonération en 2025' ([link](#)); 4) Bicleu (2024), 'TICFE: Domestic Tax for the Final Consumption of Electricity'([link](#))



In FR gelden voor elektriciteit- en gasgebruik vlakke belastingtarieven; een aantal sectoren krijgt lagere tarieven

Land profiel – Frankrijk



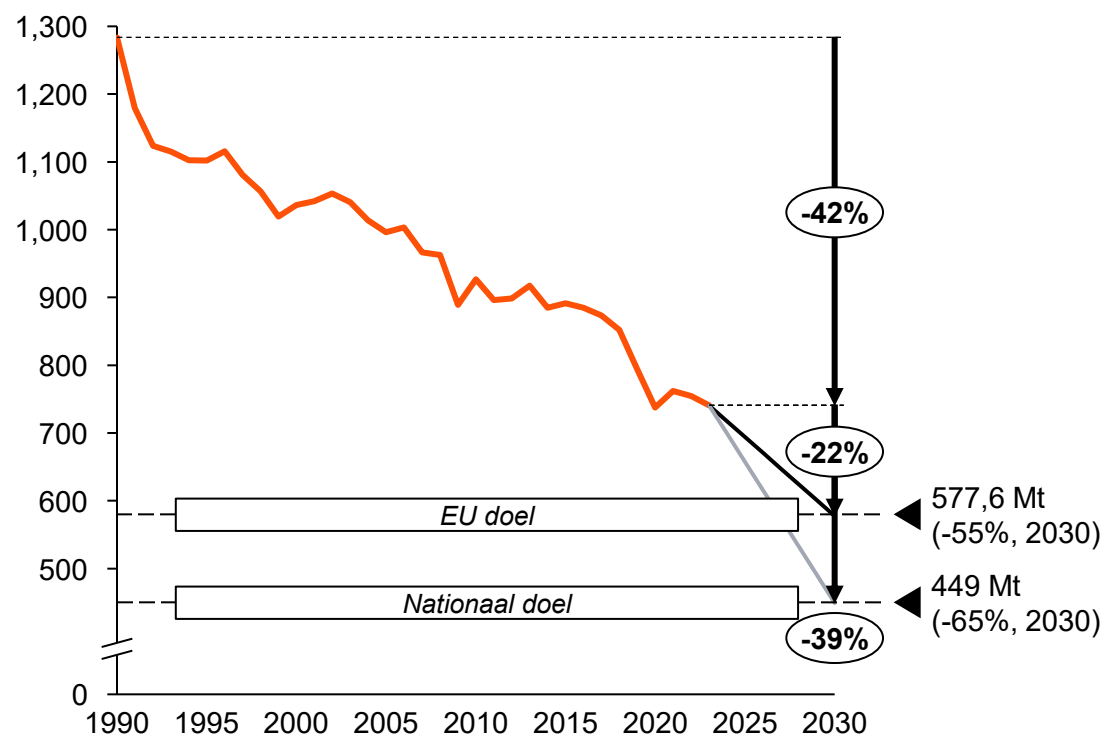


Landprofielen: Duitsland

Duitsland heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – Duitsland

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



— Historische emissies — Nieuw EU doel (55%, 2030) — Nationaal doel

Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie

- In Duitsland is het nationale broeikasgasreductiedoel gezet op -65% in 2030 t.o.v. 1990.² Dit is 10% meer dan het EU doel van 55% in 2030 t.o.v. 1990
- Daarnaast is het doel om al in 2045 klimaatneutraal te zijn i.p.v. het EU doel in 2050²
- Voor ETS-sectoren is het reductie doel in 2030 -62% t.o.v. 2005, dit is gelijk aan het EU doel³. De Duitse klimaat wet stelt daarentegen een nationaal doel van -56% in 2030 t.o.v. 2005⁴
- Het nationale reductiedoel voor niet-ETS sectoren in 2030 is -50.0% t.o.v. 2005, dit is gelijk aan het EU doel³
- In de landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw sector is het nationale doel gelijk aan het EU doel om in 2030 3,8 Mt extra netto-opslagcapaciteit te realiseren³

Doelen energieopwekking³

- Het nationale doel is om in 2030 41% van de energieconsumptie uit hernieuwbare bronnen te halen
- Het 2030 doel is om 80% van het elektriciteitsgebruik uit hernieuwbare bronnen te halen
- Het capaciteitsdoel in 2030 voor wind op land is gezet op 115GW en voor wind op zee op 30GW
- Het capaciteitsdoel voor zonne-energie in 2030 is 215GW

Doelen groene waterstof³

- Het nationale productie doel is 10GW capaciteit in 2030
- Bouw van een centraal H₂-netwerk tussen industriële clusters met internationale verbindingen met buurlanden
- EU RFNBO doel van 42% in 2030 in industrie, de uitwerking van de implementatie van het nationale doel (tevens 42%) is nog niet bekend

Doelen CCS

- Duitsland heeft op dit moment geen specifieke doelstelling voor CCS



Duitsland heeft een ambitieus emissiehandelssysteem bovenop het EU ETS, dat zich richt op sectoren zoals transport en verwarming

Land profiel – Duitsland

	 Europees niveau CO ₂ -beprijzing	 Nationale ETS ¹
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Europees emissiehandelssysteem voor industrie, energie en luchtvaart/maritiem - Emissieplafond daalt versneld richting 2030; de ETS-uitstoot in 2030 62% lager zijn dan in 2005	Het Duitse nationale emissiehandelssysteem (nETS, <i>Nationales Emissionshandelssystem</i>) stimuleert emissiereducties en ondersteunt nationale klimaatdoelstellingen die niet worden onder de EU ETS vallen
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie, elektriciteit/warmte, luchtvaart, maritiem	Brandstof distributeurs en leveranciers; het is van toepassing op alle brandstoffen die worden gebruikt in de transportsector en voor de productie van warmte
Start datum	1 Januari 2005	1 Januari 2021
Gebruikte maten	1 tCO₂-eq. (= één emissierecht, EUA) - Prijs in €/tCO₂	1 tCO₂ voor berekening belastbare voet 1 €/tCO₂ voor prijs
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	- Gratis rechten voor weglekgevoelige sectoren - CBAM beschermt geselecteerde sectoren aan EU-grens (staal, cement, kunstmest, aluminium, waterstof)	Het Duitse ETS gaat gepaard met een compensatiemechanisme om CO ₂ -weglek te voorkomen voor emissie-intensieve en handelsgevoelige sectoren
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade: schaarste aan rechten bepaalt prijs	Belastingtarief – stijgend prijspad tot 2026
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	Vanaf 2026 zal emissierechtveiligen plaatsvinden: er wordt een prijscorridor gehanteerd met een minimumprijs van €55/tCO ₂ en een maximumprijs van € 65/tCO ₂

1) ICAP, "German National Emissions Trading System" ([link](#))



DE heeft naast energiebelasting extra heffingen op stroomgebruik; energiebelasting wordt mogelijk verlaagd naar Europees minimum

Land profiel – Duitsland

	Aanvullende belastingen				
	Stromsteuer ¹	KWKG ²	Konzessionsabgabe (KAV) ³	Offshore haftungsumlage ⁴	Stromnev 19-Levy ⁵
Achtergrond & relevante hoofdpunten	Het belangrijkste doel is om milieubescherming te bevorderen door middel van het beïnvloeden van energieverbruik en gedrag	Wordt toegepast om warmtekrachtkoppeling (WKK) te bevorderen en CO ₂ reductie	Vergoeding aan gemeenten voor het recht om openbare wegen te gebruiken voor het leggen en exploiteren van elektriciteits- en gasleidingen	Toeslag op netwerkkosten ingevoerd om risico's van vertraagde aansluiting van offshore windenergie op het net te minimaliseren	Helpt de energietransitie van Duitsland te financieren door de extra kosten van hernieuwbare energieprojecten te dekken
Toepassingsgebied	Van toepassing op alle elektriciteitsverbruikers	Elektriciteitsleveranciers en consumenten van elektriciteit	Energieversorgungs-unternehmen (Energiebedrijven)	Voor energiebedrijven die offshore windenergie aan consumenten leveren	Alle gebruikers van elektriciteit
Startdatum	1 April 1999	1 Januari 2024	1 Januari 1992	1 Januari 2013	1 Januari 2012
Gebruikte maten	€ ct/kWh	€ ct/kWh	€ ct/kWh	€ ct/kWh	€ ct/kWh
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Degressief belasting
Prijszettings-mechanisme	Belastingtarief – jaarlijks (sinds 2003 vast: €2,05ct/kWh)	Belastingtarief – jaarlijks (2025: €0,277 ct/kWh)	Belastingtarief – jaarlijks (met wettelijke maxima afhankelijk van grootte gemeente)	Belastingtarief – jaarlijks (2026: €0,941 ct/kWh)	Belastingtarief – jaarlijks (2025: sterke stijging door EE-Integration (1,558 ct/kWh))
Toekomstige ontwikkelingen	Huidig tarief voor maakindustrie verlaagd naar 0,05ct/kWh. Dit gaat in de toekomst mogelijk voor alle industrie gelden ⁶	KWKG heffing stijgt in 2026 naar €0,446 ct/kWh	Nieuwe Grenzpreise voor stroom (blijft richting 2026 lager van voorgaande piekjaren) en gas terug op niveau 2022	Mogelijke verdere stijging door geplande Offshore-uitbreiding tot 2030 ⁸	Vanaf 2026 is er een geplande Netzentgeltreform ⁹

1) Verivox, 'Stromsteuer'([link](#)); 2) TransnetBW, 'combined heat and power levy (KWKG)' ([link](#)); 3) Bundesministerium für Justiz, 'Ordinance on Concession Fees for Electricity and Gas (Concession Fees Ordinance - KAV)'([link](#)); 4) TransnetBW, 'Offshore-netzumlage'([link](#)); 5) TransnetBW, 'Levy Pursuant To Section 19 2, Stromnev'([link](#)); 6) Spiegel (2025), 'leader of the Union and SPD want to enter into coalition negotiations'([link](#)); 7) Konzessionsabgaben 2026: Grenzpreise für Strom und Gas sinken ([link](#)). 8) Bundesnetzagentur, Offshore-Netzumlage ([link](#)); 9) Energiefahrer, §19 StromNEV Reform 2026: Flexibilitätsbasierte Netzentgelte ([link](#))



DE voert extra heffingen bovenop de gasbelasting; hiermee wordt de overstap naar duurzamere gasbronnen en gasverbruik gestimuleerd

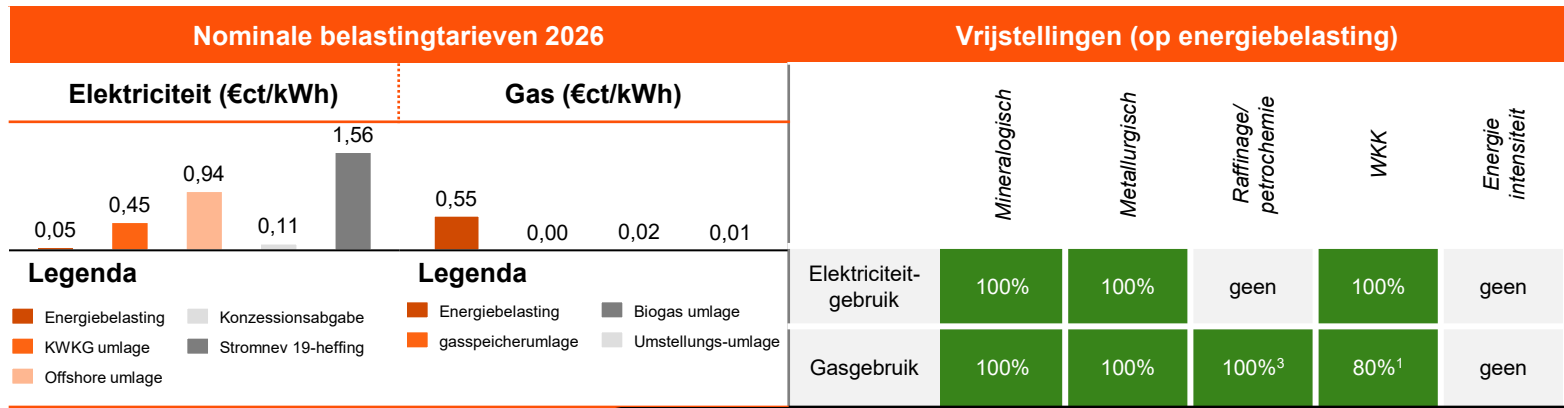
Land profiel – Duitsland

	Aanvullende belastingen			
	Gas belasting (Gassteur) ¹	Gasspeicher heffing ²	Bio-gas heffing ³	Marktraumumstellungs heffing ⁴
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Gassteur is een onderdeel van de Energiebelastingwet - Geïntroduceerd met als doel consumenten aan te moedigen minder energie te verbruiken	- Ingevoerd om de kosten te dekken van het vullen van gasopslagen in Duitsland - Per 1 januari 2025 werd de heffing voor buurlanden die gas uit Duitse opslagen afnemen afgeschaft	- De Biogasumlage financiert de integratie van biogas in het Duitse gasnetwerk - Alle gasleveranciers betalen de heffing en berekenen deze door aan klanten	- De heffing dekt de kosten voor de omschakeling van L-gas naar H-gas in Duitsland - Het doel is om tegen 2030 L-gas vervangen met H-gas in zes deelstaten, gefinancierd via netwerktarieven
Toepassingsgebied	Van toepassing op aardgas dat wordt gebruikt voor verwarming, waaronder het energieverbruik in industriële processen	Van toepassing op aardgas dat via het Duitse gasnet wordt geleverd	Van toepassing op alle gasleveringen binnen Duitsland, geheven bij alle uitstappunten behalve grensovergangen en opslagfaciliteiten	Van toepassing op alle gasleveringen binnen Duitsland, met uitzondering van gas dat via grensovergangen wordt geëxporteerd
Start datum	1 Oktober 2022	1 Oktober 2022	1 Januari 2009	1 Januari 2015
Gebruikte maten	€ ct/kWh	€ /MWh	€ kWh/h/a	€ kWh/h/a
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	n.v.t.	n.v.t.	Stimuleert biogasproductie, vermindert aardgasafhankelijkheid en verlaagt de vraag naar fossiele brandstoffen	Efficiënter H-gas, wat energiezekerheid versterkt binnen Duitsland
Prijszettings-mechanisme	Belastingtarief (2022- Maart 2024: 7%, 2025; 19%)	De tarieven worden vastgesteld door Trading Hub Europe (THE) (2025: 2,99 € /MWh)	Jaarlijks vastgesteld (2025: 1,3268 € kWh/h/a) ⁶	Jaarlijks vastgesteld door de Bundesnetzagentur (BNetzA) (2026: 0,7189 € kWh/h/a) ⁷
Toekomstige ontwikkelingen	Momenteel zijn er geen specifieke plannen aangekondigd	Wordt afgeschaft per 1 januari 2026 ⁵	Momenteel zijn er geen specifieke plannen aangekondigd	De omschakeling van L-gas naar H-gas loopt tot 2030. Naarmate het project vordert, zullen de kosten en de heffing afnemen



In DE gelden voor elektriciteit- en gasgebruik vlakke belastingtarieven; de industrie kan vrijstellingen verkrijgen

Land profiel – Duitsland



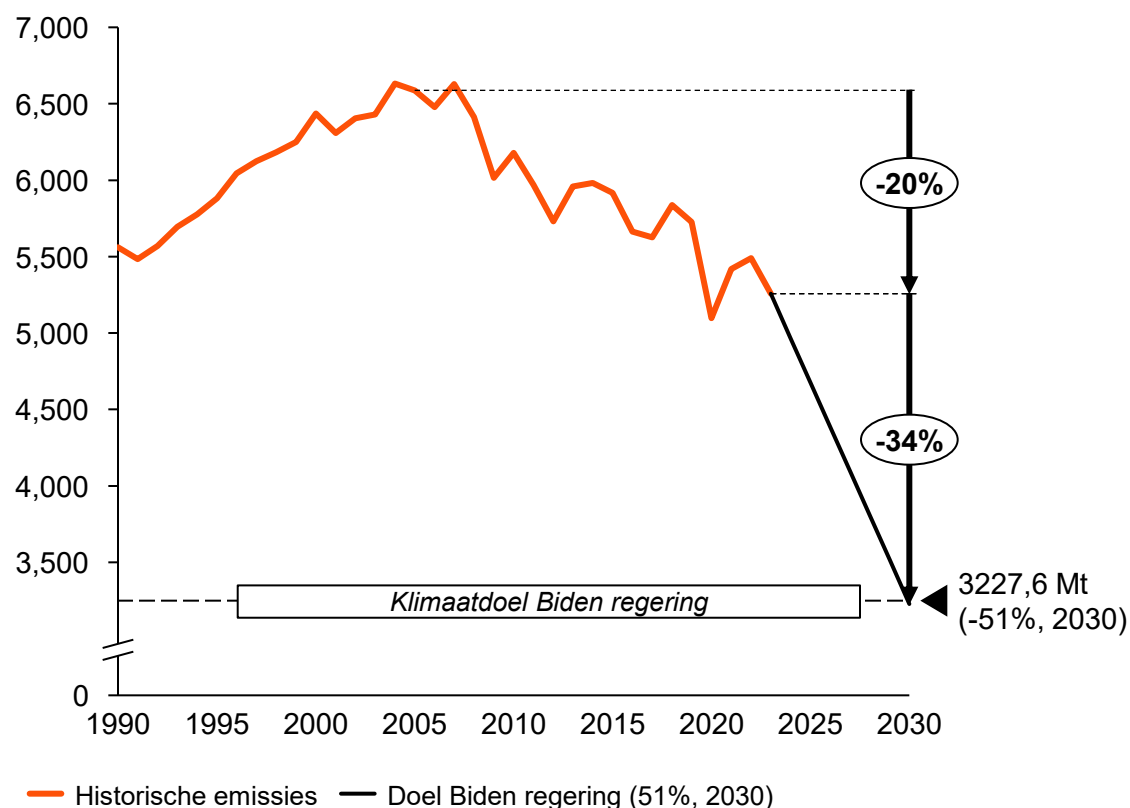


Landprofielen: Verenigde Staten

De VS heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – Verenigde Staten

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie⁷

- Onder de Biden-regering had de VS een nationaal broeikasgas reductiedoel van 50-52% in 2030 t.o.v 2005² en 61-66% in 2035 t.o.v. 2005, met een net-nul emissiedoel in 2050
- Deze doelen zijn in 2025 door de huidige Trump-regering echter ingetrokken; op federaal niveau is er nu geen bindend economiewijd reductie doel meer

Regionale decarbonisatie doelen

- Een aantal staten heeft het doel om klimaatneutraal vóór 2050. De staten: California, Hawaii, Maryland & Virginia hebben als doel in 2045 al klimaatneutraal te zijn⁶

Doelen energie opwekking

- Voor 2035 is het doel om 100% van de verbruikte elektriciteit uit hernieuwbare bronnen te halen³
- Het capaciteitsdoel op federaal land in 2030 voor wind op zee is gezet op 30GW en 15GW drijvend wind op zee in 2035⁵
- Het capaciteitsdoel voor hernieuwbare energie op federaal land van 25GW⁵ in 2025 wordt waarschijnlijk overschreden

Doelen schone* waterstof

- Het nationale productie doel is om in 2030 10 mln ton schone* waterstof te produceren⁴
- Bouw van 7 regionale H₂-netwerken binnen industriële clusters om productie en consumptie te stimuleren⁴
- De VS heeft op dit moment geen plannen om het gebruik van schone waterstof te verplichten voor sectoren

Doelen CCS

- De VS heeft op dit moment geen nationale CCS doelstellingen

Noot: *De productie emissie standaard voor schone waterstof productie is <4kg CO₂-eq./kg waterstof (Well to Gate)([link](#)); 1) Deze figuur laat de netto uitstoot inclusief Land use and forestry carbon stock change verwijderingen zien, d.w.z., de totale uitstoot verminderd met koolstofverwijdering uit landgebruik en bossen. Uitstoot cijfers van EPA (2026), 'Greenhouse gas inventory data explorer'([link](#)); 2) NOS (2024) ([link](#)); 3) UNFCCC(2021), 'United States NDC'([link](#)); 4) U.S.Government(2023), 'U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap'([link](#)); 5)U.S. Department of the Interior, 'Clean energy future'([link](#)); 6) CSG East(2023), 'States with net-zero carbon emissions targets'([link](#)); 7) De doelen en ambities van het klimaatbeleid zijn momenteel onzeker, omdat de nieuwe regering mogelijke doelstellingen uitstelt of wijzigt



De Verenigde Staten heeft een aantal regionale CO2 emissiehandel-systemen; Texas heeft geen CO2 beprijzing en energiebelasting

Land profiel – Verenigde Staten

	 Regionale CO ₂ beprijzing		 Aanvullende belasting
	Washington ETS ¹	Regional Greenhouse Gas Initiative ETS ²	Energiebelasting Texas
Achtergrond & relevante hoofdpunten	Dekt 70% van de broeikasgasemissies van de staat	- Werkt samen met 10 RGGI-staten met doel om de CO₂-uitstoot van elektriciteitscentrales te verminderen - Dekt 14% van de broeikasgasemissies van de staten	Op dit moment heeft Texas geen energiebelasting
Toepassingsgebied	Dekt ongeveer 150 entiteiten in de energie, industrie, gebouwen en transportsectoren	Van toepassing op de elektriciteit sector	n.v.t.
Start datum	1 Januari 2023	1 Januari 2009	
Gebruikte maten	1 tCO₂ voor berekening belastbare voet 1 \$/tCO₂ voor prijs	1 tCO₂ voor berekening belastbare voet 1 \$/tCO₂ voor prijs	
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Bepaalde energie-intensieve, handelsgevoelige industrieën die het risico lopen op koolstoflekkage ontvangen gratis emissierechten	By encompassing multiple states, RGGI reduces the likelihood of emissions shifting to neighboring areas with less stringent regulation	
Prijszettings-mechanisme	Cap & Invest gebaseerd systeem	Cap & Trade gebaseerd systeem	
Toekomstige ontwikkelingen	Harmonisatie met Californië verwacht; uitbreiding naar meer sectoren ³	Het derde evaluatieproces van RGGI is momenteel aan de gang	

1) ICAP(2024), 'USA - Washington Cap-and-invest Program' ([link](#)); 2) ICAP(2024), 'USA - Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)' ([link](#)); 3) Michigan State University, 'State Cap-and-Trade Programs' ([link](#))



In Californië is er een regionaal emissiehandelssysteem en wordt er een procentuele belasting geheven over gebruikte energie

Land profiel – Verenigde Staten

	 Regionale CO ₂ beprijzing (Californië)	 Aanvullende belasting
	Californië ETS ¹	Californië Utility Gebruiker Belasting ⁴
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Dekt ongeveer 75% van de broeikasgasemissies van de staat. - Doel is de reductie van broeikasgasemissie via een marktmechanisme - Is gelinkt met het Quebec Cap & Trade programma sinds 2014	Lokale belasting op gebruik van nutsvoorzieningen geïmplementeerd door gemeenten in Californië als een inkomstenbron om lokale diensten te financieren
		
Toepassingsgebied	Dekt ongeveer 400 faciliteiten en emissies uit de sectoren energie, industrie, transport en gebouwen	Belasting op het gebruik van elektriciteits en gaskosten in bepaalde counties (dus niet door de staat Californië geheven maar door counties)
Start datum	1 Januari 2012 (operationeel sinds 2013)	Eerste invoering in de jaren '60; wijdverspreid vóór 1986 ⁵
Gebruikte maten	1 tCO₂ voor berekening belastbare voet 1 \$/tCO₂ voor prijs	Het belastingtarief varieert sterk tussen verschillende steden en counties per county – percentage van een factuur (2,5-6,5% tax rate)
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Bepaalde energie-intensieve, handelsgevoelige industrieën die het risico lopen op koolstoflekage ontvangen gratis emissierechten	n.v.t.
Prijszettings-mechanisme	Cap & Trade gebaseerd systeem	Belastingtarief – elke paar jaar vastgesteld
Toekomstige ontwikkelingen	Mogelijke sectorale uitbreiding als regionale samenwerkingen, zoals met Washington ² , Cap daalt jaarlijks tot 2030 (minimaal -13,4 MtCO ₂ e/jaar), nieuwe regels vanaf 2026, strengere cap, hogere prijsplafonds, meer markttoezicht. Programma is verlengd tot 2045 ³	Door Californië's focus op elektrificatie en hernieuwbare energie kunnen de inkomsten uit de UUT veranderen

1) ICAP(2024), 'USA - California Cap-and-Trade Program' ([link](#)); 2) Gouvernement du Québec, 'Governments of the three jurisdictions issue joint statement on potential to form shared carbon market' ([link](#)); 3) IETA, 'Business Brief: California ETS At A Glance' ([link](#)) 4) Los Angeles County Treasurer and Collector, 'Utility User Tax' ([link](#)); 5) Proposition 218 and Your Utility Users Tax Ordinance: Meeting the Challenge of Change ([link](#))

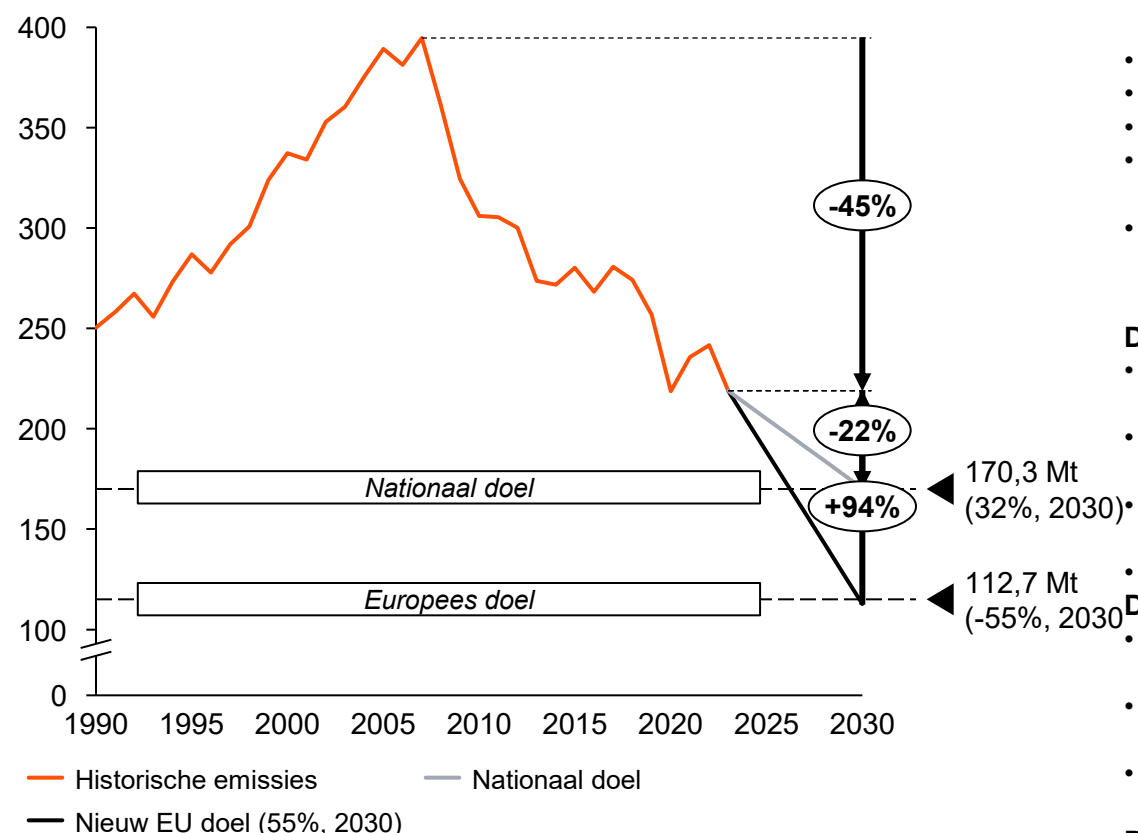


Landprofielen: Spanje

Spanje heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – Spanje

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie²

- Doel Spanje is verminderen uitstoot van broeikasgassen cf. doelstellingen Parijsakkoorden; beperking opwarming aarde tot 1,5°C ten opzichte van het pre-industriële niveau.
- In Spanje is het nationale broeikasgasreductiedoel gezet op -32% in 2030 t.o.v. 1990
- Daarnaast is het doel om in 2050 klimaatneutraal te zijn, in lijn met het EU doel van 2050
- Voor ETS-sectoren is het reductie doel in 2030 -62% t.o.v. 2005, dit is gelijk aan het EU doel⁶
- Het nationale reductiedoel voor niet-ETS sectoren in 2030 is -37,7% t.o.v. 2005, dit is 2,3% minder dan het EU doel⁶
- In de landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw sector is het nationale doel om verhoging netto-opslag (indicatief +4–6 Mt CO₂-eq) te realiseren, hetgeen voorkomt uit de ambitiegap van 6,11 Mt CO₂-eq om het EU doel te halen⁸

Doelen energieopwekking³

- Het nationale doel is om in 2050 97% van de totale energieconsumptie uit hernieuwbare bronnen te halen
- Het 2030 doel is om 81% van het elektriciteitsgebruik uit hernieuwbare bronnen te halen en in 2050 zelfs 100%
- Het capaciteitsdoel in 2030 voor wind op land is gezet op 40GW en de wind op zee-strategie is nog in ontwikkeling; havens worden aangepast via het PORT-EOLMAR-programma⁴
- Het capaciteitsdoel voor zonne-energie in 2030 is +21,4GW

Doelen groene waterstof

- Het nationale productie doel is van Spanje stond op 4GW in 2030 vanuit hun nationale waterstof strategy, maar is verhoogd 11GW capaciteit in 2030⁵
- Bouw van een centraal H₂-netwerk tussen industriële clusters met internationale verbindingen met buurlanden en een nationaal hydrogen backbone network⁹
- EU RFNBO doel van 42% in 2030 in industrie, de uitwerking van de implementatie van het nationale doel (tevens 42%) is nog niet bekend

Doelen CCS

- Spanje heeft op dit moment geen specifieke doelstelling voor CCS



Spanje heeft geen nationale CO₂-beprijzing bovenop de EU ETS

Land profiel – Spanje

	 Europees niveau CO ₂ -beprijzing	 Nationale CO ₂ -beprijzing
	EU ETS	Geen
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Europees emissiehandelssysteem voor industrie, energie en luchtvaart/maritiem - Emissieplafond daalt versneld richting 2030; de ETS-uitstoot in 2030 62% lager zijn dan in 2005	Spanje heeft geen nationale CO ₂ -belasting bovenop de EU ETS voor de sectoren die daarbinnen vallen
		
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie, elektriciteit/warmte, luchtvaart, maritiem	n.v.t.
Start datum	1 Januari 2005	
Gebruikte maten	1 tCO₂-eq. (= één emissierecht, EUA) - Prijs in €/tCO₂	
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	- Gratis rechten voor weglekgevoelige sectoren - CBAM beschermt geselecteerde sectoren aan EU-grens (staal, cement, kunstmest, aluminium, waterstof)	
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade: schaarste aan rechten bepaalt prijs	
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	



Spanje hanteert relatief lage energielasten en heeft geen nationale CO₂-beprijzing

Land profiel – Spanje

	Aanvullende belastingen	
	Impuesto especial sobre la Electricidad ¹	Impuesto sobre los Gases Fluorados de Efecto Invernadero (IGFEI) ⁴
Achtergrond & relevante hoofdpunten	De speciale belasting op elektriciteit is een eenmalige heffing die wordt geheven over de levering van elektriciteit aan de consument en over het verbruik door de producent van de door hem opgewekte elektriciteit.	De belasting op gefluoreerde broeikasgassen is een indirecte belasting die wordt geheven op het verbruik van gefluoreerde broeikasgassen die binnen het toepassingsgebied vallen en van mengsels die deze bevatten
		
Toepassingsgebied	Alle leveringen/consumptie; ook van toepassing op autoconsumptie	Alle producenten, importeurs en gebruikers van fluorhoudende gassen in Spanje.
Start datum	1 januari 1998 ²	1 september 2022 in de huidige vorm (aantal keer aangepast
Gebruikte maten	Procentueel tarief voor gebruikers en €/MWh voor professioneel/industrieel gebruik en overige toepassingen	(€ x GWP)/kg gas ⁵
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Bepaalde vrijstellingen/verlagingen voor energie-intensieve toepassingen, maar minimumheffingen gelden ³	Geen specifieke maatregelen; wel vrijstellingen voor bepaalde toepassingen (medische apparatuur, kritische processen).
Prijszettings-mechanisme	- Standaardtarief is 5,11% sinds juli 2024 en wordt berekend over de término de potencia (vaste kosten voor gecontracteerd verogen) en de término de energía (verbuikte kWh); €0,5/MWh voor professioneel/industrieel gebruik; €1/MWh voor overige toepassingen	€0,015 x GWP /kg gas⁵ - Maximale heffing €100/kg - GWP staat voor Global Warming Potential (maat van broeikaseffect van een gas vergeleken met CO₂)
Toekomstige ontwikkelingen	Geen toekomstige ontwikkelingen gepland	Mogelijke verhoging van tarieven en uitbreiding naar meer toepassingen om EU-doelen voor F-gassenreductie te halen.

1) Agencia Tributaria, 'Special electricity tax' ([link](#)); 2) Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 'Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social' ([link](#)); 3) CEF, 'Fiscal impuestos' ([link](#)); 4) Agencia Tributaria, 'Tax on Fluorinated Greenhouse Gasses' ([link](#)); 5) Agencia Tributaria, 'Taks on Fluorinated Greenhouse Gasses' ([link](#));



Spanje hanteert relatief lage energielasten en heeft geen nationale CO₂-beprijzing

Land profiel – Spanje

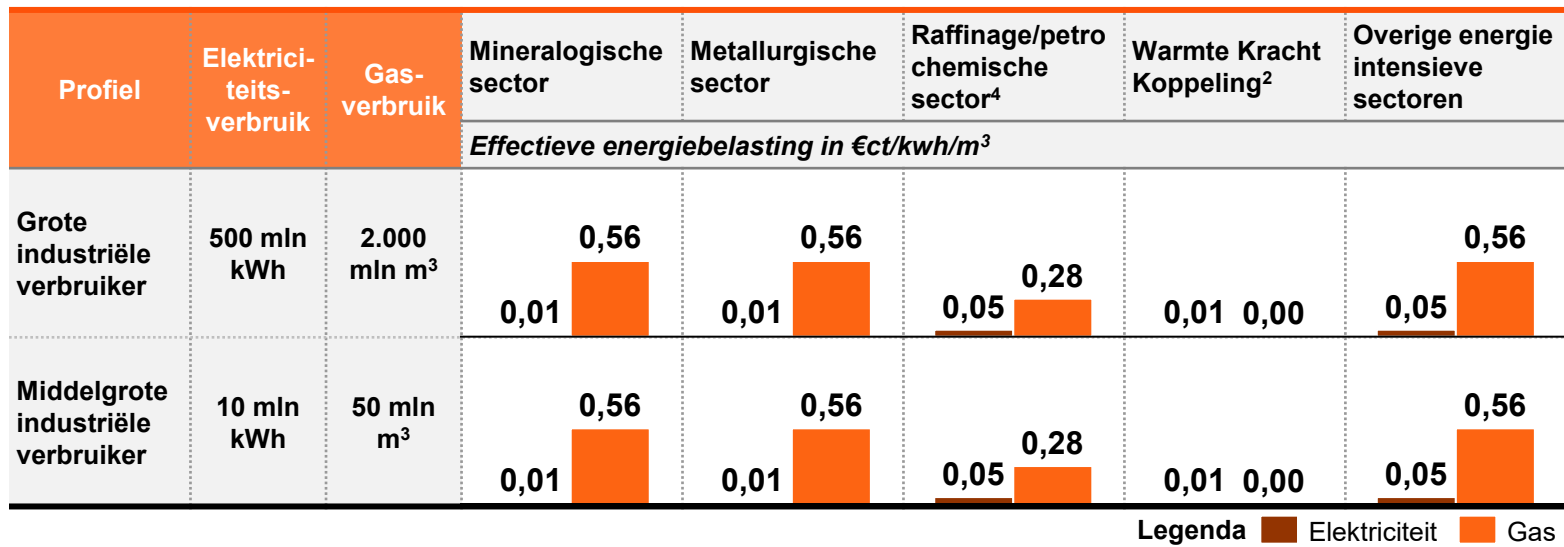
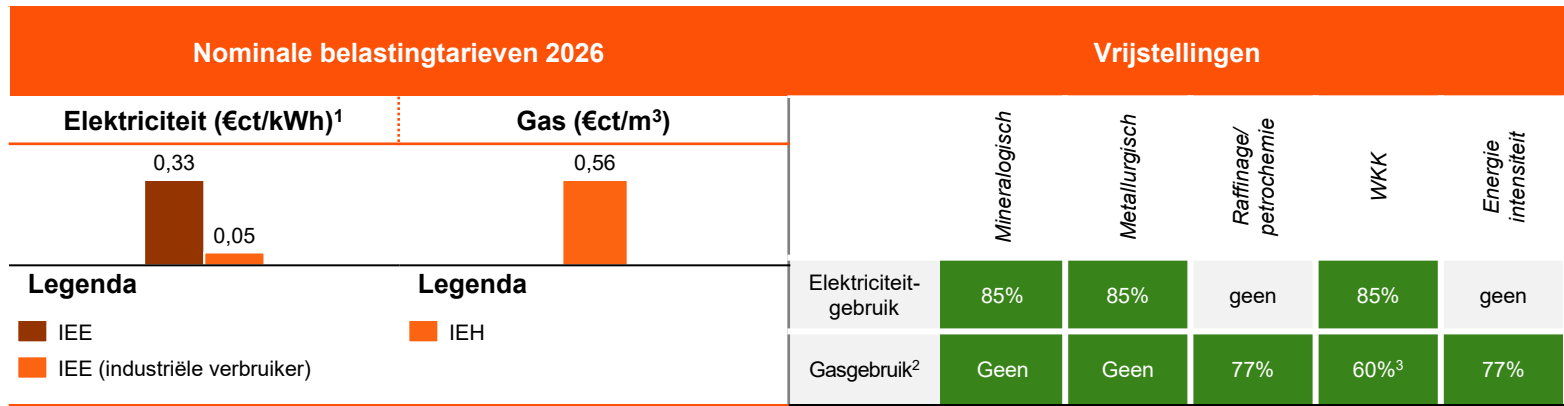
	Aanvullende belastingen
	Impuesto sobre Hidrocarburos ¹
Achtergrond & relevante hoofdpunten	Spaanse accijns op energieproducten (brandstoffen en bepaalde gassen), geregeld in Ley 38/1992 en het Reglamento de Impuestos Especiales. Het is een EU-geharmoniseerde belasting met een dubbele doelstelling: ontmoedigen van fossiele brandstoffen en inkomsten voor de staat
Toepassingsgebied	Alle leveringen van gas, voor producenten, importeurs en houders van belastingentrepots, in Spanje en op de Balearen
Start datum	1992 (hervormd in 1995).
Gebruikte maten	• €/1.000 liter voor loodvrije benzine en diesel (vloeibare producten) • €/ton voor stookolie en LPG • €/GJ voor gasvormige producten
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	Geen specifieke maatregelen met als doel weglegpreventie. Wel bepaalde vrijstelling voor bijvoorbeeld biogas en niet-recreatief gebruik van luchtvaart en transport.
Prijszettings-mechanisme	Vast tarief per energie-eenheid (kWh of GJ), afhankelijk van producttype en gebruik. Voor huishoudens: €0,00234 per kWh voor aardgas (ongeveer €1,15/GJ) + 21%
Toekomstige ontwikkelingen	Mogelijke verhoging om EU-minimumtarieven en klimaatdoelen te halen; uitbreiding van vrijstellingen voor groene gassen.

1) Agencia Tributaria, 'Hydrocarbon tax' ([link](#));



In Spanje gelden voor elektriciteit- en gasgebruik vlakke belastingtarieven; een aantal sectoren krijgt lagere tarieven

Land profiel – Spanje



Toelichting

- In Spanje is er een apart standaardtarief voor energiebelasting op elektriciteit gas, die elk eigen vrijstellingen hanteren
- Elektriciteit**
 - Voor de Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) gelden dat de mineralogische en metallurgische sectoren en WKK's voor 85% zijn vrijgesteld van energiebelasting op elektriciteit. Voor WKK-installaties geldt dat alleen de opgewekte en zelf gebruikte energie van installaties voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, warmtekrachtkoppeling en afval, waarvan het geïnstalleerde vermogen niet meer dan 50 MW bedraagt volledig vrijgesteld zijn van energiebelasting²
- Gas**
 - Voor de Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (IEH) gelden minder vrijstellingen dan voor de EB op elektriciteit. Er is geen algemene metallurgische, mineralogische of metallurgische vrijstelling. Wel is er een vrijstelling voor gas dat wordt gebruikt als input voor zelfopwekking van elektriciteit³

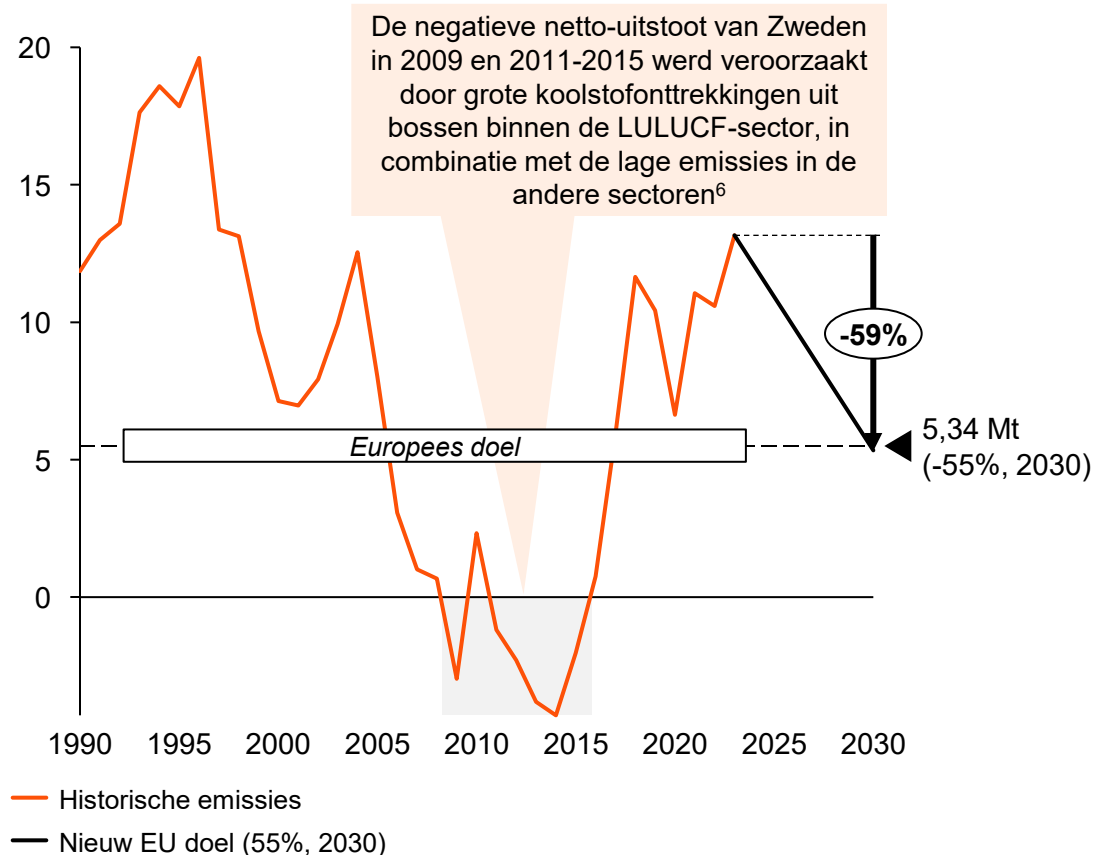
An aerial photograph showing a large solar farm with rows of blue photovoltaic panels on the right. To the left of the solar farm is a narrow river or canal, and further left is a vast green agricultural field. The solar panels are arranged in neat, parallel rows, and the river flows between the solar farm and the green field.

Landprofielen: Zweden

Zweden heeft meerdere beleidsmaatregelen genomen om de decarbonisatie van de industrie te bevorderen

Land profiel – Zweden

Netto uitstoot van broeikasgassen (incl. verwijderingen)¹
(1990 - 2030, Mt CO₂-eq. gerapporteerd volgens UNFCCC)



Belangrijkste klimaatbeleid doelen & ambities

Doelen decarbonisatie²

- In SE is het nationale reductiedoel voor niet-ETS-sectoren in 2030 minstens -63% t.o.v. 1990. Tot 8 %-punt hiervan mag via aanvullende maatregelen worden gerealiseerd
- Voor ETS-sectoren volgt SE het geharmoniseerde EU-reductiedoel van -62% in 2030 t.o.v. 2005
- Onder de Effort Sharing Regulation geldt voor SE een bindend EU-doel van -50% in 2030 t.o.v. 2005 voor de niet-ETS-sectoren. Het nationale doel ligt hiermee ambitieuzer dan het EU-minimum

Doelen energie opwekking³

- SE heeft geen 2030-doel voor het aandeel hernieuwbare energie in energieverbruik, maar in 2023 kwam al ~66% van het verbruik uit hernieuwbare bronnen, boven het EU-minimum voor 2030
- Het indicatieve capaciteitsdoel voor windenergie is rond 30GW in 2030, vooral wind op land. In de planning wordt daarbij uitgegaan van ongeveer 2–3GW wind op zee in bedrijf rond 2030
- Waterkracht blijft een pijler van de Zweedse elektriciteitsvoorziening met rond de 16–17GW geïnstalleerd vermogen en jaarlijks 60–70 TWh productie. Het nationale beleid is gericht op het behoud en optimalisatie van bestaande waterkrachtcentrales
- Kernenergie is samen met waterkracht een dragende pijler van de Zweedse elektriciteitsvoorziening: de 6,9GW aan kerncentrales leveren rond de 30% van de stroomproductie

Doelen groene waterstof⁴

- Doel voor hernieuwbare waterstof is om 5GW elektrolysecapaciteit in 2030 en 15GW in 2045 te realiseren als onderdeel van de nationale waterstofstrategie
- Ontwikkeling van een landelijk H₂-netwerk dat grote industriële clusters en havens verbindt via een backbone van noord naar zuid
- EU RFNBO doel van 42% hernieuwbare waterstof in 2030 in de industrie. Zweden verwacht dit te halen, maar de nationale uitwerking is nog niet volledig vastgelegd

Doelen CCS⁵

- SE heeft geen formeel wettelijk CCS-doel voor 2030, maar in de geactualiseerde NECP wordt verondersteld dat in 2030 >1,5 Mt CO₂/jaar uit industriële installaties en nog eens 1,2–2,2 Mt CO₂/jaar uit biogene bronnen wordt afgevangen en opgeslagen

1) Deze figuur laat de netto uitstoot inclusief LULUCF-verwijderingen zien, d.w.z., de totale uitstoot verminderd met koolstofverwijdering uit landgebruik en bossen. Bron: Uitstoot cijfers vanaf 1990 tot 2023 European Environment Agency (2026), 'EEA greenhouse gasses – data viewer' ([link](#)); Greenhouse gas emissions and removals in land and forests ([link](#)); 2) Sweden's Climate Act and Climate Policy Framework (2026). ([link](#)); 3) EEA, (2025). ([link](#)); SEI (2024), Keeping the flow: hydropower, river ecosystems and governance in northern Sweden. ([link](#)); Enerdata (2025), Sweden plans €27bn in state loans to build new nuclear. ([link](#)); 4) GH2 (2026), Green hydrogen vision. ([link](#)); 5) Ministry of Climate and Enterprise (2024), Sweden's updated National Energy and Climate Plan 2021-2030. ([link](#)).



Zweden heeft geen nationale CO₂-beprijzing bovenop de EU ETS

Land profiel – Zweden

	 Europees niveau CO ₂ -beprijzing	 Nationale CO ₂ -beprijzing
	EU ETS	Geen
Achtergrond & relevante hoofdpunten	- Europees emissiehandelssysteem voor industrie, energie en luchtvaart/maritiem - Emissieplafond daalt versneld richting 2030; de ETS-uitstoot in 2030 62% lager zijn dan in 2005	Zweden heeft geen nationale CO ₂ -belasting bovenop de EU ETS voor de sectoren die daarbinnen vallen
Toepassingsgebied	Energie-intensieve industrie, elektriciteit/warmte, luchtvaart, maritiem	n.v.t.
Start datum	1 Januari 2005	
Gebruikte maten	1 tCO₂-eq. (= één emissierecht, EUA) - Prijs in €/tCO₂	
CO ₂ -weglek preventie-maatregelen	- Gratis rechten voor weglekgevoelige sectoren - CBAM beschermt geselecteerde sectoren aan EU-grens (staal, cement, kunstmest, aluminium, waterstof)	
Prijszettings-mechanisme	Cap & trade: schaarste aan rechten bepaalt prijs	
Toekomstige ontwikkelingen	Met de huidige lineaire afname worden er in 2039 geen gratis rechten meer vergeven voor het EU ETS systeem	



Zweden kent een brede energiebelasting op elektriciteit en brandstoffen; ETS-industrie betaalt een sterk verlaagd tarief

Landprofiel – Zweden

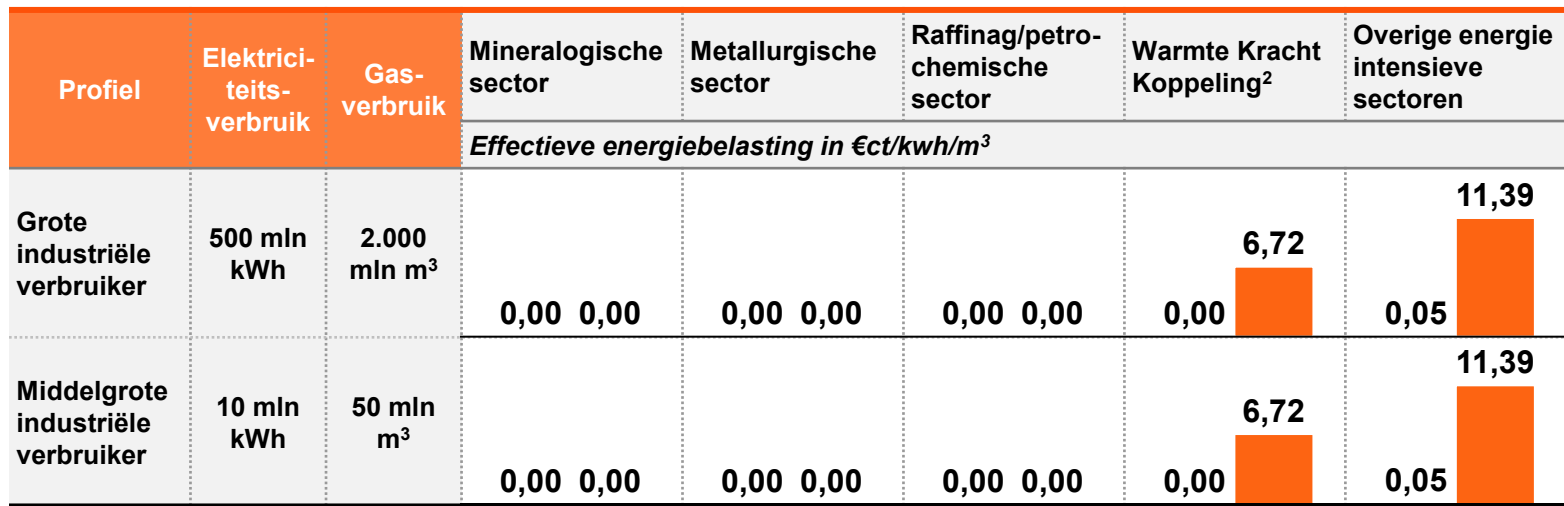
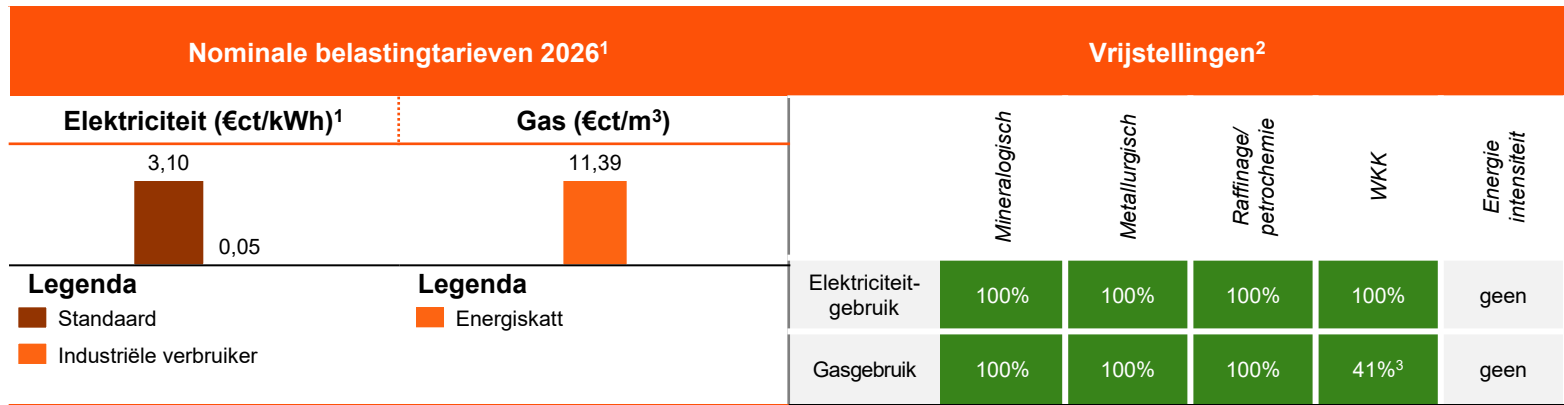
		Aanvullende belasting
	Energiebelasting elektriciteit en brandstoffen (Energiskatt)	
Achtergrond & relevante hoofdpunten¹	• Doel is zowel inkomsten genereren als energie-efficiëntie en brandstofswitch stimuleren • Elektriciteit wordt belast bij eindverbruik. Elektriciteitsproductie zelf is vrijgesteld van energie- en CO₂-belasting	
Toepassingsgebied²	Van toepassing op alle verbruikers van elektriciteit en op de meeste fossiele brandstoffen	
Start datum	Sinds 1994	
Gebruikte maten	SEK öre/kWh	
CO₂-weglek preventie-maatregelen¹	Sterk verlaagde elektriciteitsbelasting voor industriële processen en bepaalde sectoren	
Prijszettings-mechanisme²	Belastingtarief – jaarlijks geïndexeerd volgens de Energy Tax Act; de Riksdag stelt de tarieven vast	
Toekomstige ontwikkelingen³	Het algemene tarief voor elektriciteit wordt in 2026 verlaagd, om hoge stroomkosten te mitigeren. Verlaagde industrietarieven blijven gehandhaafd	

1) Use of Economic Instruments in Nordic Environmental Policy 2018–2021; 2) Sweden's updated National Energy and Climate Plan 2021–2030 (NECP, 2024); 3) Riksdagen beslutade om sänkt energiskatt på el och flera andra skatteförändringar - Energiföretagen Sverige (2025)



In Zweden gelden voor elektriciteit- en gasgebruik vlakke belastingtarieven; een aantal sectoren krijgt een vrijstelling

Land profiel – Zweden



Legenda ■ Elektriciteit ■ Gas

Toelichting

- In Zweden geldt voor zowel elektriciteit als gas één landelijk standaardtarief. Voor elektriciteit is er daarnaast een sterk verlaagd tarief voor industriële gebruikers, terwijl bepaalde proces-sectoren (mineralogisch, metallurgisch, raffinage/petrochemie en WKK) volledig kunnen worden vrijgesteld van energiebelasting

Elektriciteit

- Zweden hanteert één landelijk elektriciteitstarief. Industriële gebruikers betalen een sterk verlaagd tarief op (ongeveer) EU-minimumniveau
- Elektriciteitsverbruik in mineralogische en metallurgische processen, raffinage/petrochemie en WKK's is volledig vrijgesteld van energiebelasting

Gas

- Voor aardgas geldt één nominaal tarief zonder verbruiksschalen of aparte industriële tarieven
- Gasverbruik in mineralogische en metallurgische processen, raffinage/petrochemie en WKK's is (vrijwel) volledig vrijgesteld. Overige energie-intensieve sectoren betalen het volledige gastarief

Thank you