
FIEN26

Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders
2026

In opdracht van Netbeheer Nederland

27 maart 2026

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
Thomas R. Malthusstraat 5
1066 JR Amsterdam, Postbus 9616
www.pwc.nl

Frank de Lange
Partner
frank.de.lange@pwc.com

Paul Nillesen
Partner
paul.nillesen@pwc.com

Maurice Koerse
Senior manager
maurice.koerse@pwc.com

Netbeheer Nederland
T.a.v. dhr. H.P. Oskam
Directeur
Anna van Buerenplein 43 Gebouw New B
2595 DA 's-Gravenhage

Amsterdam, 27 maart 2026
Onderwerp: Rapport Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders 2026

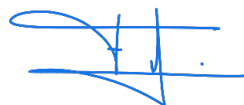
Geachte heer Oskam,

Met veel genoegen bieden wij ons rapport aan over de impact van het energiebeleid voor netbeheerders.

In de editie van 2026 is extra aandacht besteed aan het inzichtelijk maken van de onderliggende beleidsmatige drijvers voor de investeringsprognoses en de relatie tussen investeringen, netbeheerkosten en tarieven. Tevens is er een koppeling gemaakt met recente onder andere door Netbeheer Nederland uitgevoerde studies naar de voorliggende keuzes bij de vormgeving van het Nederlandse energiesysteem en zijn de handelingsperspectieven hierbij uitgelicht.

Dit rapport is opgesteld overeenkomstig onze opdrachtbrief d.d. 21 november 2025. Dit rapport is strikt vertrouwelijk en alleen voor u bedoeld. Het mag alleen aan derden worden verstrekt voor zover overeengekomen in ons contract of nadat wij vooraf schriftelijke toestemming hebben gegeven. Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is.

Hoogachtend,
PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.



Frank de Lange



Paul Nillesen



Frank de Lange
Partner



Paul Nillesen
Partner

FIEN26 toont wat het toekomstige energiesysteem betekent voor de investeringsopgave voor netbeheerders en de impact voor gebruikers

Inzicht in noodzakelijke investeringen voor realisatie energiebeleid en impact op toekomstige netkosten, -tarieven en energierekening

- Energie is essentieel voor het functioneren van de Nederlandse samenleving en economie. Wonen, werken, mobiliteit en productie zijn afhankelijk van een betrouwbare en betaalbare energievoorziening. Zonder een goed functionerend energiesysteem komen economische ontwikkeling, woningbouw en maatschappelijke welvaart onder druk te staan. Om ook in de toekomst energiezekerheid te waarborgen, werkt Nederland daarom aan een fundamentele transformatie van het energiesysteem
- In dit kader streeft de overheid naar een overgang van een energiesysteem gebaseerd op fossiele brandstoffen naar een systeem dat steunt op een mix van duurzame energie. Deze mix omvat onder andere elektriciteit, warmte, duurzame gassen en waterstof. De energietransitie is gericht op meerdere publieke doelen: het waarborgen van voldoende energie, voldoende transportcapaciteit, en verminderen van afhankelijkheid van energie-importen uit geopolitiek instabiele regio's (betrouwbaarheid), reductie van CO₂-uitstoot (duurzaamheid), en het beheersbaar houden van de energierekening voor huishoudens en bedrijven (betaalbaarheid)
- De realisatie van dit toekomstige energiesysteem vraagt om grootschalige investeringen in energie-infrastructuur. Netbeheerders hebben op grond van hun wettelijke taak de verantwoordelijkheid om een betrouwbare, veilige en toekomstbestendige infrastructuur te realiseren en te beheren waarop huishoudens en bedrijven kunnen aansluiten. Dit vereist investeringen in uitbreiding, vernieuwing en onderhoud van de netten, zodat deze kunnen meegroeien met veranderingen in energievraag, elektrificatie en duurzame opwek. Tegelijkertijd is het van belang dat deze investeringen doelmatig plaatsvinden, zodat de noodzakelijke uitbreiding van het energiesysteem kan worden gerealiseerd en de kosten voor eindgebruikers daarbij niet meer dan noodzakelijk toenemen
- Met de FIEN-rapportages maakt Netbeheer Nederland inzichtelijk hoeveel investeringen in de energie-infrastructuur nodig zijn voor de realisatie van het toekomstig energiesysteem en welke impact deze investeringen hebben op de toekomstige netbeheerkosten, -tarieven en energierekeningen van huishoudens en bedrijven. FIEN26 is een update van de FIEN+ studie uit 2024/25 (in dit rapport verder FIEN24 genoemd). In FIEN26 worden de voorgenomen investeringen en de impact op tarieven vergeleken met FIEN24
- FIEN26 is gebaseerd op de investeringsplannen 2026 van de netbeheerders. De voorgenomen energie- en klimaatbeleidsmaatregelen in het coalitieakkoord over 2026-2030 waren hier nog niet in verwerkt en zijn daarom buiten beschouwing gelaten. Voor het Net op Zee (NoZ) is 30 GW Wind op Zee (WoZ) aangehouden en is een sensitiviteitsanalyse opgenomen van 40 GW. De investeringsomvang, financieringsstructuur en systeemimpact van nieuwe kerncentrales zijn op hoofdlijnen in beeld, maar zijn nog niet in detail uitgewerkt en zijn daarom niet expliciet meegenomen in FIEN26
- De hoogte van de investeringen en de energierekening ligt niet vast. Door andere keuzes te maken en aanpassingen in beleid kunnen deze worden beïnvloed. Het is van groot belang dat keuzes zo snel mogelijk gemaakt worden om tijdig de kosten te beïnvloeden. In de afgelopen jaren zijn diverse onderzoeken verricht door de overheid en netbeheerders naar mogelijkheden om kosten te beperken¹, kosten reflectief te verdelen², en de keuzes waar we als Nederland voor staan ten aanzien van de inrichting van het energiesysteem³. FIEN26 geeft in hoofdstuk 2 uitleg over hoe keuzes in het energie- en klimaatbeleid de investeringsopgave van netbeheerders beïnvloeden. Op relevante plekken in het document wordt de praktische en financiële impact per keuze besproken. Het rapport eindigt met een overzicht van handelingsperspectieven die bijdragen aan het zo betaalbaar mogelijk houden van de energie-infrastructuur

Beleidskeuzes overheid leidend voor investeringsopgave netbeheerders Tarieven nemen over de tijd toe, maar er zijn handelingsperspectieven

Onderstaande figuur toont de samenhang en volgorde van de hoofdstukken in dit rapport



In **appendix 6** staat een overzicht van de belangrijkste begrippen en afkortingen die in dit rapport worden gebruikt

Inhoudsopgave

1. **Samenvatting**
2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders
3. Investerings tot 2040
4. Tariefindicaties voor elektriciteit en gas
5. Handelingsperspectieven
6. Appendix

Energiebeleid en de betekenis voor netbeheerders

Over naar een toekomstbestendig energiesysteem

Nederland werkt aan een ingrijpende verandering van het energiesysteem, gericht op het behalen van de klimaatdoelstellingen en het realiseren van een toekomstbestendige energievoorziening. Daarom wil de overheid dat Nederland **overschakelt van fossiele brandstoffen naar een mix van duurzame energiedragers**, met onder andere elektriciteit, warmte, duurzame gassen en waterstof. Doelen van het energiebeleid zijn het waarborgen van voldoende energie, voldoende transportcapaciteit, het verminderen van afhankelijkheid (betrouwbaarheid), reductie van CO₂-uitstoot (duurzaamheid), en het beheersbaar houden van de energierekening (betaalbaarheid).

Van overheidsbeleid naar investeringsplannen netbeheerders

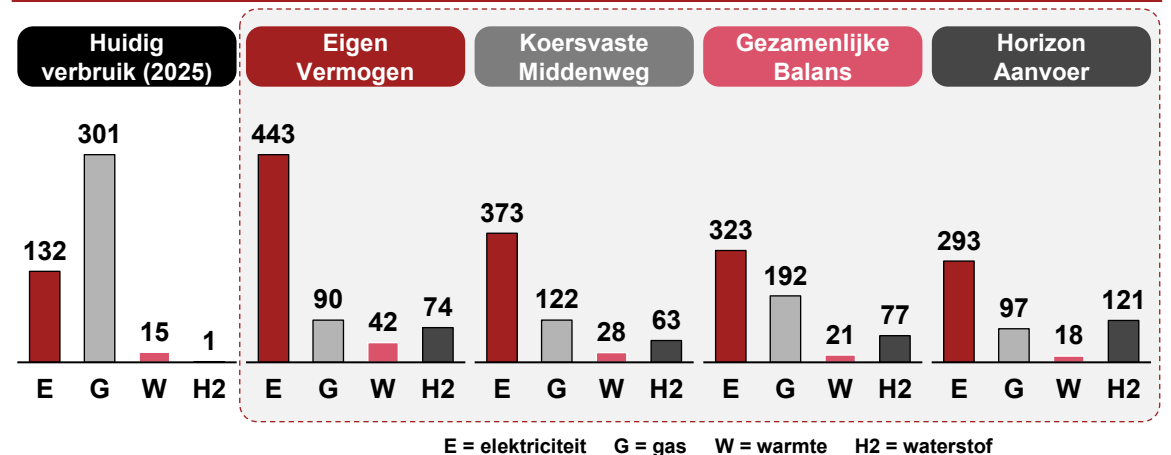
Via beleidsvisies en wet- en regelgeving, zoals de Klimaatwet en het Nationaal Plan Energiesysteem, bepaalt de overheid de richting, invulling en het tempo van het Nederlandse energiebeleid. De netbeheerders dragen bij aan de realisatie via investeringen in de energie-infrastructuur. Omdat de mogelijke ontwikkelrichting naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 onzeker is, hebben de netbeheerders gezamenlijk vier energiestenario's opgesteld. Dit zijn normatieve doelscenario's waarin het halen van de klimaatdoelen randvoorwaardelijk is.

De landelijke en regionale netbeheerders combineren deze scenario's met verwachte groei van woningen en bedrijven, aanvragen van klanten en de regionale plannen voor energie en ruimtelijke ontwikkeling. Aan de hand hiervan bepalen zij hun assetmanagementplannen en individuele investeringsplannen.

Verwachte ontwikkeling in Nederland; in 2040 t.o.v. 2026



Energieverbruik³ in 2025 en 2040 in TWh; per energiedrager; per scenario



Tot 2040 investeren netbeheerders jaarlijks €13 mld tot €18 mld; dempingen mogelijk door systeemkeuzes en efficiënter gebruik netten

Jaarlijkse investeringen

Om de ontwikkeling van het energiesysteem mogelijk te maken en om in te spelen op de energievraag **investeren netbeheerders in de periode 2026–2040 naar verwachting gemiddeld ca. netto¹ €13 tot €18 mld per jaar in energie-infrastructuur** (prijsspeil 2026).

Door de elektrificatie van industrie, mobiliteit en de gebouwde omgeving, de verdere uitrol van wind op zee en zonne-energie, heeft het grootste deel van deze investeringen betrekking op **elektriciteitsinfrastructuur (ca. 90%)**. Daarnaast zijn investeringen nodig in andere delen van het energiesysteem. Voor **gas wordt tot 2040 gemiddeld ca. €0,8 mld per jaar** geïnvesteerd, voornamelijk in vervanging van bestaande infrastructuur. Voor **warmtenetten wordt gemiddeld netto ongeveer €0,5 mld per jaar** beoogd, genoeg voor een toename van het aantal aangesloten huishoudens op warmtenetten tot ca. 1,4 mln. Voor het landelijk **waterstoftransportnet wordt ca. €0,3 mld per jaar** verwacht.

De totale investeringsopgave over 2026-2040 is €235 mld (FIEN24 was 217 mld over dezelfde periode, in prijspeil 2026). Het verschil bestaat voornamelijk uit €24 mld lagere investeringen in het net op zee, door een daling van 38 GW elektrische aanlanding in FIEN24 naar 30 GW in FIEN26. Anderzijds zijn er €42 mld extra investeringen in het net op land.

Dempingen mogelijk door systeemkeuzes en efficiënter gebruik

De uiteindelijke investeringsopgave is onzeker en hangt sterk samen met toekomstige beleidskeuzes, de snelheid van verduurzaming en de ontwikkeling van verschillende energiedragers. Systeemkeuzes en een efficiënter gebruik van het elektriciteitsnet kunnen de benodigde investeringen aanzienlijk beïnvloeden. De netbeheerders hebben – in het verlengde van het Interdepartementaal Beleidsonderzoek bekostiging elektriciteitsinfrastructuur² - berekeningen uitgevoerd van wat mogelijke maatregelen zijn om de investeringsopgave te drukken en het energiesysteem efficiënter te maken. **Deze tellen op tot een potentiële demping van ca. €9 mld tot €33 mld aan investeringen in het elektriciteitsnet op het land tot en met 2040** (prijsspeil 2026).

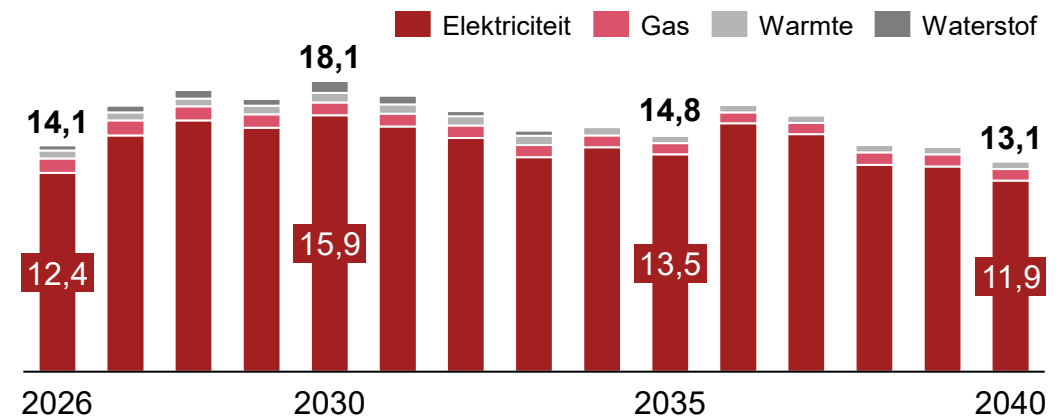
FIEN26

PwC Strategy&

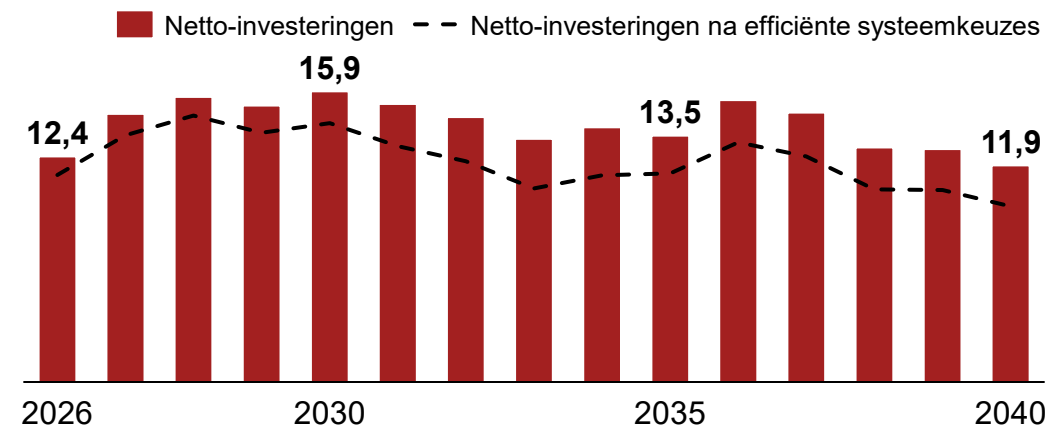
1) De netto-investeringen zijn de totale (bruto) investeringen minus de eigen bijdragen van klanten (aansluitvergoedingen) en subsidies

2) [Interdepartementaal Beleidsonderzoek bekostiging elektriciteitsinfrastructuur, 2025](#)

Jaarlijkse netto-investeringen¹ 2026-2040; in € mld, (reëel – pp 2026)



Jaarlijkse netto-investeringen¹ elektriciteit 2026-2040; in € mld, (reëel – pp 2026)



27 maart 2026

Voor netbeheer elektriciteit nemen de tarieven sterk toe over de tijd

Tarieven voor gas nemen licht toe door afname aantal aansluitingen

Impact op tarieven

Op basis van de huidige inzichten **nemen de nettarieven voor elektriciteit gemiddeld met ca. 3,7% tot 6,3% per jaar toe**, wat betekent dat de tarieven in 2040 ongeveer 1,7 tot 2,3 keer hoger kunnen liggen dan in 2026 (was 2,1 tot 2,6 keer in FIEN24).

De verwachte volumeontwikkeling van de tariefdragers voor elektriciteit is hoger dan bij FIEN24, waardoor de tariefstijgingen over het algemeen iets gedempt zijn². Wel is er grote onzekerheid over volumeontwikkeling, die afhankelijk is van de elektriciteitsvraag van huishoudens en bedrijven.

De grafiek voor elektriciteit toont de verwachte ontwikkeling van het tarief¹ per gebruikersgroep. In dit rapport wordt alvast rekening gehouden met het beoogde nieuwe tariefstelsel voor kleinverbruikers (tijdsafhankelijk kWh tarief) en is de impact voor verschillende typen huishoudens ingeschat.

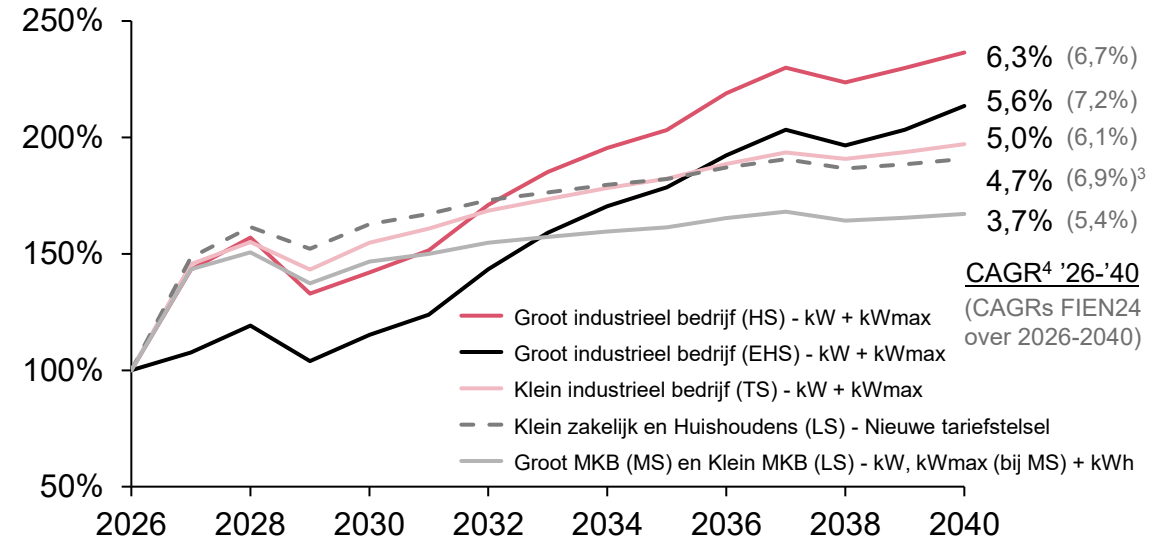
Voor bedrijven en industrie zijn tarieven gekoppeld aan het gecontracteerde vermogen en/of verbruik, en dus met het daadwerkelijke gebruik van het net. De ontwikkeling van hun netkosten hangt daarom al samen met hun elektriciteitsverbruik en piekbelasting.

Omdat de volumes van de tariefdragers per gebruikersgroep zich anders kunnen ontwikkelen zijn de tariefstijgingen onderling lastig met elkaar te vergelijken.

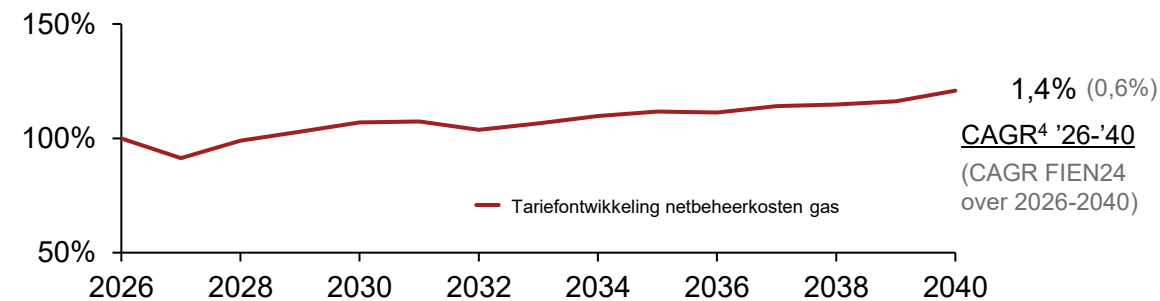
Het tarief voor **gas stijgt minder sterk, met gemiddeld ca. 1,4% per jaar**. Dit komt neer op een groeifactor van 1,2x, kijkende naar 2040 ten opzichte van 2026. Deze verhoging komt doordat het aantal gasaansluitingen sneller afneemt dan de netkosten dalen; hierdoor worden de kosten over minder gasaansluitingen verdeeld.

- 1) Een stijging van het tarief mag niet worden verward met een stijging van de rekening per gebruiker/connectie, omdat het kan voorkomen dat gebruikers meer of minder zullen gaan afnemen
- 2) De CAGRs tussen FIEN24 en FIEN26 zijn niet direct vergelijkbaar vanwege een verschillend beginpunt ('24 vs. '26) en een verschillende periode ('24-'40 vs. '26-'40). De hier getoonde vergelijkingen zijn daarop aangepast
- 3) De CAGRs tussen FIEN24 en FIEN26 voor klein zakelijk en huishoudens zijn niet direct vergelijkbaar wegens het hanteren van andere tariefdragers (vast tarief per aansluiting in FIEN24 vs. tijdsafhankelijk kWh tarief in FIEN26)
- 4) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

Prognose tariefontwikkeling E 2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel)



Prognose tariefontwikkeling G 2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel)



Collectieve handelingsperspectieven – meer grip op investeringsopgave en energierekening: dempingspotentieel van €9 mld tot €33 mld

Netbeheerders, overheden, de toezichthouder, burgers en bedrijven aan zet

Om wonen, werken en economische groei mogelijk te houden, zijn grote investeringen in de energie-infrastructuur hard nodig voor de toekomst. Deze investeringen leiden echter wel tot vragen over de betaalbaarheid van energie.

Er zijn nog geen grote reducties gerealiseerd bij de investeringen in de infrastructuur, mede doordat de grote systeemkeuzes zoals benoemd in het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur¹ nog niet doorgevoerd zijn. Derhalve zijn deze nog niet verwerkt in de scenario's van de IP's die ten grondslag liggen aan de huidige berekeningen.

Alleen samenhangende keuzes van netbeheerders, overheid, toezichthouders én netgebruikers kunnen de noodzakelijke versnelling combineren met grip op de energierekening. Dat vraagt om tijdige beslissingen, slimme prikkels en het benutten van flexibiliteit in het energiesysteem. Voor efficiënte keuzes moet integraal worden gekeken naar optimale kosten van opwek, opslag en netwerk.

Handelingsperspectief bij de netbeheerders ligt bij het slimmer gebruiken van het energiesysteem, bijv. via flexibele contracten, tijdsafhankelijke tarieven en beter benutten van bestaande netcapaciteit. Hiermee kan de investeringsopgave worden gedempt. Sturing op locatie en timing van nieuwe aansluitingen voorkomt dat overal tegelijk zware netverzwaring nodig is. Ook digitalisering en betere data-analyse helpen om investeringen robuuster en doelmatiger te plannen.

De rol van de overheid is het maken van systeemkeuzes voor een efficiënt en betaalbaar energiesysteem en regievoering daarop. Dit gaat om o.a.: concrete besparingsdoelen, isolatie, slim gebruik van bestaande netten, (locatie)sturing, technische optimalisatie en voortgang met warmte-, groen gas- en waterstofinfra.

Provincies en gemeenten zijn hierbij belangrijk in de regionale afstemming, ruimtelijke inpassing en het verbinden van lokale plannen met de beschikbare netcapaciteit.

Bij huishoudens en bedrijven is gedrag een doorslaggevende factor voor de toekomstige kosten van het energiesysteem. Door energieverbruik over de dag te spreiden, flexibel om te gaan met afname en invoeding, en te investeren in energie-efficiëntie kunnen gebruikers actief bijdragen aan het verminderen van netbelasting. Daarmee ontstaat niet alleen maatschappelijk voordeel, maar ook individueel handelingsperspectief om kostenstijgingen te beperken.

Tegelijkertijd moet er ook worden gekeken naar de vraagkant, om de investeringen hier goed op af te blijven stemmen en zo de betaalbaarheid van het energiesysteem te waarborgen. **Als het elektriciteitsnet steeds duurder wordt terwijl het totale gebruik achterblijft of zelfs daalt kunnen de kosten per kilowattuur stijgen.** Dat kan elektrificatie juist ontmoedigen en de transitie afremmen. Internationale ervaringen laten zien dat dit risico reëel is. **Om dat te voorkomen zijn actieve vraagsturing, passende tariefstructuren en investeringen die meebewegen met de vraag essentieel.**

Geactualiseerde dempingspotentieel investeringsopgave cumulatief t/m 2040, mld, pp 2026	Reductiescenario's		
	Laag	Midden	Hoog
• Flexibiliseren kleinverbruikers	0,2	2,9	4,4
• Flexibiliseren grootverbruikers	1,7	2,9	6,2
• Slimme locatiekeuzes opwek, opslag, nieuwe grootverbruikers	3,2	4,5	4,5
• Maatregelen technisch beter benutten	0,5	1,2	2,1
• Doorwerking bovenstaande op MS en HS (knock-on impact)	3,1	9,6	15,4
Totaal dempingspotentieel	8,8	21,1	32,7

Inhoudsopgave

1. Samenvatting
- 2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders**
3. Investerings tot 2040
4. Tariefindicaties voor elektriciteit en gas
5. Handelingsperspectieven
6. Appendix

Energiebeleid overheid, verwachte woningbouw en economische groei, concrete aanvragen en regionale plannen voor energie en ruimtelijke ontwikkelingen bepalen de investeringsopgave voor netbeheerders

Beleid en wetgeving belangrijkste driver investeringsopgave

- Via beleidsvisies en wet- en regelgeving, zoals de Klimaatwet en het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), bepaalt de overheid de richting en invulling van de Nederlandse energietransitie en zet doelen voor het tempo daarvan. De netbeheerders en de markt zijn de uitvoerende partijen bij de realisatie van het toekomstige energiesysteem via investeringen in de energie-infrastructuur
- Omdat de toekomstige inrichting van het energiesysteem op meerdere punten nog niet vastligt en aan verandering onderhevig is, hanteren de netbeheerders vier scenario's voor het maken van investeringsplannen. Deze vier energiescenario's werken ieder via andere accenten toe naar de realisatie van het overheidsdoel Nederland Klimaatneutraal in 2050. De scenario's staan in Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025¹ (NBNL SE-25). Zie hiervoor ook de volgende pagina
- De landelijke en regionale netbeheerders combineren deze scenario's met o.a. de verwachte groei van woningen en bedrijven, aanvragen van klanten, de regionale plannen voor energie en ruimtelijke ontwikkeling, de maakbaarheid, actuele netcongestie en vele andere factoren die de toekomstige energietransportbehoefte beïnvloeden. Aan de hand hiervan bepalen de netbeheerders hun individuele investeringsplannen

Meer grip op investeringsopgave en netkosten bij stabiel beleid

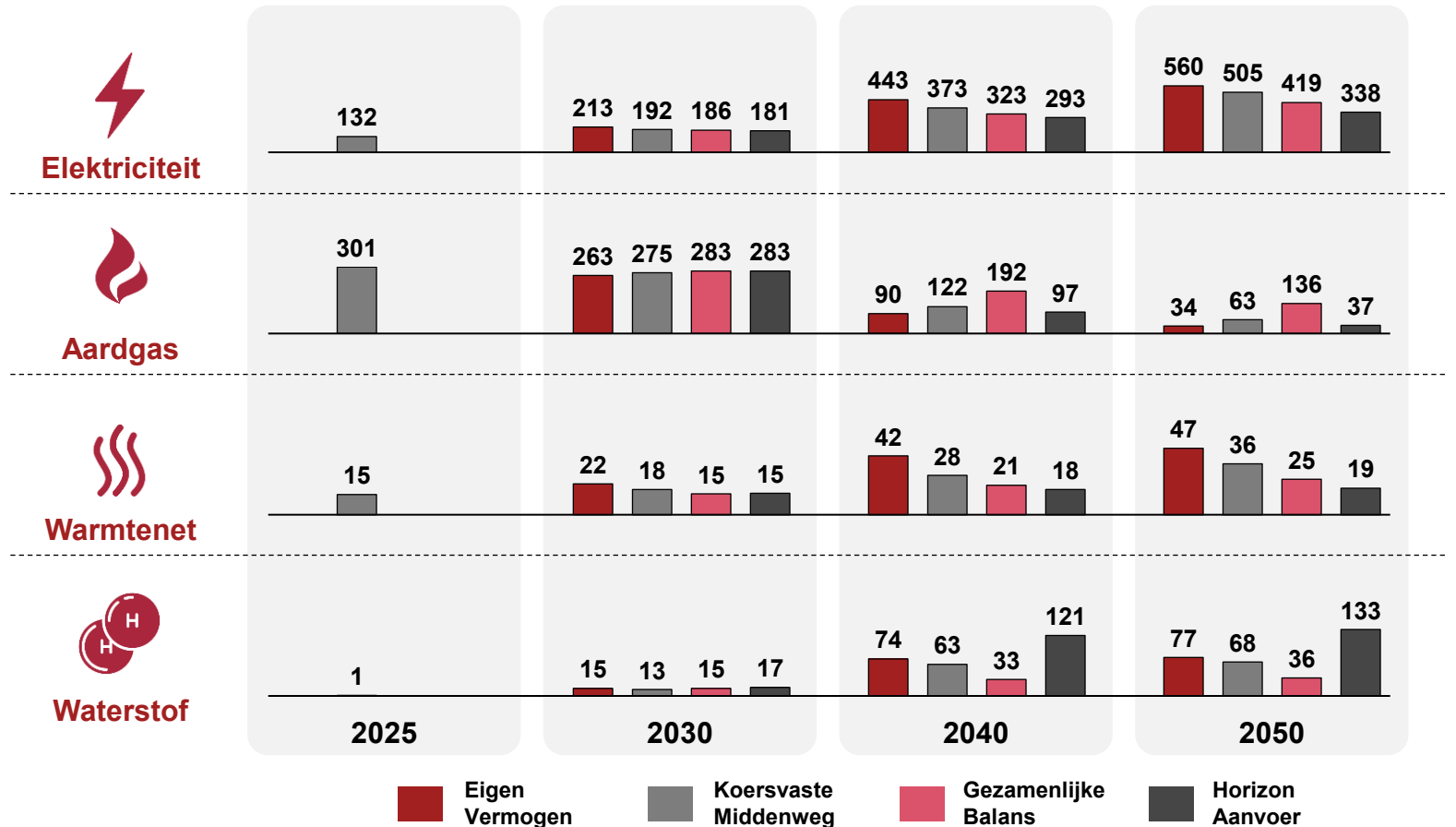
- De grootschalige uitbreiding en vernieuwing van de energie-infrastructuur zorgt voor een grote investeringsopgave voor de netbeheerders. De investeringen worden in termijnen van tientallen jaren afgeschreven, waardoor ze lang doorwerken in de netbeheertarieven voor eindgebruikers
- Bij aanhoudende onzekerheden moeten netbeheerders rekening houden met mogelijke scenario's. Voor voorbereidende activiteiten zoals planologie, grondaankoop en engineering is dit beheersbaar. Het wordt echter problematisch wanneer een definitieve investeringsbeslissing genomen moet worden. Daarnaast is een duidelijk projectportfolio essentieel om de markt het vertrouwen te geven om te investeren in het uitbreiden van haar capaciteit
- Zonder dit leidt onzekerheid tot hogere investeringskosten en een minder doelmatige ontwikkeling van het energiesysteem, waarvan de kosten uiteindelijk doorwerken in de energierekening van eindgebruikers. Te late investeringen kunnen bovendien leiden tot maatschappelijke kosten
- Voor het realiseren en versnellen van de energietransitie en het vergroten van de grip op de investeringen en kosten, is beleidsstabiliteit noodzakelijk. Frequent wijzigend beleid vertraagt investeringsbeslissingen en zet de uitvoerbaarheid van projecten onder druk
- De actualisatie van het NPE in 2026 kan de koers verduidelijken en daardoor richting geven. Concretisering van beleidskeuzes zijn onder andere nodig rond de omvang van Wind op Zee (30 of 40 GW elektrisch aanlanden middels het NoZ heeft gevolgen voor de investeringsopgaves), de ontwikkeling van flexibiliteit in het energiesysteem en de verduurzaming van de Nederlandse industrie

Netbeheerders hanteren vier scenario's richting klimaatneutraliteit in 2050 voor het opstellen van investeringsplannen

Vier routes naar Klimaatneutraal 2050

- Voor het maken van investeringsplannen, werken de netbeheerders met vier scenario's, elk met een eigen route en impact op het energiesysteem:
 - Scenario Eigen Vermogen (EV)
 - Scenario Koersvaste Middenweg (KM)
 - Scenario Gezamenlijke Balans (GB)
 - Scenario Horizon Aanvoer (HA)
- Bij het opstellen van de investeringsplannen heeft de meerderheid van de netbeheerders het NBNL SE-25 scenario Koersvaste Middenweg als uitgangspunt genomen. Dit scenario geldt als een gemiddeld scenario t.o.v. de overige scenario's
- Het Koersvaste Middenweg scenario en de onderliggende uitgangspunten zijn daarom ook voor dit rapport veelal als basis genomen bij het bepalen van diverse parameters
- Hoeveel investeringen nodig zijn, hangt sterk af van het toekomstperspectief en uitgangspunten waar vanuit wordt gegaan in de scenario's. Naarmate verder vooruit wordt gekeken, neemt de onzekerheid over de energiemix en daarmee ook over de investeringsplannen en kosten toe

Energieverbruik¹ 2025, 2030, 2040, 2050; in TWh; per energiedrager; per scenario



Grootste beleidskeuzes en de implicaties daarvan voor de investeringsopgave voor netbeheerders

Grootste ontwikkelingen











- In de zichttermijn tot **2040** wordt **het aandeel elektriciteit in de energiemix groter**
- Warmte, waterstof en andere op te schalen energiedragers zijn essentieel maar kennen een selecte(re) toepassing
- Ons **nationale gassysteem blijft voorlopig essentieel** voor energiezekerheid. Het aandeel aardgas wordt geleidelijk kleiner en uiteindelijk wordt aardgas vervangen door groen gas, dat veel schaarser zal zijn, en dus zal worden geprioriteerd naar de voor de maatschappij de meest waardevolle toepassingen
- **Wind op Zee (WoZ)** zal een van de grootste bronnen voor de opschaling van elektriciteit worden, maar moet worden aangevuld met andere bronnen zoals zon op land, wind op land, kernenergie, en elektriciteitsproductie uit regelbaar vermogen en opslag
- Netbeheerders hebben hun investeringen in het elektriciteitsnet sterk opgeschaald. Door de omvang van de opgave zijn er **grote uitdagingen ten aanzien van de maakbaarheid** en kan het nog tien tot vijftien jaar duren voordat het net overal is aangepast aan een sterk geëlektrificeerde economie

Betekenis voor netbeheerders

- Het elektriciteitsnet op land en op zee moet grootschalig worden uitgebreid om toenemende hoeveelheden duurzame energie aan te sluiten en te transporteren naar gebruikers
- De bestaande gasinfrastructuur is grotendeels toekomstbestendig. De resterende investeringen betreffen vooral het vervangen van verouderde materialen en herinvesteringen wanneer ondergrondse infrastructuur wordt aangepast, bijvoorbeeld bij werkzaamheden aan warmtenetten, riolering of elektriciteitskabels
- Investeringen in warmte-, CO₂- en waterstofnetwerken vallen grotendeels buiten de regulering van de Energiewet en zijn nodig om deze energieketens tijdig te kunnen opschalen voor eindgebruikers die via deze routes op een betaalbare manier kunnen verduurzamen
- Waar de vraag naar transportcapaciteit sneller groeit dan de uitbreiding van het net, ontstaat netcongestie en moeten nieuwe aansluitingen wachten totdat extra capaciteit beschikbaar komt. Vraag naar transportcapaciteit buiten de piekuren dient via congestiemanagement of alternatieve transport rechten te worden ingepast. Netbeheerders hebben bij de ACM verbeterplannen ingediend om de productontwikkeling die daarvoor nodig is sneller op orde te hebben
- De ACM geeft in het maatschappelijke prioriteringskader aan hoe netbeheerders met de schaarse verdeling van transportcapaciteit moeten omgaan. Vanaf 1 juli 2026 passen netbeheerders het prioriteringskader ook toe op kleinverbruikers. Dat betekent dat dan zowel kleinverbruik- en grootverbruik aanvragen in congestiegebied op volgorde van een geïntegreerde wachtlijst capaciteit krijgen wanneer die beschikbaar is. Aanvragen die binnen het maatschappelijk prioriteringskader vallen, krijgen daarbij voorrang op aanvragen die daar buiten vallen¹
- Zie [appendix 1](#) voor achtergrondinformatie bij beleidskeuzes aangaande de energietransitie en de betekenis daarvan voor netbeheerders

FIEN26-prognose is opgesteld o.b.v. uitgewerkte prognoses van netbeheerders, welke zijn samengevoegd en vergeleken met FIEN24

Gevolgd proces

-  **Ophalen data bij netbeheerders**
 - Data uitgevraagd bij Stedin, Enexis, Liander, TenneT en GTS/Gasunie
-  **Consistentie check**
 - Onderliggende assumpties en sector-consistente dataset geanalyseerd
-  **Check marktgegevens**
 - Check aansluiting onderliggende aannames met NBNL SE-25
-  **Samenvoegen sectorprognose**
 - Samenvoegen prognoses regionale netbeheerders (RNB's), TenneT en GTS/Gasunie tot sectorniveau
-  **Vergelijking met FIEN24**
 - Vergelijking van E+G prognoses t.o.v. FIEN24, incl. verklaring belangrijkste verschillen

Aannames en uitgangspunten

- In dit rapport worden zowel bruto als netto investeringsplannen getoond. Bruto-investeringen geven een beter beeld van de totale omvang, maar zijn incl. klantbijdragen en subsidies. Netto-investeringen betreffen het deel wat gefinancierd wordt door de netbeheerders en waarover toekomstige transporttarieven moeten worden betaald door gebruikers van de netten
- De prognoses houden rekening met de beleidscontouren zoals in dit document besproken. Overheidsbeleid, doelstellingen en regionale energiestrategieën zijn echter onderhevig aan onzekerheden en continue ontwikkelingen. Voorbeelden hiervan zijn de recente (nationale en internationale) veranderingen in beleid, visie en marktomstandigheden ten aanzien van bijvoorbeeld geopolitieke ontwikkelingen, de Europese en Nederlandse concurrentiepositie en het Europese brandstofverbod. Deze continu wijzigende omstandigheden betekenen dat er in algemene zin inherent een grote onzekerheid verbonden is aan lange termijnprognoses zoals opgenomen in dit rapport, waarbij rekening moet worden gehouden bij het lezen van dit rapport en het interpreteren van de uitkomsten
- Elke partij heeft een basisscenario aangeleverd dat consistent is met het door management gehanteerde lange termijn plan (incl. bijv. bedrijfsspecifieke afslagen maakbaarheid); startpunt hiervoor zijn de definitieve investeringsplannen 2026 die veelal voor 10 jaar worden vastgesteld
- Voor de jaren hierna is er door sommige netbeheerders geen expliciete inschatting voorhanden. Daarom is een onderbouwde extrapolatie toegepast
- De cijfers in dit rapport zijn uitgedrukt in het huidig prijspeil (reëel), dus excl. toekomstige inflatie, tenzij specifiek anders vermeld. Getoonde CAPEX cijfers zijn exclusief meters en niet-gereguleerde diensten
- Historische data t/m 2025 zijn o.b.v. Codata en aangeleverde data netbeheerders

Inhoudsopgave

1. Samenvatting
2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders
- 3. Investerings tot 2040**
4. Tariefindicaties voor elektriciteit en gas
5. Handelingsperspectieven
6. Appendix

De uitgangspunten bij de investeringsplannen zijn sterk afhankelijk van beleid en omstandigheden; hierop zijn sensitiviteitsanalyses gedaan

Uitgangspunten en aannames onderliggende aan de investeringsplannen en uitgevoerde sensitiviteitsanalyses

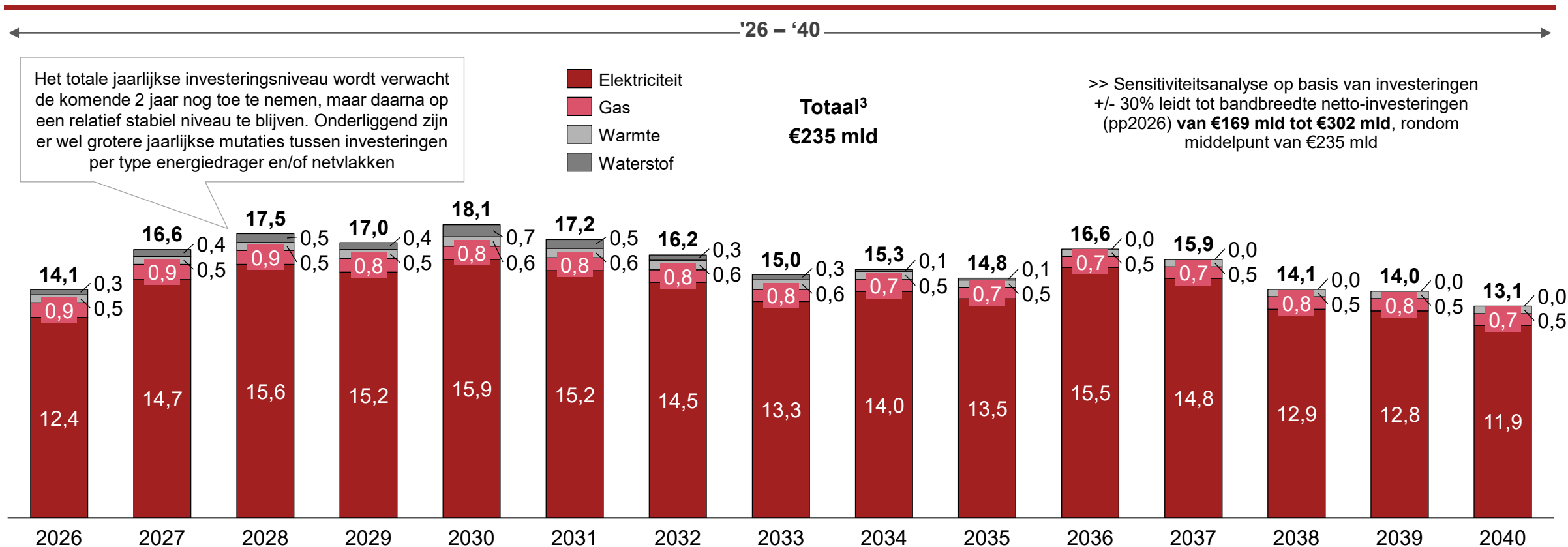
Beleid en omstandigheden	<ul style="list-style-type: none"> Voor de ontwikkeling van de toekomstige investeringen in de elektriciteits- en gasnetten zijn het nieuwe coalitieakkoord, maakbaarheid van de energietransitie en kostenontwikkelingen voor kritieke netmaterialen belangrijke specifieke factoren. Deze zijn daarom verwerkt in sensitiviteitsanalyses
Coalitieakkoord en Wind op Zee	<ul style="list-style-type: none"> In april 2025 heeft de toenmalige minister van Klimaat en Groene Groei aangegeven het uitroltempo voor WoZ mogelijk te willen aanpassen als de ontwikkeling van de industriële elektriciteitsvraag zou achterblijven. Op 16 juli 2025 is de ambitie voor WoZ per 2040 daadwerkelijk terugschroefd, van 50 GW naar 30 tot 40 GW De investeringsplannen van TenneT zoals opgenomen in FIEN26 zijn gebaseerd op het IP 2026 van TenneT. Op de daarvoor gehanteerde peildatum was het door de Nederlandse regering in 2025 gestelde beleid leidend - een ambitie van 30 tót 40 GW, waarbij 30 GW voorbereid zou worden en een nader besluit over de exacte ambitie zou volgen. TenneT heeft daarom rekening gehouden met het elektrisch aanlanden van 30 GW WoZ middels het NoZ. Dit betreft een sterke verlaging ten opzichte van FIEN24, waar 38 GW was meegenomen In het coalitieakkoord van 30 januari 2026 is de ambitie voor wind op zee echter weer op 40 GW gesteld, samen met de aankondiging van diverse maatregelen om de elektrificatie van de Nederlandse industrie te stimuleren. Indien deze 40 GW volledig elektrisch aangeland moet worden betekent dit een toename van 10 GW in het NoZ. Om de impact hiervan in beeld te brengen is in dit rapport een sensitiviteitsanalyse opgenomen
Maakbaarheid en kosten	<ul style="list-style-type: none"> Verder toenemende schaarste in materialen, grond, personeel en inhuur van derden kan prijzen opdrijven en daarmee leiden tot hogere investeringen dan nu is aangenomen Daarnaast kunnen zowel schaarste als lange vergunningstrajecten ook resulteren in vertraging waardoor mogelijke prognoses niet tijdig gerealiseerd kunnen worden en naar achteren schuiven De prognoses van de netbeheerders bevatten afslagen voor maakbaarheid, met de verwachting dat het maakbaarheidsgat richting 2040 wordt verkleind Om de impact van o.a. bovengenoemde onzekerheden op de investeringsplannen te tonen is een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd op de investeringen (+/- 30% op de jaarlijkse investeringen tussen 2026 en 2040) waar later in dit hoofdstuk naar verwezen wordt en waarvan de impact op netbeheerkosten en -tarieven is uitgewerkt in appendix 5. De operationele kosten fluctueren in deze sensitiviteitsanalyse mee

De investeringen door netbeheerders voor infrastructuur bedragen jaarlijks gemiddeld €13 tot €18 mld van 2026 tot en met 2040

Investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040

Totale netto-investeringen^{1,2}

2026-2040; in € mld (prijspeil 2026)

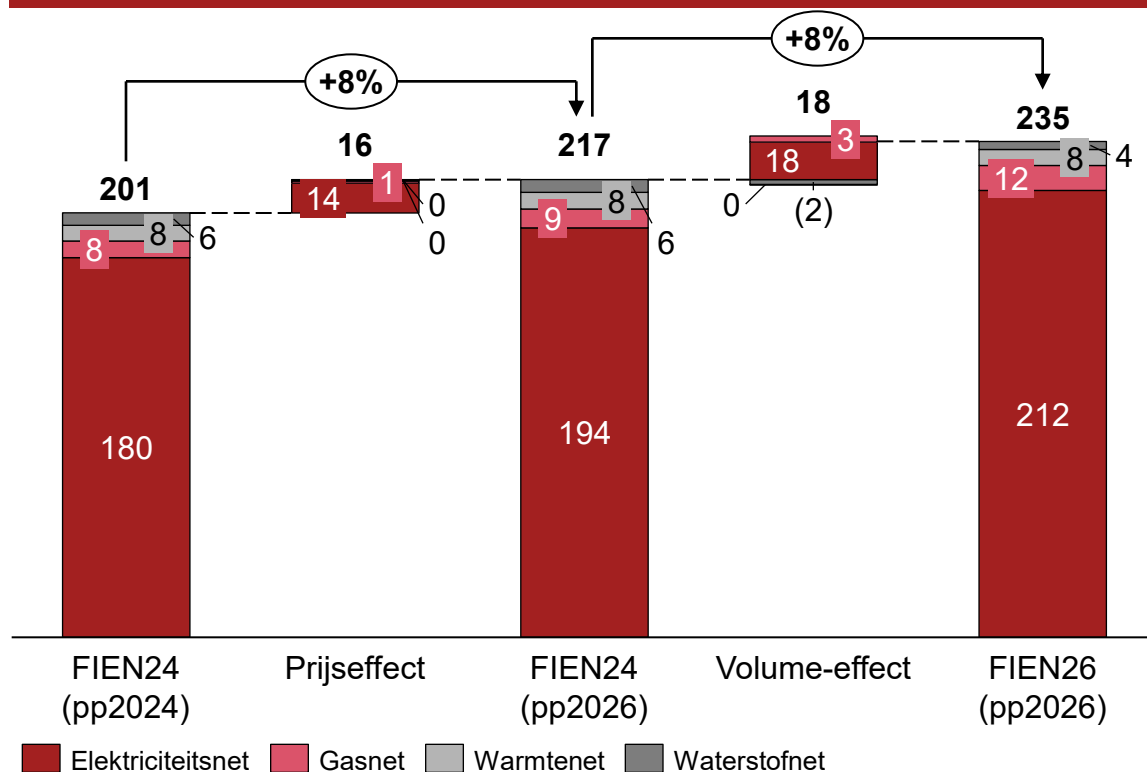


Verhoging van de investeringsprognose van €34 mld t/m 2040 t.o.v. het FIEN24-rapport

Vershil prognose FIEN24 vs. FIEN26 (op basis van 30 GW NoZ)

Reële netto-investeringen 2026-2040¹

2026-2040; in € mld



Observaties bij toename investeringsopgave

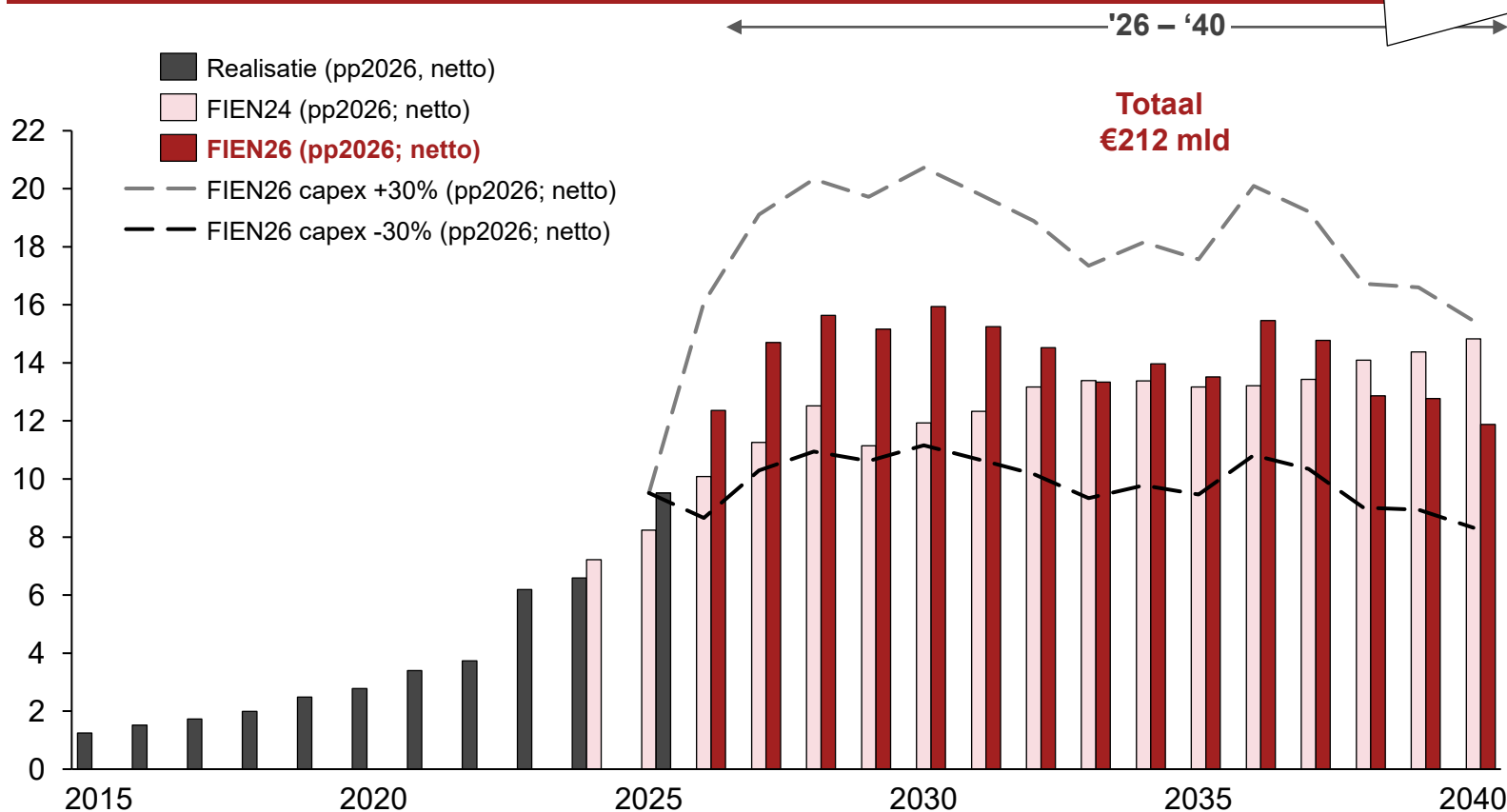
- De reële netto investeringen in de elektriciteits-, gas-, waterstof- en warmtenetten over de periode 2026-2040 nemen toe met ca. €34 mld (~17% stijging) ten opzichte van de prognoses van FIEN24
- €16 mld (~8% stijging) hiervan is het gevolg van prijsontwikkelingen. De inputkosten voor netbeheerders zijn de afgelopen twee jaar sneller gestegen dan de algemene inflatie in Nederland, als gevolg van schaarste in zowel arbeid als kritieke netmaterialen en hogere grondstofprijzen
- De grootschalige uitbreiding van energie-infrastructuur heeft geleid tot een zeer hoge vraag naar technisch personeel. Door een groot tekort aan gekwalificeerde vakmensen stijgen de lonen in deze sector sterk²
- Een voorbeeld van schaarste van kritieke netmaterialen is de koperprijs. De wereldwijde vraag naar koper stijgt sneller dan verwacht, wat een sterk prijsopdrijvend effect heeft. De hoge vraag naar koper wordt o.a. gedreven door investeringen in de modernisering en uitbreiding van elektriciteitsnetten, maar ook door investeringen in AI datacenters
- Het overige deel van €18 mld (~8% stijging) is het gevolg van volume-effecten. Deze volume-effecten worden op de volgende pagina's in meer detail toegelicht

Netbeheerders schalen op tot een jaarlijkse investeringsopgave van ca. €12 mld tot €16 mld in het elektriciteitsnet tot 2040

Investerings elektriciteitssector (RNB's & TenneT)

Reële CAPEX

2015-2040¹; in € mld (prijspeil 2026)



- De investeringen in het elektriciteitsnet betreffen verreweg het grootste deel van de totale investeringen door netbeheerders tot 2040
- Omdat er onzekerheid is over zowel de omvang als de timing van de investeringen (zeker op de langere termijn) is in deze grafiek ook een sensitiviteit van $\pm 30\%$ van de jaarlijkse CAPEX weergegeven
- Wel is er handelingsperspectief om de totale investeringsopgave te verminderen. Door flexibele contracten, tijdsafhankelijke tarieven en beter benutten van bestaande netcapaciteit kan een deel van de investeringsopgave worden beperkt (geschatte demping van €1 mld tot €3 mld per jaar over de periode 2026–2040)
- Slimme sturing op locatie en timing van nieuwe aansluitingen voorkomt dat overal tegelijk zware netverzwaring nodig is. Ook digitalisering en betere data-analyse helpen om investeringen robuuster en doelmatiger te plannen
- Tegelijkertijd moet er ook worden gekeken naar de ontwikkeling van de vraagkant, om de investeringen hier goed op af te blijven stemmen

Investerings Net op Zee zijn gedaald t.o.v. FIEN24 door bijstelling WoZ Net op Land gestegen door toename projecten; netto stijging is €18 mld

Verklaring verschillen investeringsprognose t/m 2040 FIEN24 vs. FIEN26

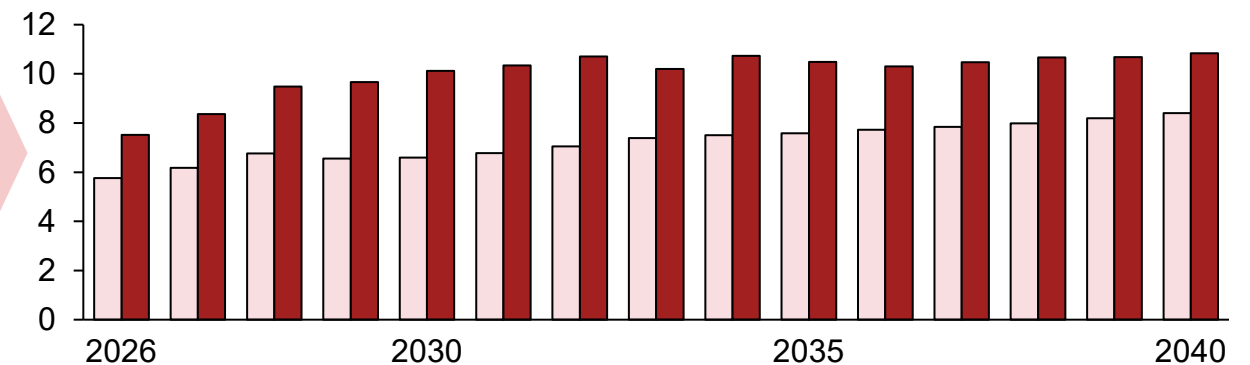


Opschalen investeringen Net op Land

Voor het Net op Land zien we een totale toename van ca. **€42 mld** (prijspeil 2026) in netto-investeringen elektriciteit t.o.v. FIEN24. Uit de IP's 2026 van de netbeheerders, zijn o.a. de volgende veranderingen te herleiden:

- Opschalen investeringen
- Toename in projecten m.b.t. nieuwe klantaansluitingen; hetgeen leidt tot klant gedreven uitbreidingsprojecten, zoals een verdubbeling van het aantal nieuw te bouwen 150 kV- en 110 kV-hoogspanningsstations¹
- Een langere zichtperiode TenneT (van 2035 naar 2040)², waardoor beter zicht is op toekomstige knelpunten. In totaal zijn ca. 300 projecten toegevoegd aan het portfolio in IP 2026. Dit effect is nu meegenomen. Desalniettemin, zijn langetermijninvesteringen onderhevig aan veel onzekerheid

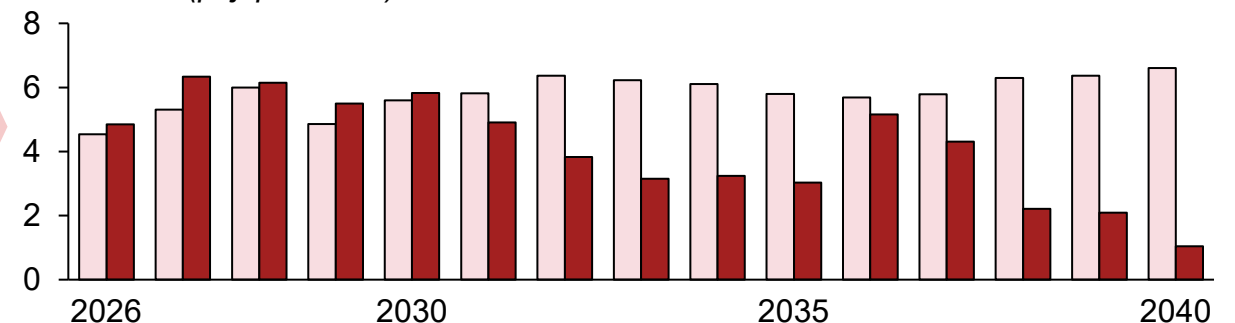
Netto-investeringen Net op Land FIEN26 en FIEN24
in € mld (prijspeil 2026)



Wind op Zee en aansluiting middels het Net op Zee

Als ambities voor Wind op Zee gold tot aan het coalitieakkoord een range van 30-40 GW. Tot een definitief besluit binnen de range is voor het Net op Zee 30 GW aangehouden t.o.v. 38 GW in FIEN24. Dit leidt tot een daling van ca. **€24 mld** (prijspeil 2026) in de netto-investeringen van TenneT in de periode 2026 tot 2040

Netto-investeringen Net op Zee FIEN26 en FIEN24
in € mld (prijspeil 2026)

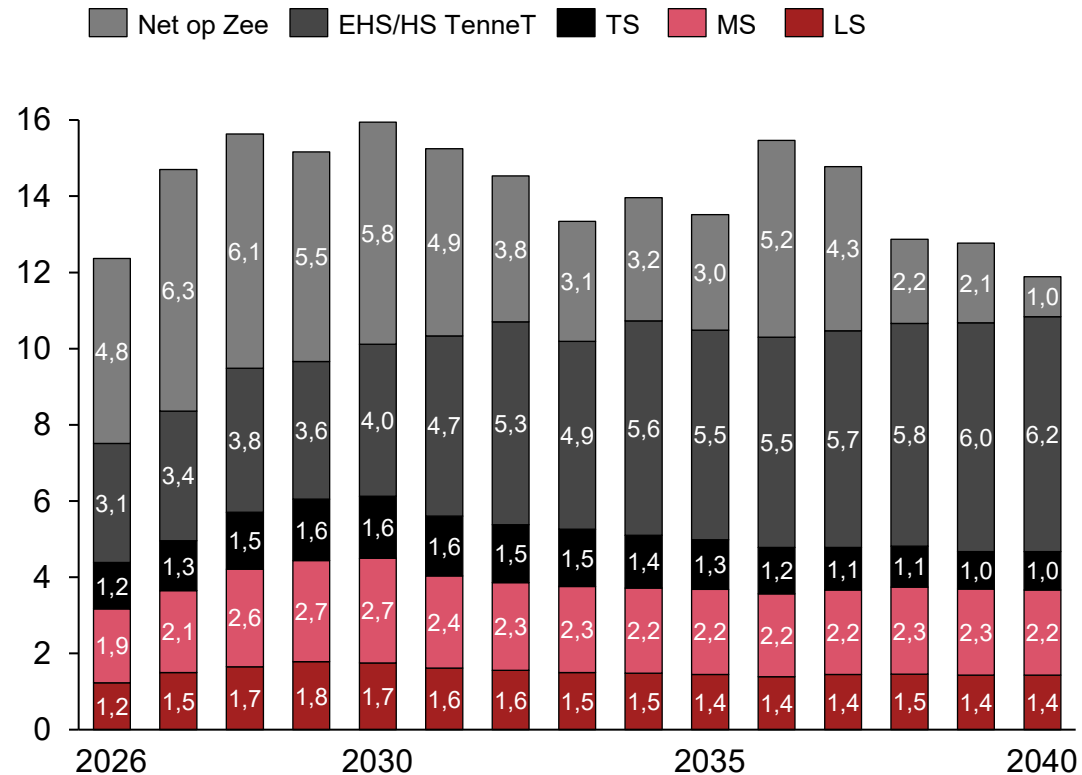


Het merendeel van de investeringen ziet toe op de hogere netvlakken; deze voeden de onderliggende netvlakken

Investerings elektriciteitssector (RNB's & TenneT) per netvlak (op basis van 30 GW NoZ)

Reële CAPEX per netvlak

2026-2040¹; in € mld (prijspeil 2026)



Observaties

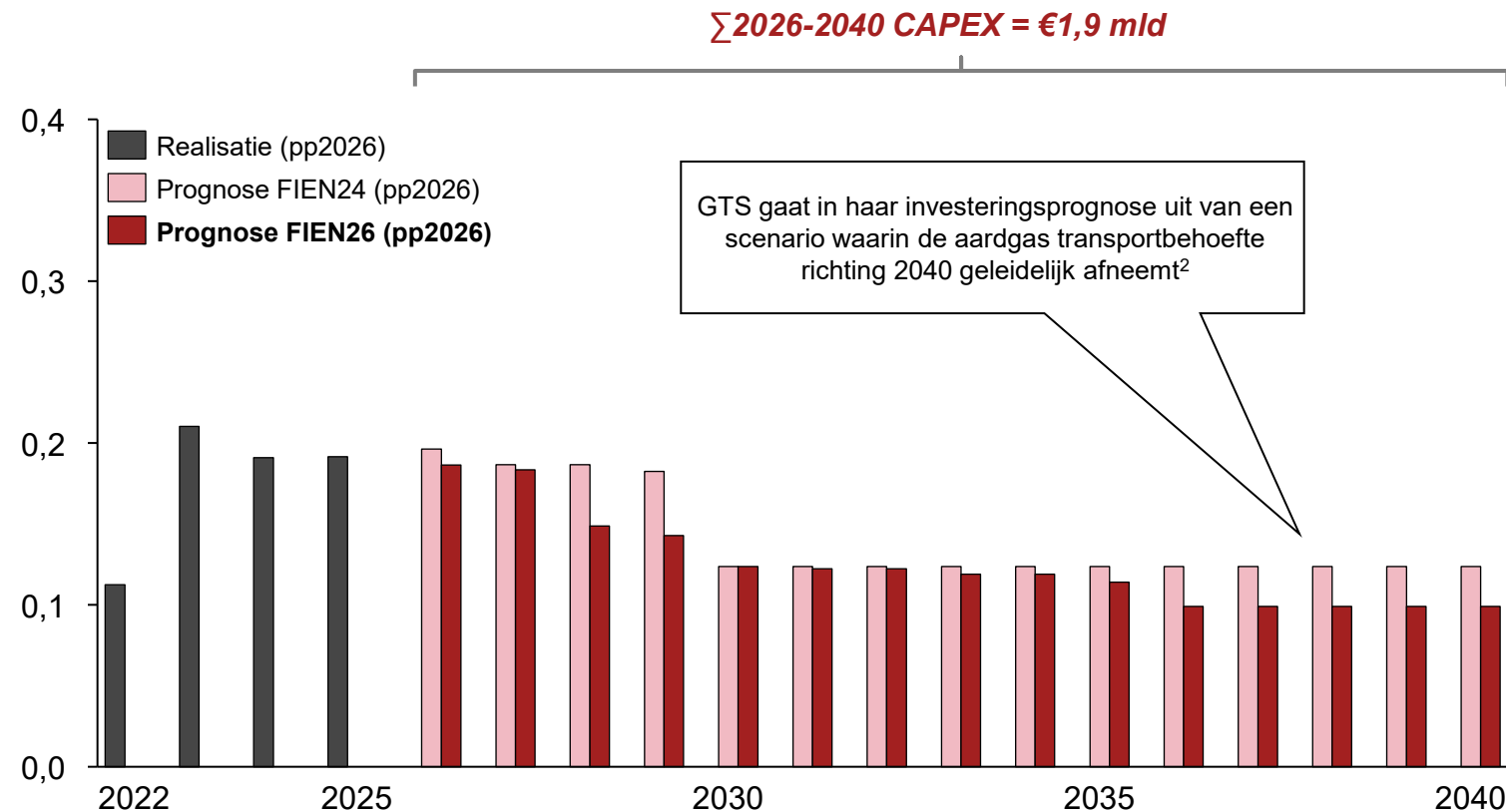
- Het grootste deel van de investeringen in het elektriciteitsnet gaat om investeringen in de zogeheten 'hogere' netvlakken: de extra hoogspanningsnetten (EHS), hoogspanningsnetten (HS) en Net op Zee (NoZ)
- De hogere netvlakken zijn nodig om elektriciteit door het land te transporteren. Alleen zeer grote afnemers (bijv. zware industrie, datacenters, etc.) zijn direct op de hogere netvlakken aangesloten
- Alle overige gebruikers zijn aangesloten op het tussenspanningsnet (TS), middenspanningsnet (MS) of laagspanningsnet (LS). Deze onderliggende netvlakken worden grotendeels gevoed vanuit de hogere netvlakken. Gebruikers die zijn aangesloten op TS, MS of LS betalen daarom ook voor het gebruik van de hogere netvlakken. Deze zogeheten 'cascadering' wordt uitgelegd in [appendix 2](#)
- De investeringen zijn gebaseerd op het scenario dat in 2040 30 GW WoZ gerealiseerd is en aangeland wordt middels het NoZ. Daarbij dalen de investeringen voor het NoZ in de latere jaren, naarmate nog maar minder platformen gerealiseerd hoeven te worden. De investeringen voor de EHS en HS netten op land nemen over tijd juist toe, zoals op de vorige pagina is toegelicht
- De investeringen op TS, MS en LS lijken af te vlakken na 2030. De belangrijkste reden hiervoor is dat de prognose voor deze jaren 2031-2040 vooral scenario-gedreven is en niet is gekwantificeerd op basis van 'bottom-up' netontwerp. Bottom-up aanvragen wijken vaak zowel in omvang, als locatie erg af van soms gunstige aannames in scenario's. Zie om deze reden ook de uitgevoerde sensitiviteitsanalyse zoals opgenomen in [appendix 4](#)

GTS voorziet over de tijd een afname van de investeringen in het aardgastransportnet, tot een niveau van ca. €100 mln per jaar tot 2040

Investerings transportnet aardgas - Gasunie Transport Services (GTS)

Reële CAPEX

2022-2040¹; in € mld (prijspeil 2026)



Observaties

- Het investeringsplan van GTS (IP2026²) gaat ervan uit dat in 2040 gemiddeld genomen nog ca. 70% van de piekcapaciteit van het huidige transport- en distributienet nodig is voor het gastransport³
- Op basis van een knelpuntenanalyse zijn er onder alle vier de NBNL SE-25 scenario's geen knelpunten naar voren gekomen. GTS voorziet daarom geen grote uitbreidingen meer in het aardgastransportnet
- De investeringen betreffen daarom voornamelijk investeringen om te voldoen aan de gestelde wettelijke taken, het transportsysteem betrouwbaar te houden (vervangingsinvesteringen), groen gas te faciliteren, te voldoen aan specifieke aanvragen (aansluitingen en verleggingen) en om compliant te zijn met wet- en regelgeving (methaanverordening bijvoorbeeld)
- Aardgas blijft de komende decennia een erg belangrijke schakel in de Nederlandse energievoorziening en voldoende voorraden zijn belangrijk om de leveringszekerheid te borgen. Zie het hoofdstuk [handelingsperspectieven](#) voor meer discussie over dit onderwerp

1) Bron: Gasunie Transport Services, - analyse

2) <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/investeringsplan/investeringsplan-2026>

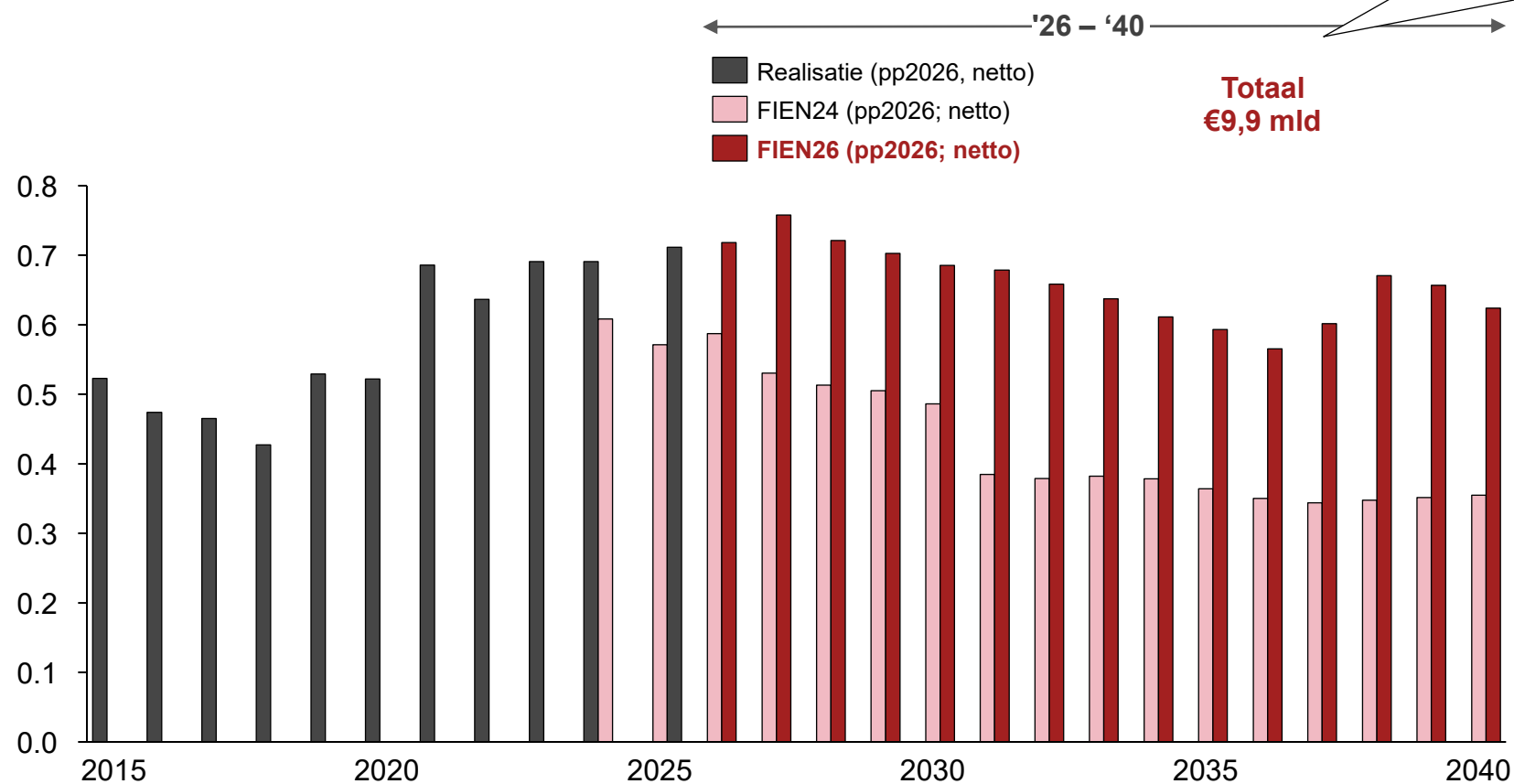
3) Voor het benodigde transportnetwerk in 2040 houdt GTS rekening met de benodigde piekcapaciteit van het transportnetwerk. De vraag naar aardgas op jaarbasis zal op basis van huidige prognoses naar verwachting nog ca. 40% van de huidige behoefte bedragen

RNB's verwachten tussen 2026-2040 jaarlijkse investeringen van ca. €0,6 mld tot €0,8 mld in het gasnet, in lijn met recente niveaus

Investerings gasnet (RNB's)

Reële CAPEX

2010-2040¹; in € mld (prijspeil 2026)



Totale investeringsopgave 2026-2040 in FIEN24 was €6,3 mld (in prijspeil 2026). De toename in investeringen t.o.v. FIEN24 is voornamelijk gedreven door langzamere uitfasering van het gasnet, leidend tot meer benodigde vervangingsinvesteringen bij RNB's

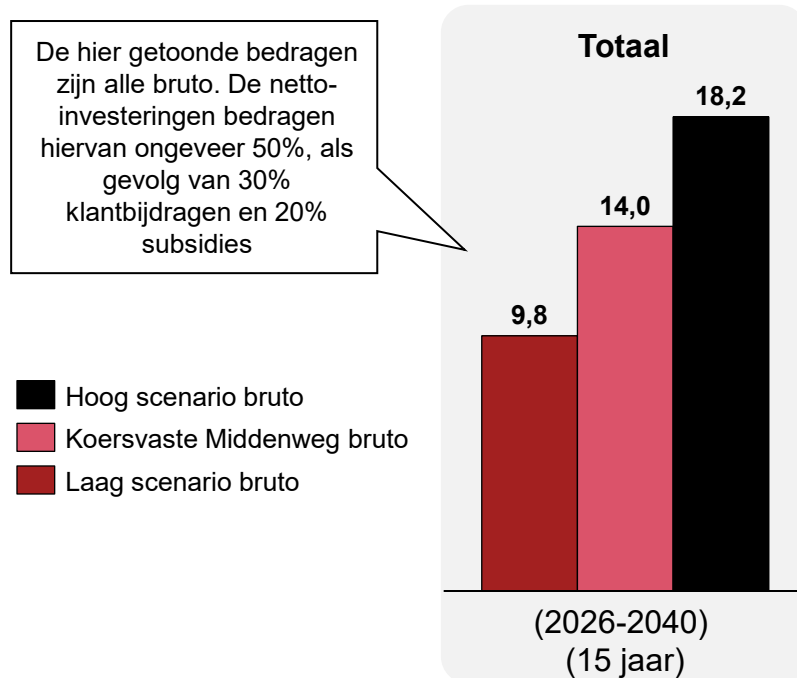
- De toename in investeringen door RNB's in het gasnet ten opzichte van FIEN24 kan beperkt worden als er toch een snellere uitfasering komt van het gasgebruik
- Netbeheerkosten voor gas worden grotendeels gedreven door afschrijvingen en toegestaan rendement op historische investeringen, en deze zijn niet afhankelijk van het gebruik van het gasnet
- Individuele huishoudens kunnen hun netbeheerkosten voor het gasnetwerk verminderen door bijvoorbeeld het overstappen van een cv-ketel naar een hybride warmtepomp (waardoor ze mogelijk in een lagere tariefklasse komen) of naar een volledig elektrische warmtepomp of aansluiting op een warmtenet (waardoor in beide gevallen de gasaansluiting kan komen te vervallen)
- Indien de netkosten voor gas hierdoor over een lager aantal aansluitingen gedeeld moeten worden kunnen de kosten per aansluiting toenemen

De bruto-investeringen tot 2040 bedragen jaarlijks ca. €1,0 mld voor nieuwe warmtenetinfrastructuur

Prognose ontwikkeling investeringen warmtenetten

Cumulatieve investeringen warmtenetten

2026-2040; in € mld (prijspeil 2026)



Opmerkingen bij prognose investeringen warmtenetten

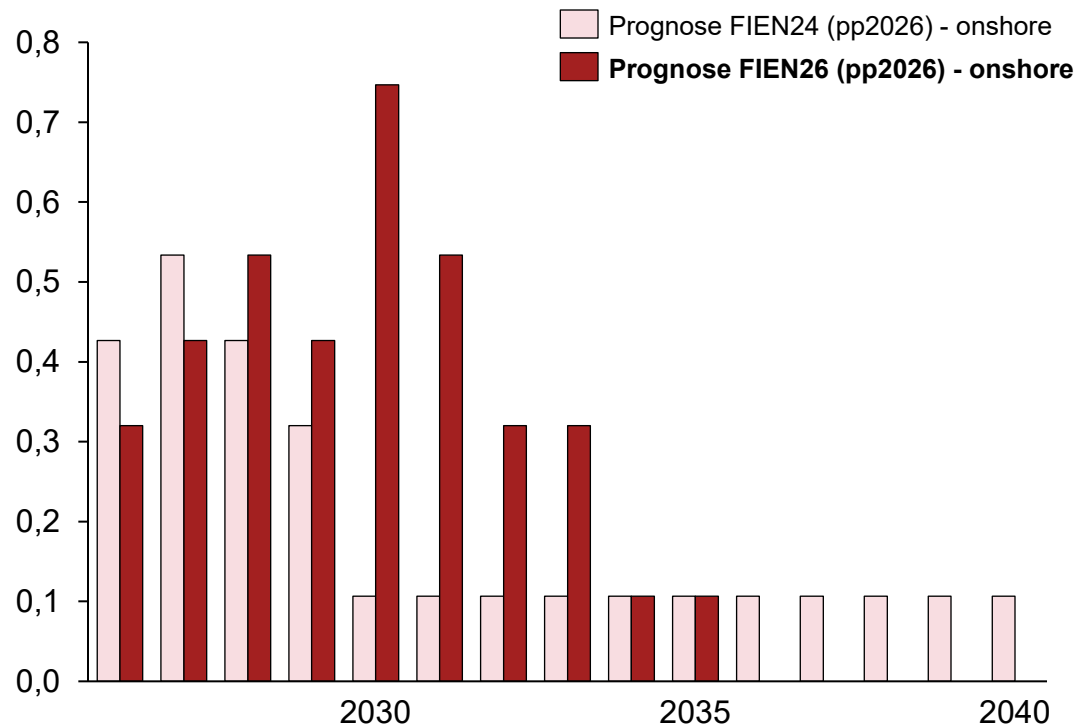
- De aanleg van warmtenetten zal onder de nieuwe Wcw (zie [appendix 2](#)) gedaan worden door warmtebedrijven die voor 51% of meer in handen zijn van publieke partijen. Dit kunnen de netwerkbedrijven zijn (de overkoepelende organisatie van de elektriciteits- en gasnetbeheerders), maar dit zullen ook grotendeels andere partijen zijn
- In tegenstelling tot elektriciteit, gas en waterstof zijn er daarom voor warmte geen specifieke investeringsplannen per netbeheerder gemaakt. Om toch tot een investeringsprognose te komen is gekeken naar de scenario's voor warmtenetten in de individuele investeringsplannen van de RNB's, kijkende naar het totaal verwachte aantal aansluitingen in hun gebied (ongeacht wie deze zal gaan realiseren)
- Kijkende naar een combinatie van de laagste en hoogste scenario's in de IP's per RNB resulteert in 2040 tot minimaal 0,8 mln en maximaal 2,4 mln huishoudens aangesloten op warmtenetten. Om deze grote mate van onzekerheid te verkleinen zijn keuzes nodig. Deze worden besproken in het hoofdstuk [handelingsperspectieven](#)
- Voor de inschatting is uitgegaan van het aantal aangesloten huishoudens (in totaal 1,4 mln in 2040, ten opzichte van 0.5 mln in 2026) in het Koersvaste Middenweg scenario. Hierbij is een bruto-investering van €17k / Woning-equivalent (WEQ)¹ ingeschat
- Hieromheen zijn een Hoog scenario (bruto-investeringen stijgen met 30% naar €22k / WEQ) en Laag scenario: (bruto-investeringen dalen met 30% naar €12k / WEQ) ingeschat als bandbreedte
- Onder de investeringen valt ook het warmtetransport zoals uitgevoerd voor WarmtelinQ (Gasunie). Deze zijn onderdeel van de gemiddelde kosten per WEQ. Onderhoudsinvesteringen voor bestaande warmtenetten zijn geen onderdeel van de prognoses
- De genoemde investeringsbedragen per WEQ zijn onzeker en afhankelijk van diverse factoren, zoals de specifieke configuratie van het netwerk (bijv. m.b.t. back-up / buffer capaciteit) en kunnen tevens regionaal afwijken, onder meer door verschillen in aansluitdichtheid en beschikbare warmtebronnen
- De netto-investeringen gaan uit van 30% bijdrage in aansluitkosten (BAK) en 20% subsidie en bedragen daarin €5,4 mld – €8,5 mld over 2026-2040
- De verwachting is dat een toename van investeringen in warmte pas op termijn een dempende invloed zal hebben op investeringsniveau in het elektriciteitsnet, als gevolg van het maakbaarheidsgat. Hierdoor zal eerst het maakbaarheidsgat ingelopen worden

De totale investeringen in het landelijk waterstoftransportnetwerk bedragen €3,8 mld tot 2035

Verwachte investeringen landelijk waterstoftransportnet Gasunie

Prognose investeringen landelijke waterstoftransportnet

2026-2040¹; in € mld (prijsspeil 2026)



Opmerkingen bij prognose investeringen waterstof

- De investeringen in het waterstofnet betreffen grofweg twee typen:
 - Aanleg landelijk transportnet van ca. 1200 km - met name tot 2033, waarbij initieel de grote industriële clusters aan de kust worden ontsloten en vervolgens een tracé via het oosten van het land en Chemelot wordt aangelegd. De investering is gestart in 2024 en de totale raming hiervoor bedraagt ca. €3,4 mld, ten opzichte van ca. €1,7 mld ten tijde van het FIEN24-rapport. Deze stijging in kosten is gerelateerd aan een beperkter dan initieel ingeschatte mogelijkheid tot hergebruik van bestaande gasleidingen, hogere prijzen in de leveranciersketen en hogere materiaalkosten. Daarbij is de nieuwe kostenraming nog met onzekerheden omgeven omdat de ruimtelijke procedures voor het transportnet nog lopen en veel kosten nog moeten worden gemaakt
 - Netwerkuitbreidingen, waarbij nadere vertakkingen gaan plaatsvinden op het hoofdnet om meer aansluitingen te kunnen realiseren. Hiervoor is op dit moment ca. €400 mln ingeschat in de periode t/m 2035, waar dit nog €1,2 mld bedroeg in FIEN24. De huidige inschatting is gerelateerd aan een kleinere scope en kortere tijdsspanne voor de netwerkuitbreidingen ten opzichte van het FIEN24-rapport, als gevolg van naar beneden bijgestelde marktverwachtingen voor waterstof
- De genoemde investeringen betreffen uitsluitend het door Gasunie te ontwikkelen transportnetwerk voor waterstof, zowel ten aanzien van ombouw van het bestaande net als eventuele nieuwe leidingen en stations. Investerings in het distributienet van de RNB's zijn vooralsnog niet geprognoseerd in de periode tot 2040

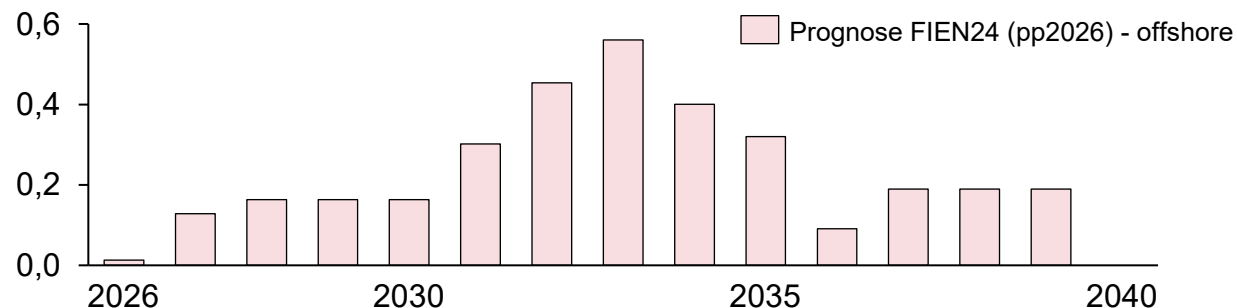
Door de in 2025 verlaagde ambities voor WoZ zijn de voorbereidingen tot aanleg van het offshore waterstofnetwerk voorlopig stilgezet

Noodzaak tot pijpleidingentransport vanuit verder gelegen windgebieden is nog onzeker

Geen investeringen meer meegenomen voor offshore netwerk

- De ontwikkeling van waterstofproductie op zee en het benodigde transport daarvan hangt samen met de plannen voor WoZ. In de eerdere kabinetsplannen werd uitgegaan van ca. 70 GW WoZ per 2050, waarbij er ca. 20 GW middels offshore elektrolyse direct zou worden omgezet in waterstof en vervolgens middels pijpleidingen naar land zou worden getransporteerd. In het afgelopen jaar zijn de ambities voor WoZ door de regering verlaagd naar 50 GW in 2050, hetgeen zich vertaalt naar ca. 10 GW aan offshore elektrolyse in dat jaar. Omdat de wijze van realisatie van pijpleidingentransport vanuit de verder weggelegen windgebieden nog onzeker is, zijn investeringen in het offshore netwerk gepauzeerd en niet meegenomen in de huidige prognoses in dit rapport
- Zie hieronder de weggevalen offshore investeringen (ca. €3,3 mld) zoals deze waren opgenomen in het FIEN24 rapport

Prognose FIEN24 investeringen offshore waterstoftransportnet 2026-2040; in € mld (prijsspeil 2026)



Onzekerheden en te maken beleidskeuzes bij waterstof

- Waterstof kan een rol gaan spelen in het toekomstige energiesysteem. Er zijn echter nog onzekerheden over de ontwikkeling van vraag en aanbod van waterstof, alsmede de beoogde invulling van regulering van de sector. De prognoses voor de toepassing van waterstof verschillen dan ook sterk tussen de 4 scenario's in NBNL SE-25
- Het besluit om Gasunie het landelijke onshore waterstofnetwerk te laten aanleggen is genomen. Gasunie heeft hiervoor de opdracht gekregen en is gestart met de uitrol. Daarbij is het van belang dat de aanleg plaatsvindt binnen een financieel kader dat een verantwoorde realisatie waarborgt
- Beleidskeuzes zijn nodig om opschaling van de waterstofmarkt te faciliteren, met name ten aanzien van het maken van heldere keuzes ten aanzien van de industrie. Een doelmatige ontwikkeling van nieuwe energieketens zoals waterstof vraagt om beleid dat aanbod, infrastructuur en vraag integraal benadert. Verdere verkenning van passende financierings- en beleidsinstrumenten kan helpen om marktontwikkeling verantwoord te ondersteunen. Zie ook het hoofdstuk [handelingsperspectieven](#)
- Het momenteel uitblijven van gelijktijdige beslissingen in de waterstofketen remt investeringen. Als deze beslissingen worden gemaakt kan de vraag, en daarmee infra-investeringen, in de toekomst verder toenemen

Inhoudsopgave

1. Samenvatting
2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders
3. Investerings tot 2040
4. **Tariefindicaties voor elektriciteit en gas**
5. Handelingsperspectieven
6. Appendix

De tariefinschattingen in dit hoofdstuk zijn gebaseerd op de totale netbeheerkosten en aannames over de ontwikkeling van volumes

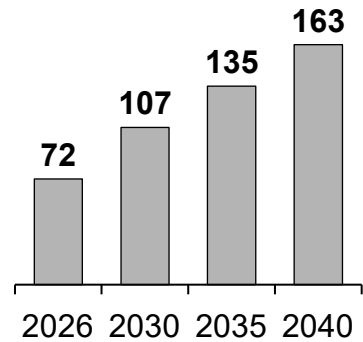
Uitgangspunten en aannames onderliggende aan de tariefinschattingen

Leeswijzer	<ul style="list-style-type: none"> Op basis van kostendekkende tarieven wordt een inschatting gemaakt van de netbeheerkosten en resulterende tariefontwikkelingen tot en met 2040 voor elektriciteit en gas. Voor de warmte- en waterstofnetten zijn deze inschattingen niet gemaakt omdat de regulering nog in ontwikkeling is De uitkomsten in dit hoofdstuk betreffen de verwachte ontwikkeling van tarieven. Het tarief betreft de kosten die per eenheid (bijv. kWmax, kW gecontracteerd of kWh) in rekening wordt gebracht. Een stijging van het tarief mag niet worden verward met een stijging van de netkosten of rekening per gebruiker/connectie, omdat het kan voorkomen dat gebruikers meer of minder zullen gaan afnemen. Tevens is er verschil hoe de rekening wordt opgebouwd tussen verschillende gebruikersgroepen, waardoor het tarief voor de ene groep harder kan stijgen dan voor de ander
Regulering, kosten en omzet	<ul style="list-style-type: none"> De investeringen van netbeheerders vormen het startpunt voor de bepaling van de totale netbeheerkosten De totale netbeheerkosten bestaan uit: 1) afschrijvingen; 2) rendement op geïnvesteerd kapitaal; en 3) operationele kosten. Deze kosten leiden op basis van regulering door de ACM tot een toegestane jaarlijkse omzet per netbeheerder
Methodebesluit 2027-2031	<ul style="list-style-type: none"> De nieuwe reguleringsmethode over de periode 2027-2031¹ stelt de inkomsten van netbeheerders vast op basis van hun werkelijke, efficiënte kosten De ACM wil met de vernieuwde reguleringsmethode investeringsbarrières wegnemen De overgang naar een volledig nominaal WACC stelsel voor elektriciteitsnetbeheer leidt ertoe dat inkomsten niet langer in de tijd naar achteren worden geschoven, zoals het geval was onder de huidige regulering. Door deze aanpassing wordt op de korte termijn de investeringsruimte voor netbeheerders verbeterd
Spreiding nacalculaties	<ul style="list-style-type: none"> De ACM, netbeheerders en netgebruikers hebben afspraken gemaakt over een voorgenomen spreiding van de nacalculaties uit de jaren 2025 en 2026 ten behoeve van een stabiel tariefverloop bij overgang van de oude naar de nieuwe reguleringsperiode. Omdat er nog geen concrete invulling hieraan is gegeven is deze spreiding voor dit rapport nog buiten beschouwing gelaten. Wel is een inschatting gemaakt van de mogelijke impact van spreiding van deze nacalculaties op de tarieven per 2027
Kosten per netvlak	<ul style="list-style-type: none"> De kosten per netvlak zijn voor dit onderzoek separaat ingeschat voor EHS en HS (beide TenneT). Voor de RNB's is een gesimplificeerde aanname gedaan dat de kosten per netvlak in gelijke mate ontwikkelen als de totale kostentoeename voor de RNB's. In werkelijkheid worden de kosten volgens de cascade verdeeld en leiden verschillen tussen netvlakken qua investeringen en volumegroei tot een andere kostenverdeling
Inschatting rekenvolumes	<ul style="list-style-type: none"> Middels de ingeschatte rekenvolumes worden de kosten per netvlak verdeeld over het aantal ingeschatte tariefdragers, zo leidend tot de ingeschatte tarieven Om deze inschattingen te kunnen doen moeten diverse aannames worden gedaan die een grote impact kunnen hebben op de uitkomsten Zie appendix 3 voor meer details onderliggend aan de inschatting van de rekenvolumes per netvlak
Nettarieven elektriciteit	<ul style="list-style-type: none"> Het huidige nettatarief voor kleinverbruikers is uitsluitend gebaseerd op de capaciteit van de aansluiting, waardoor alle huishoudens met bijvoorbeeld een aansluiting van maximaal 3x25A hetzelfde bedrag betalen voor netgebruik. Naar verwachting zullen de nettatarieven voor kleinverbruikers in de nabije toekomst middels een tijdsafhankelijk kWh-tarief in rekening gebracht zullen worden. Voor deze editie van het FIEN-rapport is in de tariefinschattingen daarom uitgegaan van invoering hiervan op korte termijn

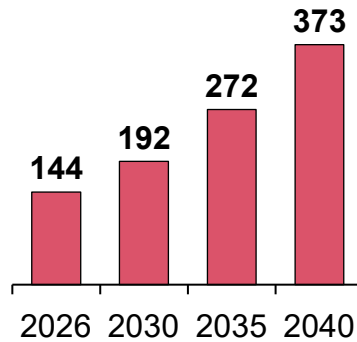
Elektrificatie en verduurzaming van opwek leiden tot sterke toename van opwekcapaciteit en verbruik. Netbeheerkosten stijgen daarmee in lijn

Netbeheerkosten elektriciteit t.o.v. opwekcapaciteit en verbruik

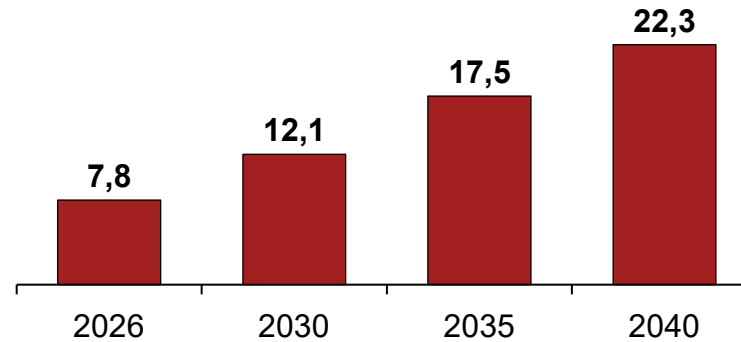
Opwekcapaciteit¹
2026-2040; in GW



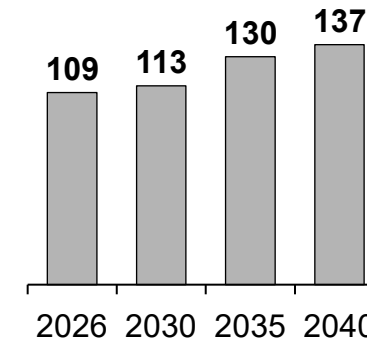
Verbruik¹
2026-2040; in TWh



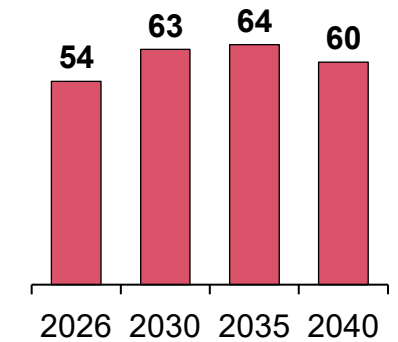
Netbeheerkosten elektriciteit
2026-2040; in € mld per jaar (reëel, pp26)



Kosten / MW opwek
2026-2040; (reëel, pp26)



Kosten / MWh verbruik
2026-2040; (reëel, pp26)



- Het opgesteld vermogen in Nederland zal naar verwachting tussen nu en 2040 meer dan verdubbelen. Dit is zowel een gevolg van hoger elektriciteitsverbruik door elektrificatie van verwarming, vervoer en industrie alsmede de decarbonisatie van opwekcapaciteit. De huidige prognoses hierbij zijn vrijwel gelijk als bij FIEN24
- Hernieuwbare bronnen hebben als kenmerk dat de piek-opwekcapaciteit veel hoger ligt dan de gemiddelde opbrengst. Dit in tegenstelling tot gas- en kolencentrales die een meer constant profiel leveren
- Het elektriciteitsverbruik is verwacht ca. 2,5x zo hoog te worden. Deze stijging is groter dan in FIEN24, waar het verwachte verbruik in 2040 ca. 100 TWh lager was

- De benodigde capaciteit aan infrastructuur voor netbeheer elektriciteit is sterk afhankelijk van de pieklevering
- Als gevolg van de groei in elektriciteitsverbruik en de pieklevering zullen de netbeheerkosten voor elektriciteit tussen nu en 2040 in reële termen naar verwachting ongeveer verdrievoudigen
- De toename in netbeheerkosten voor elektriciteit is grotendeels gedreven door de hogere benodigde investeringen, maar ook door de daaraan gerelateerde toename in operationele kosten. Onzekerheid bestaat o.a. in oplopende kosten voor flex-vergoedingen, die kunnen leiden tot hogere netbeheerkosten en dan ook tot uiting komen in de tarieven

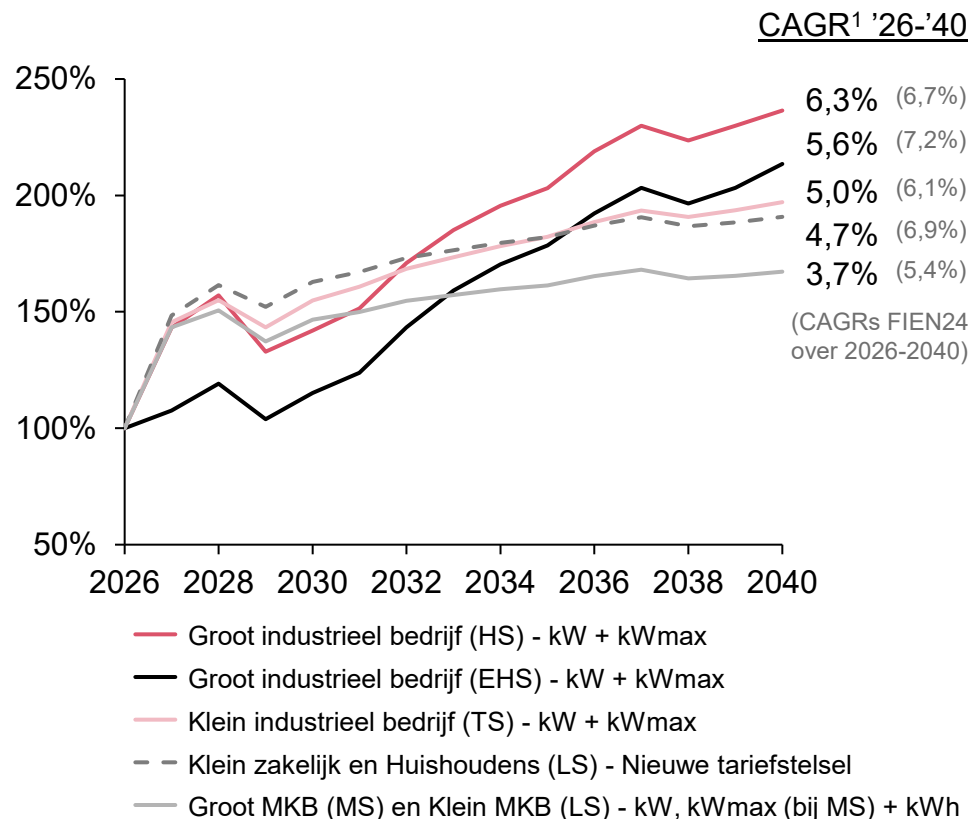
- De netbeheerkosten uitgedrukt per MW opwekcapaciteit zullen met ca. 25% toenemen naar 2040 (resultante van ca. verdrievoudiging van de netbeheerkosten gedeeld door ca. een verdubbeling van het opgesteld vermogen)
- Uitgedrukt per MWh verbruik zijn de kosten in 2040 naar verwachting slechts beperkt hoger ten opzichte van 2026, omdat het elektriciteitsverbruik bijna in gelijk mate wordt verwacht toe te nemen als de netbeheerkosten voor elektriciteit
- Als gevolg van de hogere jaarlijkse netbeheerkosten is het wel de verwachting dat de tarieven sterk zullen stijgen, wat nader is toegelicht op de volgende pagina

Ondanks tariefstijging in 2027 zijn tariefstijgingen in latere jaren tot 2040 t.o.v. FIEN24 iets gedempt door hogere volumeontwikkeling tariefdragers

Tariefontwikkeling elektriciteit

Prognose tariefontwikkeling elektriciteit

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel), per gebruikersgroep



Toelichting

- De nettarieven voor elektriciteit worden verwacht met ca. 3,7% tot 6,3% per jaar toe te nemen, waarmee de tarieven in 2040 ongeveer 1,7 tot 2,3 keer hoger kunnen liggen dan in 2026 (was 2,1 tot 2,6 keer in FIEN24)
- De tariefopbouw kent verschillende tariefdragers per gebruikersgroep, waartussen volumes zich anders kunnen ontwikkelen. De tariefstijgingen zijn daarom onderling lastig vergelijkbaar
- Vooralsnog gaan we er in deze berekening vanuit dat de nacalculaties over 2025 en 2026 conform de reguliere methodiek verrekend zullen worden in 2027 en 2028. De berekening laat zien dat dit, onder de veronderstelde uitgangspunten, voor de meeste gebruikersgroepen kan neerkomen op een tariefstijging van circa 45% in 2027.
 - Een belangrijke oorzaak hiervoor is een correctie op de vastgestelde toegestane inkomsten in de huidige reguleringsperiode, die met de overgang naar een nieuwe reguleringsmethode herijkt worden
 - De toename in tarieven per 2027 kan naar schatting worden beperkt tot een stijging van ca. 30% door de voorgenomen spreiding van de nacalculaties over de gehele nieuwe reguleringsperiode
 - De definitieve tariefbesluiten volgen eind 2026, op basis waarvan de daadwerkelijke ingroeiopaden zullen worden bepaald. De invulling van de mogelijke spreiding van de nacalculaties over de nieuwe reguleringsperiode dient daarvoor nog nader met de ACM overeen te worden gekomen
- Ten opzichte van FIEN24 zijn er hogere verwachtingen ten aanzien van de volumeontwikkeling van de tariefdragers, waardoor de tariefstijgingen tot 2040 over het algemeen iets gedempt zijn². Wel is er grote onzekerheid over de ontwikkeling van deze volumes. Vraagontwikkeling blijft het meest belangrijke voor de betaalbaarheid van het energiesysteem. Meer volumegroei draagt hier significant aan bij
- Voor bedrijven en industrie zijn tarieven gekoppeld aan het gecontracteerde vermogen en/of verbruik, en dus met het daadwerkelijke gebruik van het net. De ontwikkeling van hun netkosten hangt daarom samen met hun elektriciteitsverbruik en piekbelasting
- De aankomende wijziging in de tariefstelling voor huishoudens en mkb is reeds meegenomen in de grafiek, met ingang per 2029. De impact van de verwachte tariefstijgingen op de jaarlijkse netbeheerkosten zal per huishouden sterk verschillen omdat het nieuwe tariefstelsel differentieert op (tijdsgebonden) verbruik. Welke impact dit heeft op de rekening voor netbeheer voor individuele huishoudens wordt op de volgende pagina besproken

1) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

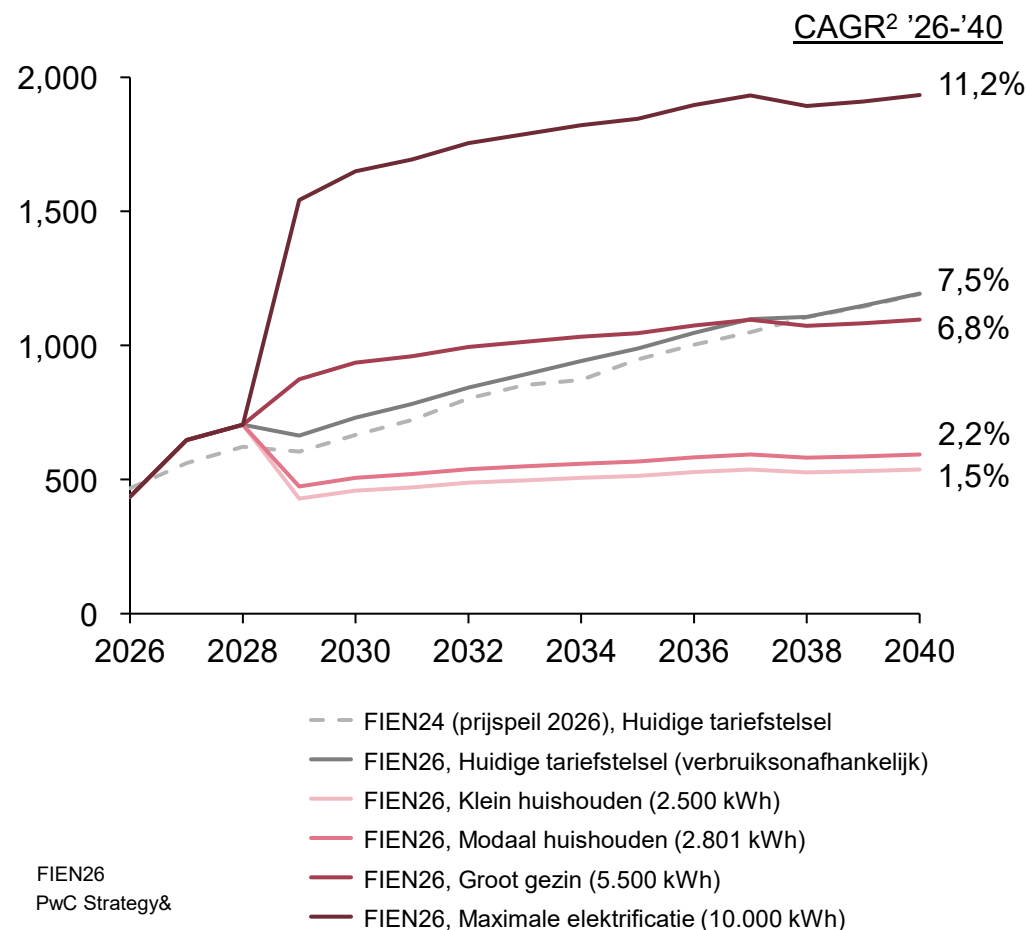
2) De CAGRs uit het FIEN24-rapport zijn niet direct vergelijkbaar vanwege een verschillend beginpunt ('24 vs. '26) en een verschillende periode ('24-'40 vs. '26-'40). De hier getoonde vergelijkingen zijn daarop aangepast. Tevens zijn voor klein zakelijk en huishoudens andere tariefdragers gehanteerd (vast tarief per aansluiting in FIEN24 vs. tijdsafhankelijk kWh tarief in FIEN26)

De toekomstige aanpassing in het tariefstelsel voor kleinverbruikers leidt tot meer samenhang tussen gebruik en netbeheerkosten

Netbeheerkosten elektriciteit voor diverse typen huishoudens

Prognose netbeheerkosten elektriciteit huishoudens

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel), per gebruikersgroep



Toelichting

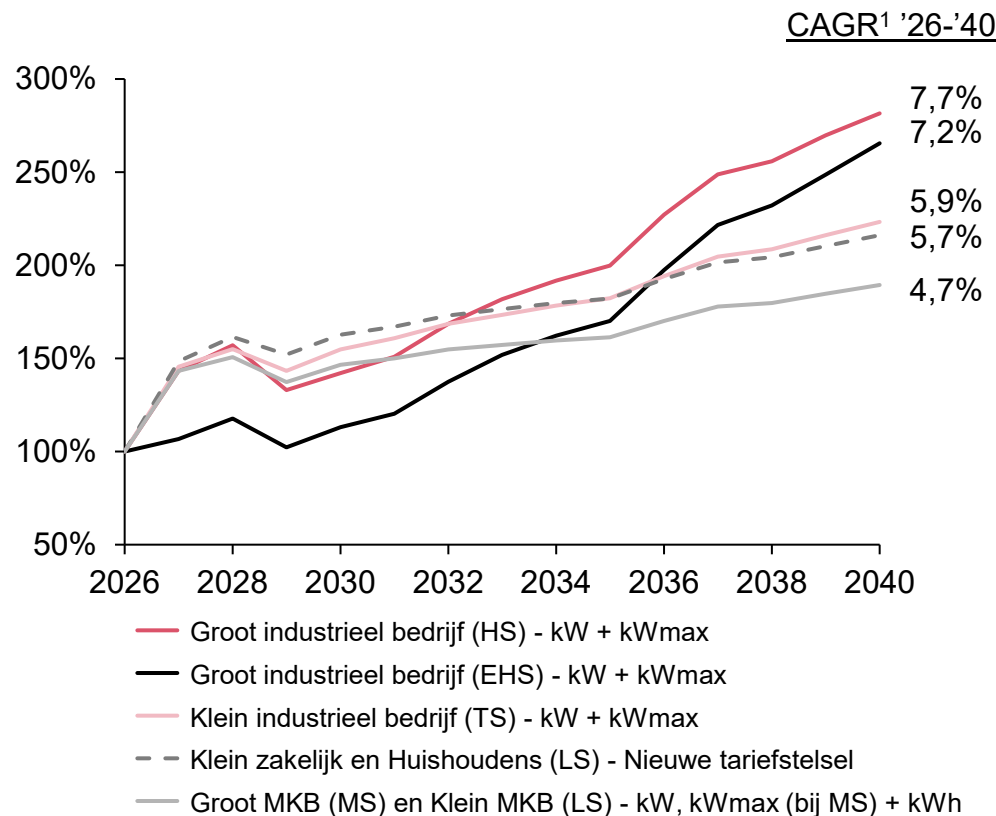
- Bij elektriciteit bestaat het nettatarief voor huishoudens op dit moment uit een vast bedrag per aansluiting. Een huishouden betaalt in 2026 ca. €436 per jaar netbeheerkosten voor het elektriciteitsnet (incl. btw, excl. kosten voor meters). Omdat de netkosten toenemen maar het aantal aansluitingen minder hard groeit, volgt een relatief sterke tarievenstijging voor huishoudens bij voortzetting van dit tariefstelsel. De netkosten voor alle huishoudens met maximaal een 3x25A aansluiting komen daarbij per 2040 uit op ca. €1.200, vrijwel gelijk aan de uitkomst van FIEN24 (in prijspeil 2026)
- Om de kosten beter te laten aansluiten bij het daadwerkelijke netgebruik sorteren de netbeheerders, in nauwe samenwerking met de ACM, het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en energieleveranciers, voor op aanpassing van het tariefstelsel voor huishoudens en midden- en kleinbedrijf (mkb) naar een tijdsafhankelijk kWh-gebaseerd nettatarief. Dit betekent dat deze gebruikers op momenten buiten de piek een lager nettatarief gaan betalen dan op piekmomenten. De aankomende wijziging in de tariefstelling voor huishoudens en mkb zal dus leiden tot differentiatie in netbeheerkosten. In de grafiek hiernaast is voor diverse soorten huishoudens getoond hoe de netbeheerkosten zich naar verwachting zullen ontwikkelen onder het nieuwe tariefstelsel. Gedragsveranderingen om meer elektriciteitsverbruik naar momenten buiten de piekuren te verplaatsen en daarmee de netbeheerkosten te verlagen, zijn hierin nog niet meegenomen. Juist huishoudens met hoge elektrificatie hebben hierbij veel mogelijkheden
- Op totaalniveau zullen huishoudens en mkb niet minder gaan betalen dan onder het huidige tariefstelsel, maar de verdeling tussen individuele gebruikers zal veranderen. Uit analyses blijkt dat ongeveer 60% van de huishoudens onder het nieuwe tariefstelsel voor kleinverbruikers minder gaat betalen dan zij zouden gaan doen bij voortzetting van het huidige tariefstelsel. Dit geldt met name voor huishoudens met een relatief laag elektriciteitsverbruik¹
- In [appendix 4](#) zijn indicatieve berekeningen gemaakt voor de ontwikkeling van de energierekening voor elektriciteit en gas voor Nederland als geheel en voor diverse typen huishoudens en bedrijven

Een belangrijke beleidskeuze ziet toe op WoZ, waar het nieuwe kabinet de doelstelling naar 40 GW per 2040 heeft gezet

Tariefontwikkeling elektriciteit bij 40 GW WoZ aanlanding middels het NoZ

Prognose tariefontwikkeling elektriciteit

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel), per gebruikersgroep



Toelichting

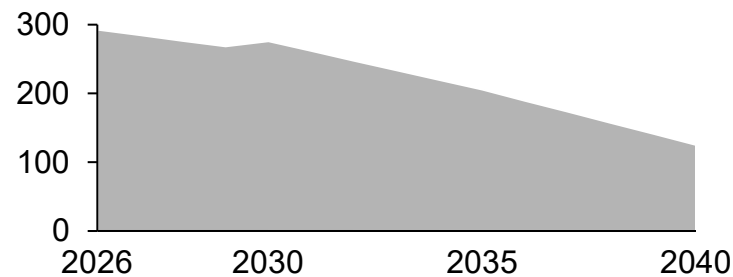
- Het overheidsbeleid voor energie houdt nog meerdere richtingen tegelijk open. Dit betekent dat netbeheerders voorbereid moeten zijn op verschillende scenario's en daarom tijdig starten met planologische trajecten en strategische grondaankoop. Het is belangrijk dat de overheid op tijd duidelijke keuzes maakt zodat ook investeringsbeslissingen genomen kunnen worden. Dit faciliteert ook een efficiënte opschaling van de markt
- Een voorbeeld hierbij betreft de uitrol van WoZ, waarvoor in 2025 de ambities door de overheid zijn verlaagd. Tot januari 2026 werd daarom uitgegaan van een doelstelling van 30 GW elektrische aanlanding middels het NoZ in 2040. In het meest recente coalitieakkoord zijn de ambities echter aangescherpt naar 40 GW WoZ per 2040. Deze beleidswijziging in korte tijd illustreert hoe dynamisch het speelveld is
- In het basisscenario gaat TenneT uit van 30 GW NoZ in 2040. Indien in lijn met de ambities van het nieuwe kabinet wordt uitgegaan van het aansluiten van 40 GW WoZ per 2040 via het NoZ van TenneT neemt de totale investeringsopgave additioneel toe met €34 mld (~14% stijging). Zie hiervoor ook [appendix 5](#)
- Onder de huidige omstandigheden kan 40 GW niet zonder meer ingepast worden. Het doorgroeien naar 40 GW vereist substantiële ontwikkeling van vraag, heeft significante impact op de ruimtelijke ordening en leidt tot hogere offshore investeringen. TenneT en het Ministerie van KGG zijn nog in gesprek onder welke condities 40 GW inpasbaar zou zijn. In dit rapport is uitsluitend beoogd om een inschatting te maken van de aanvullende kosten en volumes behorend bij een 40 GW scenario teneinde de impact op de tarieven te kunnen inschatten
- Tot 2035 blijft het verschil in gemiddelde tariefstijging beperkt. Na 2035 is wel een sterkere tariefstijging zichtbaar dan in het basisscenario, omdat de meeste additionele investeringen ten opzichte van het 30 GW basisscenario ook pas na deze periode plaatsvinden

Netbeheerkosten zullen naar verwachting minder sterk afnemen dan het verbruik van gas

Netbeheerkosten Gas

Gasverbruik in Nederland

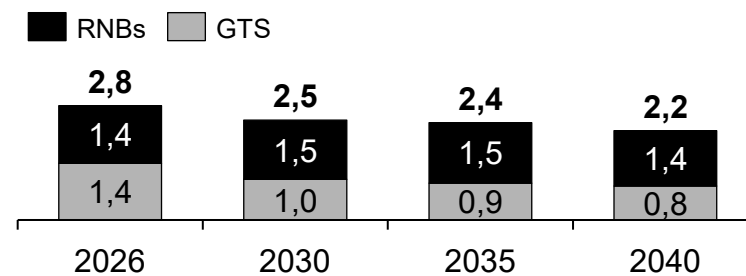
2026-2040; in TWh



- Het gasverbruik uitgedrukt in TWh¹ wordt verwacht over tijd af te nemen. In dit rapport wordt op basis van het gemiddelde van de vier scenario's uitgegaan van een afname met ca. 55% per 2040 (het resterende verbruik is dan een mix van groen gas en aardgas). De totale daling per 2040 is in lijn met FIEN24, maar de afname begint nu wel later in de tijd
- De piekcapaciteit wordt verwacht minder sterk af te nemen. Dit komt onder andere door de verwachte toename in hybride warmtepompen. De prognose van GTS is gebaseerd op een scenario waarin de piekcapaciteit tot 2040 met ca. 30% af zal nemen
- Zoals eerder aangegeven blijft aardgas een erg belangrijke schakel in de Nederlandse energievoorziening en belangrijk voor de autonomie. Zie ook het hoofdstuk [handelingsperspectieven](#)

Netbeheerkosten gas

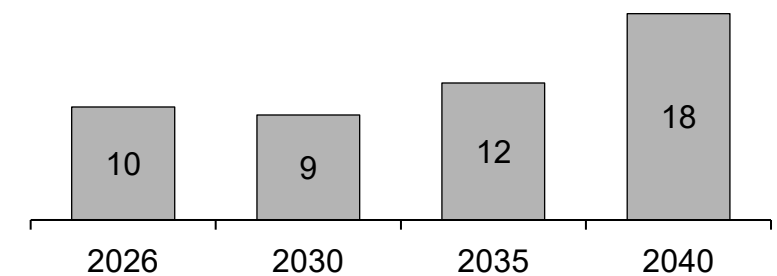
2026-2040; in € mld per jaar (reëel)



- Investerings in het gasnetwerk nemen over de tijd af, maar dit heeft een beperkt effect op de totale netbeheerkosten op korte termijn omdat de kosten voor een relatief groot deel bestaan uit afschrijvingen en rendement op reeds gedane investeringen
- In aanvulling op de netbeheerkosten voor het landelijk gastransport, is de overheid voornemens om de eventuele netto kosten voor het vullen van de Nederlandse gasopslagen die EBN maakt vanuit haar rol als vulagent en de kosten die gemaakt worden als gevolg van de aanleg van een noodvoorraad, in rekening te brengen bij de netgebruikers via een heffing bovenop de GTS-tarieven. Deze kosten zijn in FIEN niet meegenomen en zouden kunnen oplopen tot honderden miljoenen euro's, afhankelijk van de kosten voor opslag en de gasprijzen

Netbeheerkosten gas per MWh

2026-2040; in €/MWh¹ (reëel)



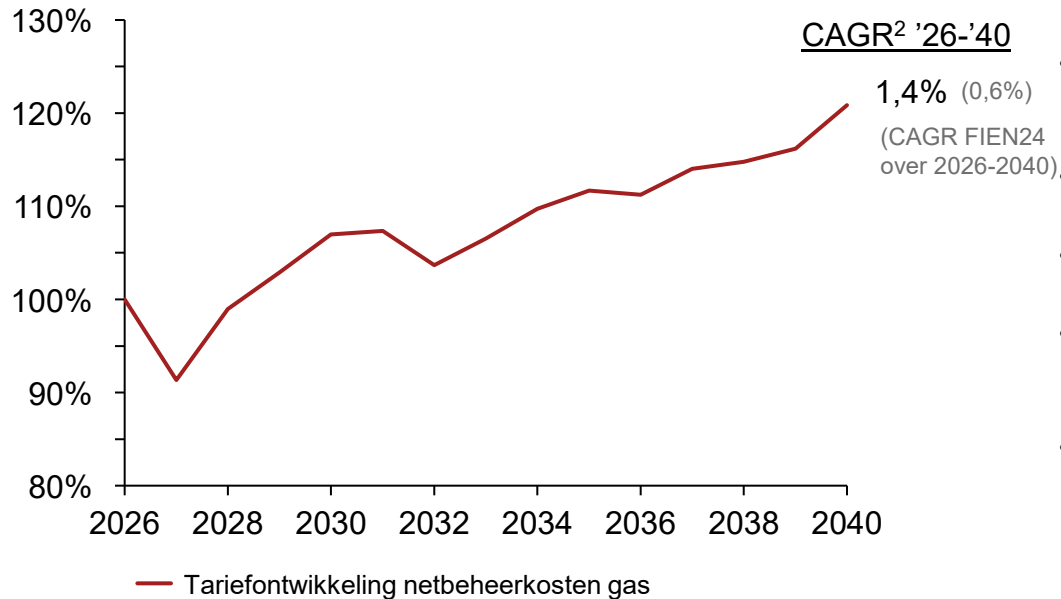
- De gecombineerde netbeheerkosten van GTS en de RNB's per geleverde MWh gas stijgen geleidelijk richting 2040, omdat de volumes harder dalen dan de netbeheerkosten. In 2040 zijn de kosten per MWh met ca. 80% gestegen t.o.v. 2026
- Omdat het aantal aansluitingen minder hard daalt dan het gasverbruik zullen de kosten per aansluiting minder hard stijgen
- Een deel van de kostenstijging is gerelateerd aan het langer dan eerder gepland in stand houden van met name de distributienetten voor gas. Andere keuzes in de warmtetransitie kunnen deze stijging dempen, zoals besproken in het hoofdstuk [handelingsperspectieven](#)

Het gastarief stijgt beperkt, door een afname van het aantal aansluitingen over de tijd

Tariefontwikkeling Gas RNB's

Prognose tariefontwikkeling gas RNB's

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel)



Toelichting

- Voor gas is er in tegenstelling tot elektriciteit geen differentiatie gemaakt tussen de tariefontwikkelingen bij de verschillende gebruikersgroepen. De reden hiervoor is dat alle groepen dezelfde tariefdragers hebben
- De tarieven zullen naar verwachting dalen in 2027, gedreven door een afname in netbeheerkosten van ca. 11% ten opzichte van 2026. Dit wordt gedreven door een aanzienlijk hoger niveau aan correcties in 2026 (€328 mln, ten opzichte van een inschatting van €88 mln in 2027)
- De stijging op de lange termijn ontstaat omdat het aantal aansluitingen sneller daalt dan de totale kosten, ondanks dat de reële kosten van het gasnet dalen in absolute zin
- De kosten per aansluiting nemen in het basispad naar verwachting toe met 21% in 2040, zijnde 1,4% per jaar (range 0,2% tot 2,4%). Deze stijging is uitgedrukt exclusief inflatieverwachting
- Een huishouden met een gasverbruik tussen de 500m³ en de 4.000m³ betaalt in 2026 ca. €238 per jaar voor netbeheerkosten gas (incl. btw, excl. kosten voor meters). Dit houdt in dat een huishouden in 2040 ca. €287 per jaar gaat betalen
- Een grote onzekerheid op lange termijn betreft het aantal aansluitingen op het gasnetwerk in het kader van de ontwikkeling van stadsverwarming en elektrificatie van warmte middels warmtepompen. In de huidige doorrekening is aangenomen dat in 2040 het aantal aansluitingen met ca. 35% daalt ten opzichte van 2026. Dit is gebaseerd op het gemiddelde van de vier toekomstscenario's. De verwachte verwijderingskosten in de diverse scenario's lopen (zeer) significant uiteen¹
- Individuele huishoudens kunnen hun netbeheerkosten voor het gasnetwerk verminderen door bijvoorbeeld het overstappen van een cv-ketel naar een hybride warmtepomp (waardoor ze mogelijk in een lagere tariefklasse komen) of naar een volledig elektrische warmtepomp of aansluiting op een warmtenet (waardoor in beide gevallen de gasaansluiting kan vervallen)

Inhoudsopgave

1. Samenvatting
2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders
3. Investerings tot 2040
4. Tariefindicaties voor elektriciteit en gas
- 5. Handelingsperspectieven**
6. Appendix

Collectieve handelingsperspectieven – meer grip op investeringsopgave en energierekening: dempingspotentieel van €9 mld tot €33 mld

Spanningsveld tussen doelstellingen

- De Nederlandse overheid wil het energiesysteem ingrijpend transformeren om de afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele brandstoffen geleidelijk te vervangen door een mix van duurzame energiebronnen: elektriciteit, warmte, duurzame gassen en waterstof. Zo blijft de energie-infrastructuur de ruggengraat voor wonen, werken en welzijn. De investeringen van netbeheerders tot 2040 zijn onvermijdelijk en urgent om het energiesysteem te laten meegroeien met de door de overheid ingezette economische, energie- en klimaatdoelen.
- De investeringen dragen tevens bij aan de grip op de energierekening, doordat afhankelijkheid van andere landen vermindert en gebruik gemaakt kan worden van duurzame opwek, groen gas, waterstof en warmte van eigen bodem. De geopolitieke actualiteit laat zien hoe belangrijk het is om toegang te hebben tot betaalbare en duurzame energie. Zonder energienetwerken is dit niet mogelijk.
- Enerzijds zorgen de investeringen voor toegang tot (goedkopere) lokale, duurzame energie en vermindert de afhankelijk van grillige importprijzen, anderzijds verhoogt hierdoor wel de energierekening. Daarmee ontstaat een spanningsveld tussen de noodzaak tot grootschalige investeringen in het energiesysteem en de beleidsdoelstelling om de betaalbaarheid van energie voor eindgebruikers te waarborgen.
- Het betaalbaar houden van de toekomstige energie-infrastructuur, de netbeheerkosten en de energierekening is daarmee een belangrijk aandachtspunt. In dit hoofdstuk worden daarom handelingsperspectieven besproken voor zowel netbeheerders, de overheid (landelijk, provincies en gemeenten) en de eindgebruikers om grip te houden op de netbeheerkosten en energierekening. Om de dempingen te gaan realiseren moeten op korte termijn keuzes gemaakt worden.

Handelingsperspectieven netbeheerders

- Netbeheer Nederland (NBNL) heeft in het verlengde van het IBO-onderzoek de belangrijkste set aan mogelijke reducties door slimme systeemkeuzes voor een betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem doorgerekend¹. Als maatschappij moet er maximaal worden ingezet op:
 - flexibiliteit bij kleinverbruikers (o.a. actieve sturing EV-laders, slimme warmtepompen en omvormers, energiebesparing);
 - flexibilisering grootverbruikers/industrie (o.a. verplicht tijdblok-laden utiliteit, intensivering handhaving energiebesparing); en
 - locatiesturing van opwek/opslag en vraag, en maatregelen om het net beter te benutten (hogere belasting van MS- en HS-assets gebaseerd op lagere redundantie op MS-net en hogere technische belasting assets)
- Hiermee kan de investeringsopgave in FIEN26 met ca. €9 mld (laag scenario) tot maximaal ca.€33 mld (hoog scenario) gedempt worden², waarbij de demping afhangt van hoe voortvarend de keuzes gemaakt en doorgevoerd worden.

Geactualiseerde dempingspotentieel investeringsopgave cumulatief t/m 2040, mld, pp 2026	Reductiescenario's		
	Laag	Midden	Hoog
• Flexibiliseren kleinverbruikers	0,2	2,9	4,4
• Flexibiliseren grootverbruikers	1,7	2,9	6,2
• Slimme locatiekeuzes opwek, opslag, nieuwe grootverbruikers	3,2	4,5	4,5
• Maatregelen technisch beter benutten	0,5	1,2	2,1
• Doorwerking bovenstaande op MS en HS (knock on impact)	3,1	9,6	15,4
Totaal dempingspotentieel	8,8	21,1	32,7

Overheid kan sturen op de investeringsopgave door strategische locatiekeuze, betere benutting van het net en diversificatie van de energiemix

Systemkeuzes, prioriteiten bij ontwikkeling en ondersteuning

- De overheid en toezichthouder kunnen op verschillende niveaus sturen en faciliteren, bijvoorbeeld door actief sturing te geven op systeemkeuzes, prioriteiten te stellen in ontwikkelingsplannen, en financiële ondersteuning en innovatie. Dit draagt bij aan het optimaliseren van infrastructuurkosten, het beter benutten van bestaande netten, een doelmatige en gefaseerde opschaling van een toekomstbestendig energiesysteem en het betaalbaar houden van de energierekening voor huishoudens en bedrijven.
- Het verkorten van vergunningprocedures kan de realisatietijd en daarmee de systeemkosten van energie-infrastructureur aanzienlijk verminderen. Een snellere aansluiting van nieuwe gebruikers draagt vervolgens bij aan een bredere verdeling van de infrastructuurkosten en de maatschappelijke schade van te weinig netcapaciteit kan eerder worden beperkt.
- Het door KGG en TenneT ontwikkelde versnellingspakket, dat de doorlooptijd van projecten substantieel kan verkorten, biedt hiervoor concrete handvatten, terwijl voor de regionale netbeheerders binnenkort een vergelijkbare aanpak wordt verwacht. Het is van belang dat het versnellingspakket van EZK en TenneT, evenals het aangekondigde pakket voor de regionale netbeheerders, zo snel mogelijk wordt omgezet in uitvoerbare maatregelen, zodat doorlooptijden daadwerkelijk kunnen worden verkort en de benodigde infrastructuur tijdiger beschikbaar is.
- Door FIEN jaarlijks te koppelen aan de begrotingscyclus kan eerder en meer zicht ontstaan op systeemkosten en de investeringsbehoefte. In combinatie met besparingsmaatregelen kunnen maatregelen worden geprioriteerd die zowel op korte termijn flexibiliteit bevorderen als de lange-termijn betaalbaarheid ondersteunen.

Handelingsperspectieven rijksoverheid

Actieve sturing op flexibiliseren, slimme locatiekeuzes en optimale netbenutting

- Stel concrete besparingsdoelen en volg voortgang op isolatie, slim gebruik van bestaande netten, locatiesturing opwek en vraag, technische optimalisaties, warmtenetten, groen gas en waterstofinfra. Overweeg hoe flexibiliteit kan worden ontsloten bij partijen die momenteel over firmrechten beschikken. Versnelling van de implementatie van deze systeemkeuzes maximaliseert het dempingspotentieel tot ca. €33 mld¹.

Consistente kaders voor een ruimtelijk afgestemd energiesysteem

- Bied heldere lange- en korte-termijn beleidsdoelen voor energie-infrastructureur, incl. scenario's voor energievraag, opwekking en flexibiliteit. Essentieel is het expliciteren van strategische keuzes — o.a. over geografische spreiding van opwek, ontwikkeling van industriële clusters en prioritering van infrastructuuruitbreidingen. Door deze keuzes systematisch te verbinden met ruimtelijke ordening ontstaat dat functies en energiesysteem in samenhang worden gepland. Dit vermindert onzekerheid voor netbeheerders en voorkomt overinvesteringen.

Financiële instrumenten en stimulansen

- Subsidieer structurele maatregelen die de rekening dempen, met name voor partijen die last hebben van hoge energiekosten door internationale concurrentie of energiearmoede. Denk aan isolatie, digitalisering, prefab-oplossingen, decentrale opslag en flexibiliteit (batterijen, energy hubs, e-boilers), zodat investeringen efficiënter en goedkoper kunnen worden.

Doelmatige ontwikkeling energiesysteem en realisatie van nieuwe energieketens

- Doelmatige ontwikkeling energiesysteem: Nieuwe energieketens en nieuwe technologieën (o.a. slim gebruik van hybride warmtepompen, warmtenetten, CCS, en (blauwe) waterstof) kan de druk op het elektriciteitsnet verlichten en de totale kosten voor de transitie van de energie-infrastructureur beperken.
- Realisatie nieuwe energieketens: De opschaling van CO₂, warmte, groen gas en (blauwe) waterstof bevindt zich nog in een vroeg stadium met kip-ei problemen die investeringen in de weg staan. Verdere verkenning van passende financierings- en beleidsinstrumenten kan helpen om marktontwikkeling verantwoord te ondersteunen.

De ACM kan netbewust gedrag en flexibilisering stimuleren; provincies en gemeenten zijn van belang voor coördinatie en planning

De ACM kan bijdragen in toezicht en stimulering

- De ACM kan netbeheerders nader ondersteunen bij het terugdringen van de investeringsopgave door kaders en transparantie te bieden gebruikmakend van de bij de netbeheerders aanwezige inzichten in kosten, investeringen, scenario's en onderliggende keuzes m.b.t. het energiesysteem. Dit versterkt de aansluiting tussen kaders en praktijk, helpt overcapaciteit en overbodige kosten te beperken, en bevordert efficiënte en doelmatige investeringsbeslissingen.
- Ook voor stimulering van netbewust gedrag is een belangrijke rol weggelegd voor de ACM. De ACM kan netbewust gedrag bevorderen door tijdsafhankelijke tarieven, congestiemanagement-contracten en door flexibiliteitsmarkten te faciliteren, zodat gebruikers verbruik en opwek afstemmen op beschikbare capaciteit, pieken worden afgevlakt en de investeringsdruk kan worden gedempt.
- Daarnaast kan de ACM door monitoring van de nieuwe tarief- en stimuleringsmaatregelen op de beoogde effecten van efficiënter netgebruik en lagere piekbelasting, bijdragen aan data-gedreven optimalisatie van deze maatregelen.
- Ook voor provincies en gemeenten zijn er diverse handelingsperspectieven, zoals coördinatie en onderlinge planning. Deze dragen bij aan het voorkomen van overcapaciteit, bevorderen de doelmatigheid en helpen bij gedragsturing en bewustwording van bedrijven en inwoners.

Handelingsperspectieven provincies

Regionale coördinatie en planning

- Faciliteer afstemming tussen gemeenten, netbeheerders en projectontwikkelaars om infrastructuurprojecten regionaal te integreren en overlap of overcapaciteit te voorkomen.
- Subsidieer geen warmtepompen in gebieden waar een warmtenet gepland is én waar warmtepompen de realisatie van dit warmtenet kunnen belemmeren¹.
- Integraal programmeren van energiesysteem, gezamenlijk plannen en realiseren hiervan en beleid op betere benutting van infrastructuur (provincies en gemeenten).

Ruimtelijke inpassing en vergunningverlening

- Zorg voor tijdige beschikbaarheid van ruimte voor netten, opwekking en opslag, waardoor vertragingen en extra kosten worden beperkt.

Ondersteuning van lokale flexibiliteit en decentrale opwek

- Stimuleer pilots voor microgrids, lokale opslag, warmtenetten en decentrale productie, waarmee dure netuitbreidingen kunnen worden uitgesteld.

Handelingsperspectieven gemeenten

Integratie van gemeentelijke plannen met netcapaciteit

- Stem nieuwe woonwijken, bedrijventerreinen en industriële zones af op netcapaciteit, zodat investeringen in netten doelmatig worden ingezet.

Lokale gedragssturing en bewustwording

- Stimuleer energiegedrag van inwoners en bedrijven via informatiecampagnes, apps en dynamische prikkels, waardoor piekbelasting en netverzwaring worden beperkt.

Samenwerking met netbeheerders en provincies

- Deel data, stel gezamenlijke prioriteiten op voor netversterking en faciliteer realisatie van regionale energiestrategieën.

Tijdsafhankelijke tarieven, inzet op energie-efficiëntie en -besparing bieden handelingsperspectief voor huishoudens en bedrijven

Flexibeler energiegebruik draagt bij aan efficiëntie

- Ook voor netgebruikers zijn diverse handelingsperspectieven beschikbaar. Zij spelen een belangrijke rol in het functioneren van het energiesysteem als geheel; hun gedrag beïnvloedt immers in belangrijke mate de vraag naar energie, de belasting van de infrastructuur en de timing van investeringen in netcapaciteit.
- Binnen deze context beschikken eindgebruikers over verschillende mogelijkheden om bij te dragen aan het beheersbaar houden van de collectieve systeemkosten en daarmee aan de betaalbaarheid van het energiesysteem.
- Tegelijkertijd bieden deze handelingsperspectieven individuele gebruikers concrete mogelijkheden om hun eigen energiekosten te beperken en meer controle te krijgen over hun energiegebruik. Door energiegebruik flexibeler in te richten, efficiëntie te vergroten en actief gebruik te maken van nieuwe contractvormen en technologieën, kunnen eindgebruikers bijdragen aan een efficiënter gebruik van de bestaande energie-infrastructureur en het beperken van de noodzaak tot kostbare uitbreidingen.
- Een belangrijk onderdeel hiervan is bewust gebruik en benutting van de aankomende tijdsafhankelijke tarieven. Tijdsafhankelijke nettarieven stimuleren energiegebruik op momenten waarop er meer ruimte op het net is. Door hun verbruik af te stemmen op dergelijke prijsprikkels kunnen eindgebruikers hun energierekening verlagen, terwijl tegelijkertijd de piekbelasting op het elektriciteitsnet afneemt en investeringsdruk wordt verminderd.

Handelingsperspectieven huishoudens en bedrijven

Kosten besparen door energiegebruik op andere momenten

- Huishoudens en bedrijven kunnen hun energiegebruik deels verschuiven naar momenten met lage belasting van het elektriciteitsnet. Huishoudens kunnen apparaten als wasmachines, laadpalen voor elektrische auto's of warmtepompen slim programmeren. Bedrijven kunnen energie-intensieve productieprocessen zoveel mogelijk buiten piekuren plannen.
- Dit beperkt piekbelasting en kostbare netverzwaring, maar kan voor eindgebruikers ook leiden tot lagere energiekosten wanneer gebruik wordt gemaakt van daluren.

Flexibele afname en invoeding: Participatie in flex-contracten en prosumendienst

- Huishoudens en bedrijven met decentrale opwek of opslag – zoals zonnepanelen, batterijen of elektrische voertuigen – kunnen deelnemen aan flexibiliteitsdiensten of contractvormen waarbij afname en teruglevering worden afgestemd op de beschikbare netcapaciteit. Door deelname kunnen gebruikers bijdragen aan stabilisatie van het energiesysteem en extra inkomsten genereren of hun energierekening verlagen door flexibiliteit beschikbaar te stellen.

Energie-efficiëntie en energiebesparing

Investeringen in energie-efficiënte oplossingen

- Investeringen in isolatie, energiezuinige apparatuur en elektrische warmtesystemen zoals warmtepompen dragen bij aan een structurele vermindering van het energieverbruik en daarmee aan een lagere belasting van het energiesysteem. Voor eindgebruikers resulteert dit bovendien in structureel lagere energiekosten en een grotere mate van energie-onafhankelijkheid op de lange termijn.

Monitoring en bewustwording van energiegebruik

- Door gebruik te maken van slimme meters, energie-apps en andere monitoringinstrumenten kunnen gebruikers beter inzicht krijgen in hun energieverbruik en de momenten waarop het net het zwaarst wordt belast.
- Dit inzicht helpt gebruikers hun energiegebruik efficiënter te organiseren, wat kan leiden tot kostenbesparing en beter geïnformeerde investeringsbeslissingen, bijvoorbeeld bij de aanschaf van apparatuur of het aanpassen van verbruikspatronen.

Actieve vraagsturing, passende tariefstructuren en investeringen die meebewegen met de vraag essentieel voor succesvolle energietransitie

Beleidsmakers kunnen energietransitie-paradox voorkomen

- Zonnepanelen en windmolens zijn over de tijd veel goedkoper geworden, overheden zetten vol in op elektrificatie en het vooruitzicht van schone, overvloedige en goedkope elektriciteit lijkt binnen handbereik. Elektriciteit vormt daarbij het kloppend hart van een koolstofvrije economie: auto's rijden elektrisch, huizen verwarmen met warmtepompen en industrie en datacenters draaien op groene stroom.
- Echter, terwijl het aanbod van hernieuwbare elektriciteit sterk groeit, blijft de vraag in veel ontwikkelde economieën achter. Dat is het gevolg van de zogeheten 'energietransitie-paradox'. Hernieuwbare elektriciteit heeft lage marginale kosten: als een zonnepaneel of windturbine er eenmaal staat, kost een extra kilowattuur vrijwel niets. Maar een elektriciteitssysteem dat grotendeels op zon en wind draait, is wel zeer kapitaalintensief. Naast de investeringen voor windparken en zonnepanelen vraagt het om zware netten, opslag, reservevermogen, systeemdiensten en redundantie. Dat zijn allemaal investeringen met hoge, vaste kosten die niet lineair schalen met het daadwerkelijke verbruik.
- Voor consumenten en bedrijven telt uiteindelijk niet de marginale kostprijs van stroom, maar de integrale kostprijs (incl. belastingen). Netkosten en andere vaste lasten nemen toe en moeten worden verdeeld over het volume aan geleverde elektriciteit. Als dit volume minder hard stijgt dan de kosten resulteren hogere prijzen per kilowattuur. Die prijsstijgingen kunnen gedragsveranderingen tot gevolg hebben. Huishoudens gaan mogelijk investeren in energie-efficiëntie en zonnepanelen, hun netafname verminderen en het net vooral nog als back-up gebruiken. Bedrijven kunnen voorzichtiger worden met elektrificatie, stellen investeringen uit of zoeken naar eigen oplossingen. Industrie en datacenters — juist de grote verbruikers waarop veel vraagprognoses leunen — blijken uiterst gevoelig voor prijsniveau, onzekerheid en aansluitproblemen.
- Zo ontstaat het risico van een zichzelf versterkend effect. Naarmate minder elektriciteit via het net wordt afgenomen, moeten vaste kosten over minder kilowatturen worden verdeeld. Dat drijft de prijzen verder op, wat opnieuw leidt tot vraaguitval en meer zelfvoorziening. Elektrificatie stopt dan niet omdat schone stroom ontbreekt, maar omdat het gebruik ervan economisch steeds onaantrekkelijker wordt. Tevens worden belastinginkomsten minder, wat kan leiden tot belastingverhogingen om begrotingen rond te krijgen.
- Internationale voorbeelden tonen dat dit geen theorie is. In grote delen van Europa, maar ook in regio's als Californië en Australië, gaat snelle uitrol van hernieuwbare energie samen met stijgende prijzen en dalende netvraag. Daartegenover staan systemen als Texas, Noorwegen en in zekere zin Denemarken, waar grootschalige opwek, andere markt- en beleidskeuzes en minder nadruk op productie achter de meter leiden tot lagere prijzen en een stabielere of groeiende vraag.
- Beleidsmakers die uitsluitend focussen op meer aanbod en lagere marginale kosten lopen het risico het systeem economisch uit balans te brengen. **Succesvolle energietransitie vraagt om actief vraagbeheer, tariefstructuren die passen bij hoge vaste kosten, netinvesteringen die meebewegen met daadwerkelijke vraag en gerichte ondersteuning van stabiele, industriële elektriciteitsvraag.**
- De energietransitie-paradox is daarmee vooral een waarschuwing tegen de aanname dat vraag vanzelf volgt als het aanbod maar groot genoeg is. Zonder aandacht voor prijzen, prikkels en gedrag dreigt een toekomst met veel schone stroom — die steeds minder mensen en bedrijven daadwerkelijk willen gebruiken. **Om dat te voorkomen zijn actieve vraagsturing, passende tariefstructuren en investeringen die meebewegen met de vraag essentieel.**

Inhoudsopgave

1. Samenvatting
2. Energiebeleid en de betekenis voor Netbeheerders
3. Investerings tot 2040
4. Tariefindicaties voor elektriciteit en gas
5. Handelingsperspectieven
6. **Appendix**

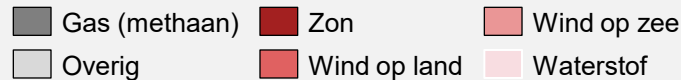
In de IP26 van de netbeheerders vervult 'Koersvaste Middenweg' een centrale rol voor de basisvoorspelling van de investeringsbehoefte

Vergelijking opgesteld vermogen elektriciteitsopwekking per 2030 in FIEN24 versus FIEN26

Opgesteld elektrisch vermogen

2030; in GW(p); per scenario

De invulling van het opgesteld vermogen is gewijzigd t.o.v. FIEN24 (scenario *Klimaatambitie* en *Koersvaste Middenweg* voor 2030 uitgelicht)



Observaties

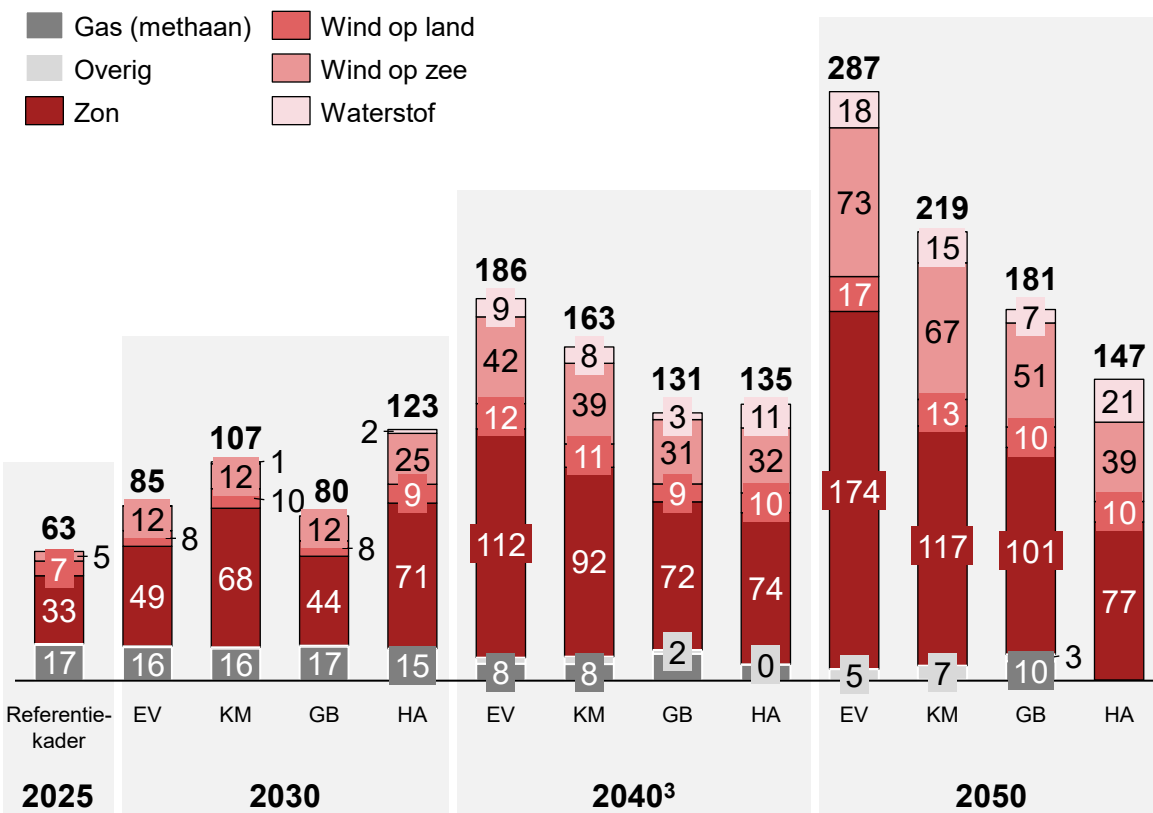
- Ten opzichte van de scenario's die ten grondslag lagen aan de IP 2024 is het scenario '*Klimaatambitie*' het meest te vergelijken met het huidige scenario '*Koersvaste Middenweg*'. Het scenario '*Klimaatambitie*' was ontwikkeld o.b.v. al het bestaande en voorgenomen energie- en klimaatbeleid en aangevuld met de kabinetsambitie
- Het scenario *Koersvaste Middenweg* bouwt voort op het scenario '*Klimaatambitie*' door de meest recente beleidsambities, provinciale energievisies en actuele trends te integreren
- Het totale verwachte opgestelde elektrische vermogen is nagenoeg gelijk gebleven per 2030, maar de invulling van het opgestelde vermogen is gewijzigd. Er is met name een andere verdeling zichtbaar binnen het hernieuwbare vermogen als gevolg van lagere WoZ verwachting, wat wordt opgevangen met een hoger opgesteld vermogen in zon en wind op land
- In het scenario '*Klimaatambitie*' was in 2030 een uitbreiding van het vermogen van kerncentrales voorzien. Dit is echter niet haalbaar gebleken. Het scenario '*Koersvaste Middenweg*' gaat uit van een capaciteitsuitbreiding van kerncentrales in 2040, tot die tijd blijft Borssele als enige kerncentrale operationeel

Richting 2040 en daarna neemt de onzekerheid toe, met uiteenlopende capaciteitsgroei en invullingen van het opgesteld elektrisch vermogen

NBNL SE-25 scenario's

Opgesteld elektrisch vermogen^{1,2}

2025, 2030, 2050; in GW(p); per scenario



Observaties

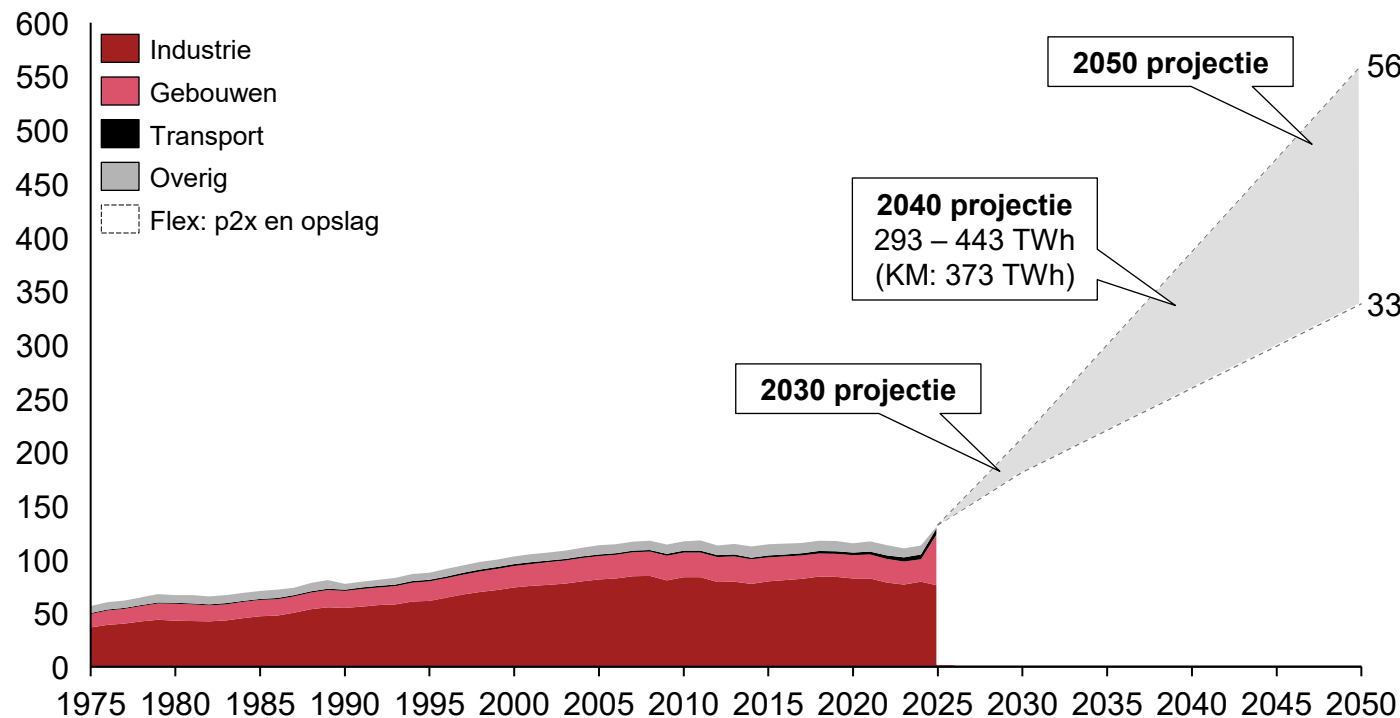
- In 2030 gaat het klimaatakkoord uit van 55% reductie van broeikasgas, maar op lange termijn (2050) wordt naar 100% reductie gestreefd – dit betekent dat ook na 2030 de nodige maatregelen zullen moeten worden genomen
- Er treedt meer onzekerheid op ten aanzien van de scenario's op lange termijn, met gevolgen voor het opgestelde vermogen per scenario
- Netbeheerders zullen moeten blijven investeren in het elektriciteitsnetwerk – en afhankelijk van de keuzes voor groen gas en / of waterstof – ook in de (alternatieve) aanwending van het gasnet
- In *Eigen Vermogen* zet Nederland vol in op duurzame opwek zowel op land als op zee, met als gevolg een verdriedubbeling in opgesteld vermogen
- De rol van fossiele brandstof wordt steeds kleiner richting 2050, met enkel nog een beperkt aanbod in het scenario *Gezamenlijke Balans*. In de andere scenario's zal de rol van waterstof toenemen
- In de scenario's *Koersvaste Middenweg*, *Eigen Vermogen*, en *Gezamenlijke Balans* wordt er ook ingezet op elektriciteitsproductie met nucleaire bronnen

Primair elektriciteitsverbruik in NL wordt 2,5-4x zo hoog richting 2050, grootste variatie zit in toename flex en verduurzaming industrie

Ontwikkeling elektriciteitsverbruik in Nederland

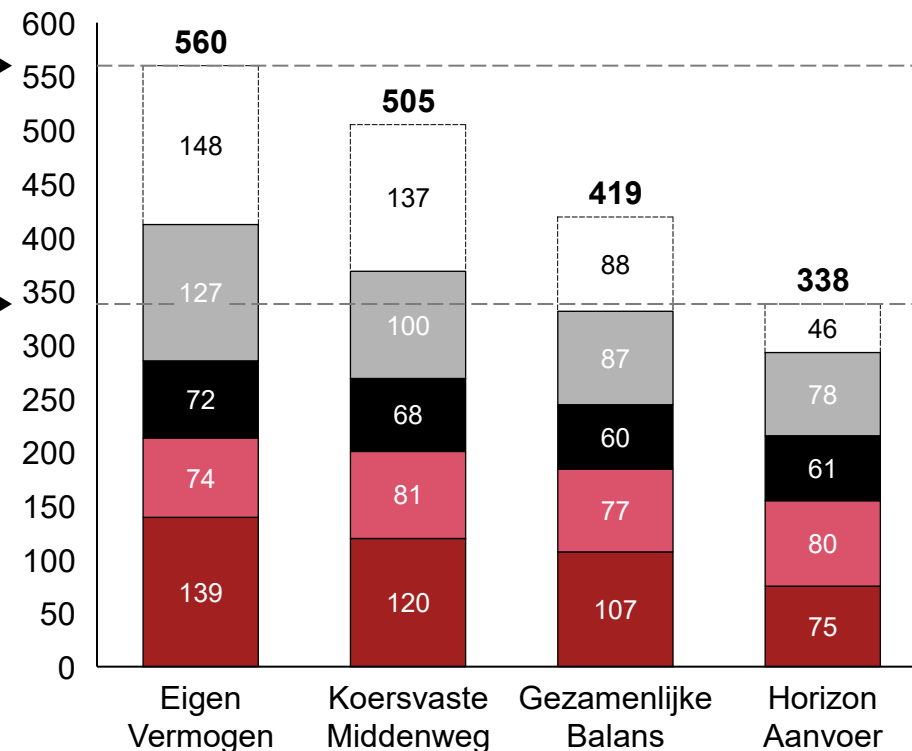
Elektriciteitsverbruik in Nederland

1975 – 2050¹, in TWh



Primair verbruik elektriciteit

2050, in TWh; per NBNL SE-25 scenario's

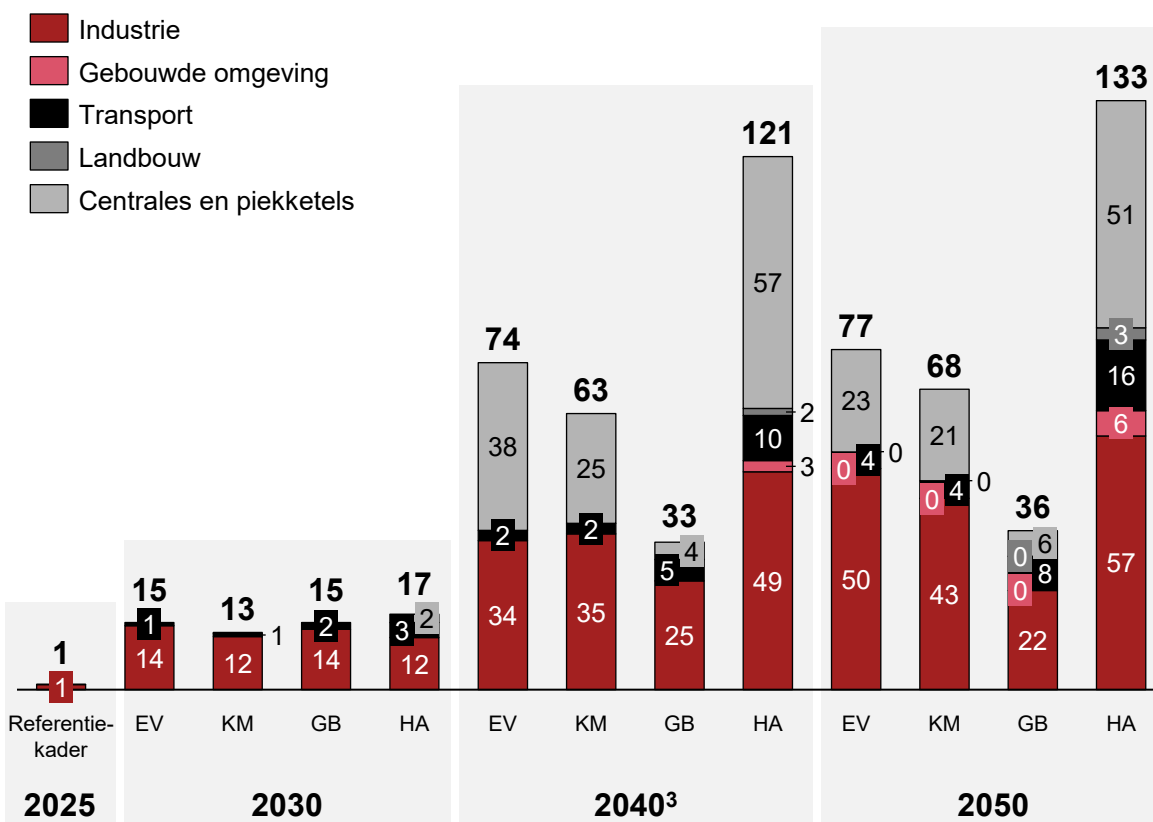


Waterstof kan een cruciale energiedrager worden richting 2050; dit vraagt om aanpassing en/of ontwikkeling van transportnetten

Ontwikkeling vraag naar waterstof (NBNL SE-25 scenario's)

Primair verbruik waterstof¹ (NBNL SE-25 scenario's)

2025, 2030, 2040, 2050; in TWh; per sector



Ontwikkelingen in waterstof

- Momenteel wordt waterstof grotendeels lokaal geproduceerd van aardgas en wordt het met name gebruikt voor kunstmestproductie en in de olieraffinage
- De waterstofvraag in 2030 wordt vrijwel volledig bepaald door de consumptie van de industrie op basis van concrete bedrijfsplannen, die daarom in alle scenario's vergelijkbaar zijn
- Op de langere termijn neemt de vraag naar waterstof toe, ook worden de verschillen in vraag naar waterstof tussen de scenario's beter zichtbaar. Dit wordt onder andere gedreven door verschillende keuzes ten aanzien van verduurzamingsopties. Verder wordt er in 2050 ook een significante groei verwacht in waterstofvraag door centrales en piekketels
- De groei bij *Horizon Aanvoer* wordt gedreven door de grotere afhankelijkheid van import in Nederland. Dit maakt het mogelijk om waterstof te importeren voor gebruik binnen de industrie. In *Gezamenlijke Balans* blijven biomassa, CCS en aardgas een relatief grote rol spelen, waardoor de rol van waterstof beperkt blijft
- De toename van de waterstofvraag vraagt om aanpassing/ontwikkeling van transportnetten – netto import/export kan deze vraag verder doen toenemen (bijv. ontwikkeling van ammoniakterminals, pijpleidingen)
- De verre tijdshorizon introduceert een onzekerheid in de prognose, er zijn fundamentele vraagstukken die de vraag naar waterstof bepalen:
 - Wat gaan (potentiële) gebruikers doen (bijv. TATA steel)?
 - Wat wordt de betaalbaarheid (van met name groene waterstof) op de middellange termijn?

De toegestane omzet voor elektriciteit en gas worden bepaald aan de hand van de efficiënte kosten van de sector ...

Tariefregulering netbeheerders

Toegestane inkomsten opbouw



Tarief/omzetregulering

- Inkomsten voor de RNB's, TenneT en GTS worden bepaald op basis van hun efficiënte kosten, inclusief rendement op investeringen (kapitaalkostenvergoeding) en afschrijvingen. Dit betekent dat netbeheerders in principe niet meer in rekening kunnen brengen dan de gemaakte efficiënte kosten
- Voor alle TSOs en DSOs is er vanaf 2027 sprake van kostengebaseerde regulering, waarbij de eigen kosten van de netbeheerders als uitgangspunt dienen voor het bepalen van de toegestane omzet
- Alle netbeheerders dienen jaarlijks een tarievenvoorstel in, waarna de ACM dit controleert en definitief vaststelt
- Belangrijke factoren in de tariefberekeningen zijn operationele kosten, kapitaalkostenvergoeding en regulatorische afschrijvingen. De kapitaalkostenvergoeding en afschrijvingen zorgen voor het terugverdienen van de gemaakte investeringen. Hiervoor wordt een rendement vastgesteld (o.b.v. de WACC) en de gestandaardiseerde activa waarde (GAW). De inkomsten worden bepaald op basis van historische kosten met een reguleringsperiode van vijf jaar
- Bij GTS worden de kosten doorbelast aan de 'shippers', in plaats van de eindconsument. De 'shippers' (de tussenpartijen die het gas in- en uitvoeren op het netwerk van GTS), berekenen dit vervolgens door in de gasprijs
- Bij TenneT worden de Net op Zee-projecten voor routekaart 2023 gedeeltelijk gesubsidieerd door de overheid om de tariefimpact te mitigeren. Voor de routekaart 2030 wordt verondersteld dat deze volledig via tarieven lopen. Een andere keuze hierin kan aanzienlijke impact hebben
- Dit onderzoek houdt geen rekening met doorbelasting van netbeheerkosten aan het buitenland. Een groeiend deel van de Nederlandse stroomopwekking wordt geëxporteerd, maar buitenlandse afnemers betalen momenteel geen netbeheerkosten over deze volumes

... die vervolgens wordt verdeeld over de gebruikers van het net volgens het zogenoemde 'cascademodel' ...

Uitleg cascademodel

Voorbeeld Elektriciteit



Doel

Tariefontwikkeling bepalen **per gebruikersgroep**¹ rekening houdend met een zo eerlijk mogelijke verdeling van de netbeheerkosten



Werking

Tarieven worden bepaald door te meten welk deel van de getransporteerde volumes afkomstig is van directe gebruikers en welk deel van onderliggende netvlakken. Zo worden kosten van het EHS doorbelast aan HS en onderliggende netvlakken, waarbij afnemers van de RNB's bijdragen aan het hoogspanningsnet van TenneT. Bij gas geldt hetzelfde model, met de uitzondering dat de kosten van GTS worden doorbelast aan *shippers* en via de gasprijs bij eindgebruikers komen



Cascade-model (versimpeld voorbeeld Elektriciteit)

	Kosten per netvlak	Aangesloten klanten	Aantallen (#) ²	Toerekening kosten ²	
TenneT	Verdeling kosten EHS aan HS en onderliggende netvlakken	Groot Industrieel	~20 (<1%)	~€65 mln (1%)	
		Industrieel	~100 (<1%)	~€420 mln (7%)	
RNB's	Verdeling kosten TenneT aan RNB's	Kleine industrie	~900 (<1%)	~€450 mln (8%)	
		Verdeling kosten RNB's (incl. TenneT deel) aan klanten RNB's	MKB	~70K (6%)	~€1,6 mld (27%)
			Klein zakelijk, huishoudens, laadpalen en lantaarnpalen	~11m (94%)	~€3,5 mld (58%)
	Totaal			~€6,0 mld³ (100%)	

Waarbij de opbouw van de rekening tussen archetypen gebruikersgroepen voor elektriciteit en gas verschilt

Archetypen gebruikers E en G netten

Gebruikersgroepen Elektriciteit¹

	Jaarlijks verbruik (MWh)	kWmax (kW)	kWcontract (kW)	Type aansluiting
(Groot) Industrieel bedrijf EHS	1.500.000	2.000.000	200.000	N.v.t.
(Groot) Industrieel bedrijf HS	100.000	150.000	15.000	N.v.t.
Klein industrieel	12.000	44.000	4.500	N.v.t.
Groot MKB	1.000	3.050	370	N.v.t.
Klein MKB	175	645	85	N.v.t.
Klein zakelijk	50	N.v.t.	N.v.t.	3x50A
Huishoudens	2,79	N.v.t.	N.v.t.	3x25A

■ Onderdeel tariefberekening

■ Geen onderdeel tariefberekening

Gebruikersgroepen Gas¹

	Jaarlijks verbruik (m ³)	Aansluitcapaciteit (m ³ /h)	Tariefbepaling
GTS klanten	100 mln	>40 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> Jaartarief vastgesteld door ACM: entry-storage, entry-niet-storage, entry LNG, exit-storage, exit-niet-storage
Grootzakelijk – Telemetrie-grootverbruik	500.000	>40 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> Tarief bepaald o.b.v. de 'gecontracteerde capaciteit' van de aansluiting Transportafhankelijke vergoeding per m³/h in geval van overschrijding
Grootzakelijk – Profielgrootverbruik	100.000	>40 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> Tarief bepaald o.b.v. aansluitcapaciteit van de aansluiting
Kleinzakelijk – kleinverbruik	20.000	Maximaal 40 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> Tarief bepaald o.b.v. capaciteitstarief en meettarief
Huishoudens	1.100	N.v.t.	<ul style="list-style-type: none"> <500 m³/ jaar: 50% van capaciteitstarief ≥500 m³/jaar en <4000 m³/jaar: normaal tarief >4000 m³/jaar: hoogste capaciteitstarief

Direct aangeslotenen (bijv. industrie en gascentrales) betalen een GTS-tarief. Voor RNB afnemers worden GTS-kosten in rekening gebracht via shippers van gas

Een huishouden betaalt op dit moment voor een 3x 25A aansluiting dezelfde prijs ongeacht het daadwerkelijke verbruik, terwijl voor bedrijven naast de aansluitcapaciteit vaak ook het verbruik en / of het gecontracteerde vermogen een rol speelt

1) Volumes op basis van archetype verbruikers. Binnen gebruikersgroepen kunnen de volumes significant variëren, met name in het EHS en HS domein.

De nieuwe Wet collectieve warmte treedt in werking in 2027, met wijzigingen in tarieven en eigendomsstructuur

Huidige verwachtingen rondom Wet collectieve warmte

Achtergrond

- De warmtemarkt kenmerkt zich door warmteleveranciers die monopolieposities innemen in hun leveringsgebieden. Consumenten kunnen daardoor niet zonder kosten overstappen naar andere verwarmingsvormen
- Om te voorkomen dat warmtebedrijven klanten te hoge prijzen in rekening brengen, worden consumenten beschermd door de Nederlandse Warmtewet
- De huidige Warmtewet wordt vervangen door de Wet collectieve warmte (Wcw). De nieuwe wet beoogt warmte een betaalbaarder, betrouwbaarder en duurzamer alternatief voor aardgas te maken, met name in de woningsector
- Echter wordt het door de nieuwe Wcw het minder aantrekkelijk voor private warmtebedrijven om een warmtenet aan te leggen, waardoor de doelstelling van 500.000 extra aansluitingen in de bestaande bouw in 2030 buiten bereik raakt

De komst van de Wcw leidt waarschijnlijk tot een rol voor netbeheerders op het gebied van warmte. Er is echter nog onduidelijkheid over de precieze invulling van de Wcw. Dit kan leiden tot vertragingen in de uitrol van grootschalige warmtenetten, omdat private partijen op dit moment niet of nauwelijks meer investeren in nieuwe projecten. Dit terwijl warmtenetten een maatschappelijke meerwaarde kunnen hebben^{1,2}

- De Wcw bevat ook nieuwe regels voor warmtetransportnetten, zoals WarmtelinQ van Gasunie. De wet regelt onder meer de aanwijzing van warmtetransportbeheerders en de invoering van gereguleerde, kostengebaseerde tarieven

Belangrijkste wijzigingen

a Tarieven

Het warmtetarief verschuift gefaseerd naar een kostengebaseerde benadering

- Fase 1 (2027-2028): ACM houdt de gasbenchmark aan, maar past correcties toe op niet-warmte gerelateerde gascomponenten. In de praktijk vrijwel gelijk aan het huidige systeem
- Fase 2 (2029-2032): ACM stelt tarieven vast op basis van de werkelijke kosten van collectieve warmtesystemen, via een formule die geleidelijk verschuift van benchmarkkosten naar bedrijfseigen kosten
- Fase 3 (> 2033): ACM bepaalt tarieven per warmtebedrijf op basis van een toegestane-inkomsten methodologie. De rendementstoets vervalt omdat het rendement ex-ante wordt vastgesteld

b Eigendom

Het eigendom van warmtenetten verschuift naar een publiek-privaat model met verplicht publiek meerderheidsbelang

- In de huidige situatie zijn collectieve warmtesystemen in handen van commerciële bedrijven (Vattenfall, Eneco)
- De Wcw vereist dat aangewezen warmtebedrijven voor meer dan 50% in handen moeten zijn van een of meerdere publieke partijen
- Hiervoor is een overgangsperiode van 10 jaar ingesteld na inwerkingtreding
- Gedurende deze periode kunnen private warmtebedrijven vrijstellingen aanvragen van 14 tot 30 jaar, waardoor zij kunnen blijven bouwen zonder publiek meerderheidsbelang voor maximaal 30 jaar

In dit onderzoek zijn diverse noodzakelijke aannames gemaakt aangaande tariefbepaling en toekomstige regulering van nettarieven

Ingeschatte kosten per netvlak zijn verdeeld over ingeschatte tariefdragers om te komen tot tariefindicaties

Toelichting gemaakte aannames (1/2)

Kosten per netvlak	<ul style="list-style-type: none"> De kosten per netvlak zijn voor dit onderzoek separaat ingeschat voor EHS en HS (beide TenneT). Voor de RNB's is een gesimplificeerde aanname gedaan dat de kosten per netvlak in gelijke mate ontwikkelen als de totale kostentoeename voor de RNB's. In werkelijkheid worden de kosten volgens de cascade verdeeld (zie uitleg cascade) en leiden verschillen tussen netvlakken qua investeringen en volumegroei tot een andere kostenverdeling
Rekenvolumes - algemeen	<ul style="list-style-type: none"> Middels de ingeschatte rekenvolumes worden de kosten per netvlak verdeeld over het aantal ingeschatte tariefdragers, zo leidend tot de ingeschatte tarieven Om deze inschattingen te kunnen doen moeten diverse aannames worden gedaan die een grote impact kunnen hebben op de uitkomsten
Tariefinschatting per gebruikersgroep	<ul style="list-style-type: none"> Resultaat van het delen van de kostenontwikkeling per netvlak (indexcijfers, met 2026 als 100%) door de ontwikkeling van het volume van de tariefdragers per gebruikersgroep (indexcijfers, met 2026 als 100%)
Schatting rekenvolumes gas en behandeling tarieven GTS	<ul style="list-style-type: none"> Voor het RNB-gasnet worden dezelfde aannames gehanteerd als voor elektriciteit ten aanzien van het aantal huishoudens en bedrijven. Echter is de verwachting dat het aantal gebruikers van het gasnet zal afnemen, waardoor de kosten door een minder grote populatie gedragen zullen worden. Hiervoor is de schatting gehanteerd dat in 2040 ca. 1/3 van het huidige aantal aansluitingen zal zijn verwijderd. De kosten hiervoor zijn onderdeel van de kosteninschattingen. Ten aanzien van het gasverbruik is de verwachting dat dit met ca. 55% zal afnemen ten opzichte van het huidige gasverbruik Bij GTS-klanten zijn de tarieven onderdeel van de gasrekening. Hiervoor is geen aparte inschatting gemaakt in dit onderzoek gegeven de beperkte omvang van dit aandeel in de gasprijs (ca. 6-8%) en omdat dit impliciet in de gasprijsvoorspelling is meegenomen
Rekenvolumes LS-net	<ul style="list-style-type: none"> De kosten voor de gebruikersgroepen op het LS-netvlak worden momenteel volledig in rekening gebracht middels een vast capaciteitstarief en zijn dus verbruiksonafhankelijk. Er wordt op dit moment gewerkt aan een alternatieve systematiek die wel volumeafhankelijk is. In dit rapport is er vanuit gegaan dat dit nieuwe tariefstelsel op korte termijn inderdaad ingevoerd wordt. Op basis van het Berenschot¹ rapport is aangenomen dat onder het nieuwe stelsel 1/3 van de kosten middels een verbruiksonafhankelijke vergoeding in rekening zal worden gebracht. Het aantal tariefdragers voor deze component is berekend op basis van de verwachte ontwikkeling van het aantal aansluitingen. Deze zijn ingeschat door een optelling van: <ul style="list-style-type: none"> A) de toename in het aantal huishoudens (van 8,6m in 2026 naar 9,2m in 2040 volgens CBS-data) B) de toename in het aantal publieke laadpunten voor elektrische auto's van 0,3m in 2026 naar 1,0m in 2040 (private en semipublieke laadpalen leiden niet tot additionele aansluitingen). Omdat een publieke laadpaal op 1 aansluiting 2 laadpunten bevat is dit aantal voor alle jaren door 2 gedeeld Voor de overige 2/3 van de kosten is aangenomen dat deze middels een kWh tarief in rekening wordt gebracht. Het aantal tariefdragers is hierbij berekend aan de hand van de verwachte ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik wat via de RNB-netten wordt geleverd (zie rekenvolumes TS- en MS-netten)

In dit onderzoek zijn diverse noodzakelijke aannames gemaakt aangaande tariefbepaling en toekomstige regulering van nettarieven

Ingeschatte kosten per netvlak zijn verdeeld over ingeschatte tariefdragers om te komen tot tariefindicaties

Toelichting gemaakte aannames (2/2)

Rekenvolumes TS- en MS-netten

- De kosten voor gebruikers op het RNB TS-net worden in rekening gebracht op basis van het gecontracteerd vermogen en het maandelijkse piekvermogen
- De kosten voor gebruikers op het MS-netvlak worden in rekening gebracht middels een combinatie van gecontracteerd vermogen, maandelijks piekvermogen en verbruik in kWh, waarbij deze elementen voor alle gebruikers tezamen per stuk respectievelijk 25%, 25% en 50% van de kosten moeten dekken
- Het verloop in elektriciteitsverbruik over de tijd is ingeschat op basis van het Koersvaste Middenweg scenario. Deze laat een stijging zien van een totaal Nederlands elektriciteitsverbruik van 132 TWh per 2025 naar 192 TWh in 2030, verder oplopend tot 373 TWh in 2040
- Vervolgens is ingeschat dat 50% van het verbruik voor landbouw, ICT en energie via een aansluiting op de RNB-netten loopt. Voor transport, gebouwen en industrie zijn hiervoor respectievelijk 75%, 100% en 20% ingeschat. Flex, p2x en opslag zijn verondersteld niet via deze netten te lopen. Hieruit resulteert een via de RNB-netten geleverd elektriciteitsverbruik van 78 TWh in 2025, oplopend naar 104 TWh in 2030 en 176 TWh in 2040
- Vervolgens is ingeschat dat bij een verdubbeling in verbruik dit slechts tot 50% toename in vereiste transportvermogens zal leiden, als gevolg van mogelijkheden tot optimalisatie door bijvoorbeeld behind-the-meter (BtM) toepassingen zoals productie, opslag en flexibele inzet
- Bij gebruikers op het TS-net zijn enkel het gecontracteerd vermogen en het maandelijkse piekvermogen van toepassing (en is er geen verbruiks gerelateerde component). Daarom is hier 50% van het elektriciteitsverbruik op de RNB- en MS-netten als rekenvolume toegepast
- Bij gebruikers op het MS-net bepaalt het 50% van de rekening. Daarom is voor dit deel het volledige elektriciteitsverbruik gehanteerd, en voor het overige deel van de rekening is 50% toegepast. Zodanig is voor het MS-net 75% van de toename van het elektriciteitsverbruik op de RNB-netten als rekenvolume toegepast

Rekenvolumes EHS- en HS-netten

- De kosten voor gebruikers op het EHS- en HS-net van TenneT worden voornamelijk in rekening gebracht op basis van het gecontracteerd transportvermogen en het maandelijks (gewogen) piekvermogen.
- De huidige rekenvolumes zijn richting de toekomst opgehoogd in gelijke mate met de toename van het elektriciteitsgebruik in Nederland (volgens het SE-25 scenario Koersvaste Middenweg, KM-scenario). Omdat ervan uit mag worden gegaan dat het net in de toekomst efficiënter wordt benut worden de rekenvolumes in elk volgend jaar met 1% verlaagd.
- Daarnaast zijn additionele rekenvolumes ingerekend voor de ontwikkeling van flexibele vraag zoals aangenomen in het KM-scenario. In het KM-scenario zijn vermogens van flexibele vraag vastgesteld (o.a. batterijen, power-to-gas, power-to-hydrogen). De betaalbaarheid van transporttarieven voor flexibele vraag is een uitdaging. Daarom is er voor de omrekening van vermogens naar rekenvolumes van uitgegaan dat flexibele vraag grotendeels met alternatieve transportrechten zal worden aangesloten en dat flexibele vraag ook zal inspelen op tijdsafhankelijke tarieven. Daarom leidt één GW aan flexibele vraag dus tot fors minder dan één GW (firm) gecontracteerd transportvermogen en wordt de maandpiek verwacht op momenten dat de kWmax-gewogen lichter wordt aangeslagen.
- Bovendien zal flexibele vraag ook gedeeltelijk worden ingepast op bestaande aansluitingen waardoor tariefvolumes in mindere mate zullen groeien dan wanneer alles via nieuwe aansluitingen wordt aangesloten. De flexibele vraag kan dan immers bestaande dalen in verbruiksprofielen vullen.
- Ten slotte is de groei van rekenvolumes gedeeltelijk naar achteren geschoven om te corrigeren voor het maakbaarheidsgat. Deze verschuiving van rekenvolumes is in dezelfde mate doorgevoerd als de verwachte verschuiving van investeringen zodat kosten en volumes zich consistent met elkaar ontwikkelen

De inschattingen in deze appendix betreffen enkel elektriciteit en gas; daarom zijn ze inherent onvolledig en enkel bedoeld ter indicatie

De energierekening bestaat uit netbeheerkosten, leveringskosten en belastingen

Leeswijzer

- *Om een doorkijk te geven in hoe de tariefstijgingen voor netbeheerkosten elektriciteit en gas zich vertalen in de energierekening, is in deze appendix een aantal illustratieve voorbeelden opgenomen. Deze bevatten een ingeschatte ontwikkeling van de totale energierekening voor elektriciteit en gas (incl. leveringsprijs, belastingen en netbeheerkosten) voor zowel Nederland in zijn geheel als voor verschillende typen huishoudens en industriële bedrijven*
- *Uit deze berekeningen kunnen echter geen algemene conclusies worden getrokken. Ten eerste omdat er geen homogene groep gebruikers bestaat binnen deze categorieën. Tevens zijn niet alle kosten meegenomen in dit onderzoek. Een huishouden dat er bijvoorbeeld voor kiest om van het gas af te gaan door een warmtepomp te installeren in combinatie met zonnepanelen, krijgt ook te maken met toe- of afname van andere kosten waaronder isolatiekosten, de aanschaf en onderhoud van de zonnepanelen en de aanschaf van een warmtepomp. Ook zullen voor de huishoudens met een elektrische auto die thuis wordt opgeladen de kosten voor bijvoorbeeld benzine afnemen, waardoor de kostentoename voor elektriciteit dus een verschuiving van kosten kan betreffen. Ten tweede zijn de berekeningen gedaan op basis van inschattingen van zeer veranderlijke variabelen, waaronder bijvoorbeeld leveringsprijzen*
- *In deze berekeningen voor elektriciteit en gas is tevens geen inschatting gemaakt van de kosten voor overige infrastructuurkosten (bijv. opwek of warmte). Er kunnen daarom geen conclusies getrokken worden over een andere of optimalere invulling van de energiemix. Daarvoor is een breder onderzoek nodig dat ook kijkt naar interactie-effecten tussen (1) de invulling van de energiemix, (2) de investeringen die vervolgens nodig zijn in de netten als gevolg van deze energiemix, (3) de impact van deze energiemix op elektriciteits- en gasprijzen en (4) evt. overige kosten te maken door eindgebruikers. Tevens spelen ook andere factoren dan kosten een rol in de keuze voor de energiemix (bijv. energie-onafhankelijkheid en CO₂-doelstellingen), welke lastig monetair kunnen worden uitgedrukt*
- *De gemaakte inschattingen voor de energierekening voor Nederland als geheel en voor specifieke gebruikersgroepen zijn sterk afhankelijk van een diverse aannames over de ontwikkeling van energieverbruik, leveringstarieven en belastingen*

Belangrijke mededelingen

- ***In deze analyse is geen rekening gehouden met de huidige geopolitieke ontwikkelingen in het Midden-Oosten en de impact hiervan op de energieprijzen***
- ***Naast deze huidige ontwikkelingen zijn energieprijzen over de tijd in het algemeen zeer volatiel***
- ***Werkelijke prijsontwikkelingen kunnen hierdoor zeer sterk afwijken van de gepresenteerde uitgangspunten en resultaten***
- ***Daarom zijn de in deze appendix gemaakte inschattingen enkel bedoeld ter indicatie***

De inschatting voor de energierekening voor Nederland als geheel en voor specifieke gebruikersgroepen is sterk afhankelijk van aannames

Belangrijkste aannames ten aanzien van bepaling energierekening

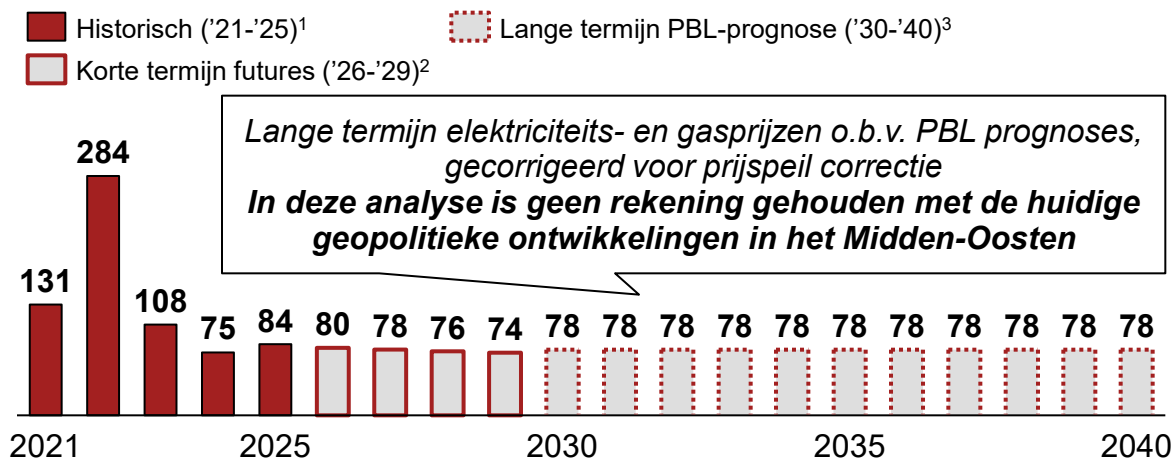
Verwacht verbruik	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Prognoses voor het verbruik van elektriciteit en gas voor Nederland als geheel zijn gebaseerd op het gemiddelde van de vier NBNL SE-25 scenario's</i> • <i>Voor de rekening per huishouden en bedrijf is uitgegaan van een constant energieverbruik over de tijd. Over tijd is het verwacht dat huishoudens en bedrijven over de groepen heen zullen migreren, als gevolg van hun veranderende individuele energieverbruik</i> • <i>Het elektriciteits- en gasverbruik per huishouden is ingeschat per huishoudengrootte. Bij maximale elektrificatie is geen gasaansluiting meegenomen in de analyse.</i> • <i>Voor elektriciteit is uitgegaan van finaal eindverbruik; primair verbruik exclusief keten-/omzettingsverliezen en export</i> • <i>Voor gas is uitgegaan van primair verbruik, waarbij is gecorrigeerd voor gas dat wordt gebruikt voor opwekking van elektriciteit (30% in 2020, 20% in 2030, 15% in 2040, interpolatie in tussenliggende jaren)</i> • <i>Verdeling van verbruik tussen huishoudens en bedrijven is gebaseerd op de energiebalans in de PBL Klimaatverkenning. Voor gas is dit 70%/30% en constant over de periode 2024-2040, voor elektriciteit is dit 20%/80% in 2024 en 15%/85% in 2040 (interpolatie in tussenliggende jaren), respectievelijk</i> • <i>Gebruikersgroepen en elektriciteits- en gasverbruik zijn identiek aan de eerder in appendix 2 gepresenteerde data</i>
Leveringskosten	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tarieven voor elektriciteit en gas zijn voor de periode 2025-2030 gebaseerd op de jaargemiddelden van futures prognoses¹. Langetermijntarieven (vanaf 2031) zijn gebaseerd op PBL prognoses uit KEV2024² (beschikbaar voor periode 2025-2040, prijsniveau 2026). Zie hiervoor de volgende slide</i> • <i>De aangenomen marge op energietarieven (E en G) is 6,0% voor huishoudens, 0,5% voor bedrijven – marges blijven constant over tijd</i> • <i>Voor huishoudens wordt vastrecht meegerekend (€84 per gas-/elektriciteitsaansluiting per jaar), voor bedrijven is geen vastrecht meegenomen</i> • <i>Het aantal aansluitingen is bepaald op o.b.v. het aantal huishoudens (prognose CBS), waarbij is aangenomen dat 100% van de huishoudens (nu en richting 2040) een elektriciteitsaansluiting heeft, en het aandeel huishoudens met een gasaansluiting afneemt van ~85% in 2024 naar ~50% in 2040 (o.b.v. data RNB's)</i> • <i>ETS2 en de bijmengverplichting groen gas hebben mogelijk een opdrijvend effect op de leveringstarieven, maar dit is niet kwantitatief doorgerekend</i>
Netbeheerkosten	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Netbeheerkosten zijn identiek aan de in hoofdstuk 4 gepresenteerde kosten – deze kosten ontwikkelen over tijd</i>
Belasting	<ul style="list-style-type: none"> • <i>De energiebelasting is bepaald o.b.v. verbruik en belastingtarief per staffel (bron: Belastingdienst) – richting '30 zijn tariefontwikkelingen van overheid overgenomen, daarna zijn tarieven aangenomen constant te blijven richting 2040</i> • <i>Voor huishoudens is aangenomen dat het tarief van de laagste staffel¹ van toepassing is. Voor bedrijven is een gemiddeld belastingtarief berekend (o.b.v. CBS data over het aantal bedrijven en gerealiseerd elektriciteit- en gasverbruik), waarbij is aangenomen dat dit gemiddelde tarief zich zodanig ontwikkelt dat de totale energiebelastingssom (huishouden en bedrijven) in lijn ligt met de verwachte belasting in de Rijksbegroting</i> • <i>Belastingvermindering energiebelasting en btw-percentages is aangenomen constant te blijven over tijd</i> • <i>Voor bedrijven is het volledige btw bedrag berekend en meegenomen in de energierekening – in de praktijk zal een groot deel van de bedrijven (afhankelijk van de bedrijfsactiviteiten) deze btw echter kunnen aftrekken</i>

Leverancierskosten: de E en G prijzen zijn afgelopen jaren gestegen, naar verwachting stabiliseren ze richting 2040 op een lager prijspunt

Prognoses voor elektriciteits- en gasprijzen tot 2040

Prognose elektriciteitsprijzen

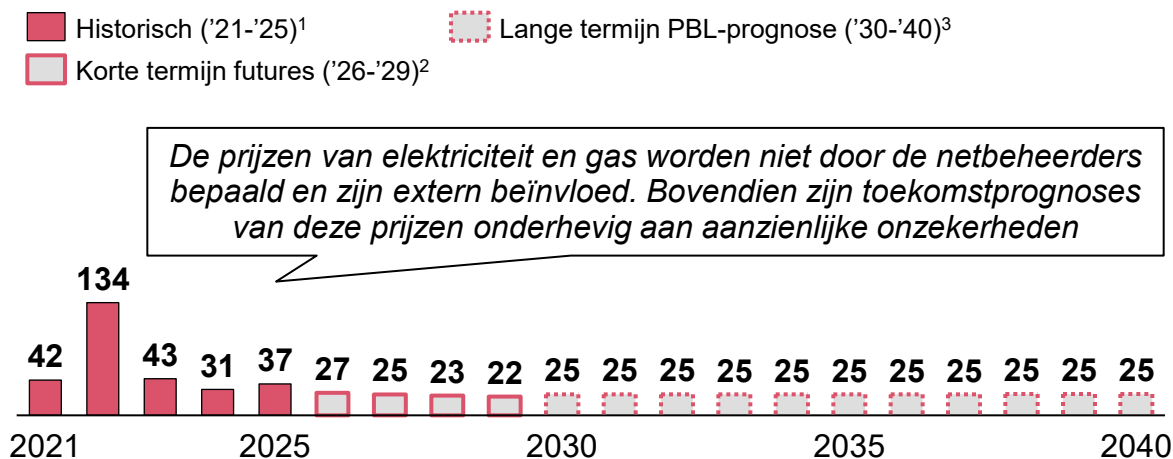
2021-2040; in €/MWh; prijspeil 2026



- De elektriciteitsprijs (wholesale excl. belastingen) is als gevolg van de oorlog in Oekraïne en oplopende aardgasprijzen sterk opgelopen, met een piek in 2022
- Waar de elektriciteitsprijs historisch gezien (pre-2021) rond de €40-€50/MWh lag, is deze na 2022 gedaald tot rond de €84/MWh in 2025
- Naar verwachting zal de elektriciteitsprijs richting 2040 stabiliseren rond een lange termijn reële prijs van ca. €78/MWh – echter vanwege de langere tijdshorizon is de onzekerheidsmarge hier groot

Prognose gasprijzen

2021-2040; in €/MWh ; prijspeil 2026



- De gasprijs (Wholesale excl. belastingen) is eveneens sterk opgelopen in 2022
- Waar de gasprijs historisch gezien (pre-2021) rond de €15-€20/MWh lag, is deze na 2022 gedaald tot rond de €37/MWh in 2025
- Naar verwachting zal de gasprijs in de komende jaren stabiliseren rond een lange termijn reële prijs van ca. €25/MWh – echter vanwege de langere tijdshorizon is de onzekerheidsmarge hier groot
- Mogelijk hebben toekomstige ontwikkelingen zoals ETS2 en de bijmengverplichting groen gas een opdrijvend effect op de leveringsprijzen voor gas. Deze zijn niet kwantitatief meegenomen in de berekeningen van het gasleveringstarief

Een geëlektrificeerde maatschappij heeft een grotere elektriciteits- en gasrekening. Het aandeel van nettarieven hangt samen met netgebruik

Energierekening NL elektriciteit en gas

Ontwikkeling NL energierekening elektriciteit en gas
2026, 2030, 2040; in € mld (prijspeil 2026)

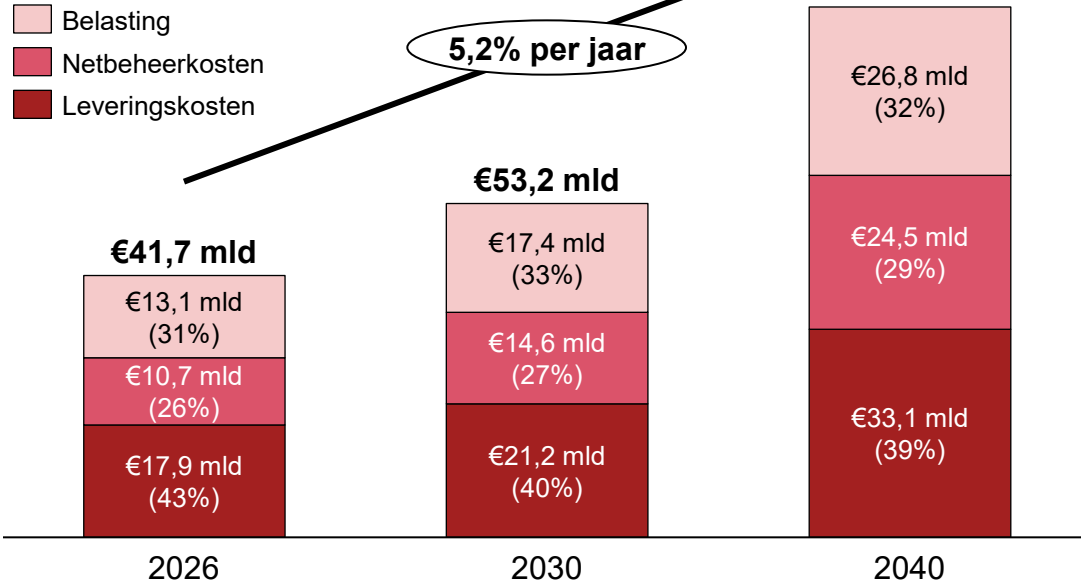
Aandeel netbeheerkosten E en G in BBP

0,9%

1,1%

1,6%

Totale jaarlijkse energierekening elektriciteit en gas



In deze analyse is geen rekening gehouden met de huidige geopolitieke ontwikkelingen in het Midden-Oosten

Toelichting

- De netbeheerkosten nemen toe van €11 mld in 2026 naar €25 mld in 2040. Dat komt overeen met 0,9% van het Nederlandse bruto binnenlands product (BBP) in 2026 en met 1,6% in 2040¹. Ter vergelijking: de huidige totale jaarlijkse kosten voor zorg en defensie komen per 2026 overeen met respectievelijk ca. 10%² en 2%³ van het BBP
- De totale energierekening voor elektriciteit en gas voor Nederland als geheel bestaat uit leveringskosten voor energie⁴, netbeheerkosten en belastingen en stijgt naar verwachting van ca. €42 mld in 2026 tot ca. €85 mld in 2040, onder de assumptie van gelijkblijvende leveringskosten over de tijd. De toename omvat bijvoorbeeld ook het gestegen verbruik in verband met het laden van elektrische voertuigen. Hierdoor zullen bijvoorbeeld benzinekosten fors afnemen (ordergrootte €25 mld per jaar⁵) dus de netto-impact zal anders zijn
- De ontwikkeling van de energierekening verschilt per gebruiker. Dit hangt onder andere samen met energieverbruik en de mate waarin huishoudens en bedrijven verduurzamen. Zo kan een huishouden dat overstapt van gas naar meer elektrische oplossingen, op termijn de gasrekening ten dele of zelfs geheel wegstrepen, terwijl het elektriciteitsverbruik toeneemt. Ook bij aansluiting op een warmtenet zal er waarschijnlijk geen gasaansluiting meer zijn
- De totale belastingsom neemt toe door hogere leverings- en netbeheerkosten, waar btw over wordt berekend en een toename van de energiebelasting door een toename in het totale energieverbruik. Voor de energiebelasting is rekening gehouden met de verwachte reductie voor huishoudens. Belastingen zijn geen kosten maar een overdracht tussen eindgebruikers en overheid, en zijn een politieke keuze

1) Hierbij is een reële groei van het BBP van ca. 1,5% per jaar verondersteld, gebaseerd op de verwachte nominale groei in BBP tot 2030 (<https://www.rijksfinancien.nl/miljoenennota/2026/9911194>) minus een inflatieverwachting van 2,0%.

2) <https://www.rijksfinancien.nl/miljoenennota/2025/bijlage/3096649>

3) <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2025/25/defensie-uitgaven-per-inwoner-nederland-zevende-van-de-navo>

4) De leveringstarieven voor energie worden constant geacht

5) Inschatting op basis van ca. 100 TWh minder brandstofverbruik in 2040, tegen ca. €0,25 per kWh brandstof

Ontwikkeling van de energierekening verschilt per huishouden, opties tot verduurzaming kunnen toenemende kosten (gedeeltelijk) opvangen

Scenario's ontwikkeling jaarlijkse energierekening

In deze analyse is geen rekening gehouden met de huidige geopolitieke ontwikkelingen in het Midden-Oosten

Klein huishouden

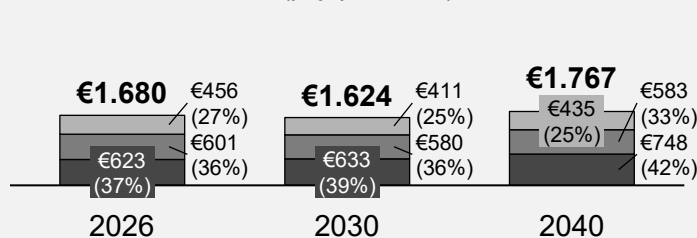


Toelichting

- Bijvoorbeeld een tweepersoonshuishouden in een appartement
- Gemiddeld jaarverbruik 2.500 kWh elektriciteit en 800 m³ (ca. 7.820 kWh) gas

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)

2026, 2030, 2040; in € (prijspeil 2026)



Inzichten

- De energierekening voor een klein huishouden blijft in dit voorbeeld vrij constant, doordat netbeheerkosten onder het nieuwe tarievenstelsel lager zijn dan onder het oude
- Deze huishoudens beschikken echter over beperkte mogelijkheden om netbeheerkosten te reduceren

Groot gezin

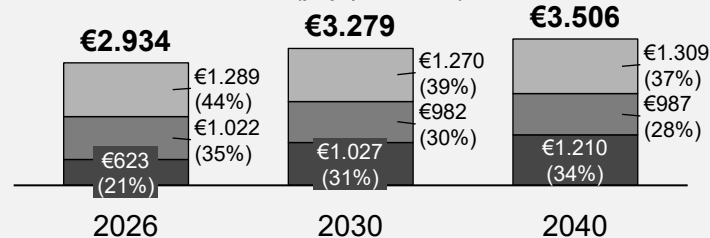


Toelichting

- Bijvoorbeeld een gezin met vier kinderen in een typische eengezinswoning, gebruikmakend van een hr-ketel voor verwarming
- Gemiddeld jaarverbruik 5.500 kWh elektriciteit en 1.400 m³ (ca. 13.680 kWh) gas¹

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)

2026, 2030, 2040; in € (prijspeil 2026)



Inzichten

- Belastingen vormen een aanzienlijk onderdeel van de totale energierekening voor grotere huishoudens met beperkte elektrificatie, door de hogere belasting op gasverbruik
- Door het nieuwe tarievenstelsel zullen netbeheerkosten voor deze huishoudens hoger uitvallen dan onder het oude stelsel

Maximale elektrificatie

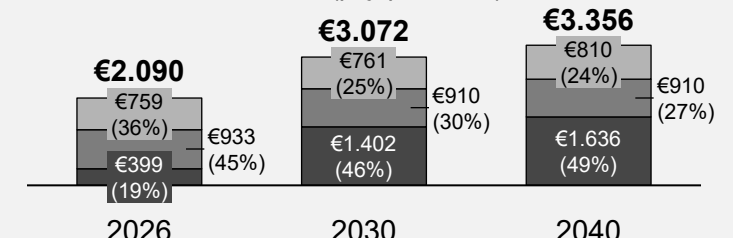


Toelichting

- Bijvoorbeeld een vrijstaande woning met een full-electric warmtepomp, twee EVs, 20 zonnepanelen en een thuisbatterij
- Gemiddeld jaarverbruik 10.000 kWh elektriciteit en 0 gas door full-electric warmtepomp

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)

2026, 2030, 2040; in € (prijspeil 2026)



Inzichten

- Een huishouden met veel elektrificatie gaat onder het nieuwe stelsel meer betalen door hogere netbeheerkosten, maar heeft handelingsperspectieven om invloed uit te oefenen op de energierekening
- Volgens Berenschot¹ kan gedragsaanpassing bij een soortgelijk huishouden leiden tot een reductie van ca. 32% in de netbeheerkosten²

Verdieping elektriciteit: de toename van netbeheerkosten zorgt bij kleinere afnemers voor een grotere toename in elektriciteitsrekening

Ontwikkeling jaarlijkse elektriciteitsrekening richting 2030 en 2040 – bij gelijkblijvend energieverbruik

Ontwikkeling archetypische energierekening gebruikersgroepen elektriciteit

	Energier rekening elektriciteit '26, '30, '40; in € / jaar	CAGR '26-'40
(Groot) Indus. bedrijf EHS	'26 €180 mln '30 €179 mln '40 €205 mln	+0,9%
(Groot) Indus. bedrijf HS	'26 €13 mln '30 €14 mln '40 €16 mln	+1,6%
Klein industrieel	'26 €2.183 k '30 €2.454 k '40 €2.686 k	+1,5%
Groot MKB	'26 €199 k '30 €223 k '40 €234 k	+1,1%
Klein MKB	'26 €37 k '30 €42 k '40 €44 k	+1,2%
Klein zakelijk	'26 €11 k '30 €13 k '40 €16 k	+2,5%
Huishoudens (modaal)	'26 €553 '30 €698 '40 €754	+1,8%

Toelichting

In deze analyse is geen rekening gehouden met de huidige geopolitieke ontwikkelingen in het Midden-Oosten

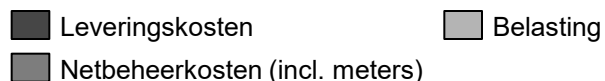
- De stijging in elektriciteitsrekening wordt voor een groot deel gedreven door de toename in netbeheerkosten, die voor kleinere afnemers een groter deel van de totale elektriciteitsrekening vertegenwoordigen
- De energierekening voor elektriciteit is berekend voor een modaal huishouden (jaarlijks verbruik van 2.801 kWh elektriciteit en 1.100 m³ gas). Bij invoering van het nieuwe tariefstelsel betalen zij minder dan onder het huidige tariefstelsel
- De belasting is een afgeleide van de leverings- (via energiebelasting en btw) en netbeheerkosten (via btw). Voor het huishouden in dit voorbeeld is de belasting relatief beperkt, doordat de vermindering energiebelasting¹ (€-522) een groot deel van de som van energiebelasting en btw compenseert
- Onder de assumptie van over tijd vrijwel gelijkblijvende leveringsprijzen en belastingen neemt de jaarlijkse energierekening voor elektriciteit veel minder sterk toe dan de netbeheerkosten voor elektriciteit

Verdieping gas: netbeheerkosten maken een kleiner deel uit van de totale gasrekening waardoor de totale rekening beperkter toeneemt

Ontwikkeling jaarlijkse gasrekening richting 2030 en 2040 – bij gelijkblijvend energieverbruik

Ontwikkeling energierekening gebruikersgroepen gas

	Energierekening gas '26, '30, '40, in € / jaar	CAGR '26-'40
GTS-klanten	'26: €41 mln '30: €39 mln '40: €39 mln	-0,3%
Grootzakelijk – Telemetriegroot- verbruik	'26: €422 k '30: €422 k '40: €427 k	+0,1%
Grootzakelijk – Profielgroot- verbruik	'26: €105 k '30: €103 k '40: €105 k	+0,0%
Kleinzakelijk – kleinverbruik	'26: €21.076 '30: €20.837 '40: €21.167	+0,0%
Huishoudens (modaal)	'26: €1.498 '30: €1.476 '40: €1.540	+0,2%



Toelichting

In deze analyse is geen rekening gehouden met de huidige geopolitieke ontwikkelingen in het Midden-Oosten

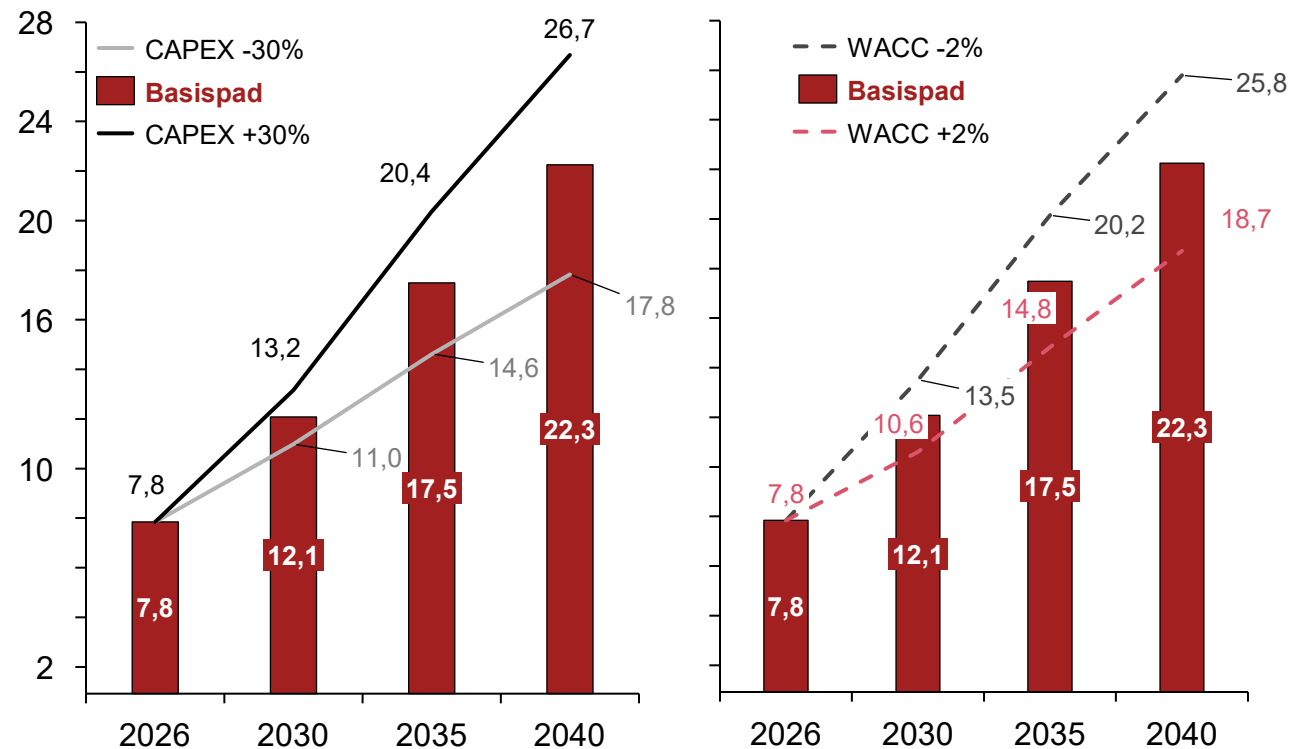
- Alhoewel de totale netbeheerkosten voor gas dalen, zorgt de verwachte daling in tariefdragers voor een verhoging in de netbeheerkosten (ca. 20% hoger in 2040 t.o.v. 2026)
- Zoals toegelicht bij elektriciteit is dit voornamelijk het gevolg van het feit dat de belastingvermindering volledig wordt toegerekend aan elektriciteit, terwijl deze vermindering mede bedoeld is om de kosten voor gas te drukken. Hierdoor vormt belasting een relatief klein aandeel op de elektriciteitsrekening, waardoor het aandeel netbeheerkosten verhoudingsgewijs hoog uitvalt
- De netbeheerkosten omvatten de RNB-kosten, GTS-kosten zijn verwerkt in de leveringskosten – als gevolg hebben GTS-klanten in dit overzicht geen netbeheerkosten

Netbeheerkosten elektriciteit kunnen afwijken van het basispad als gevolg van CAPEX en rente

Gevoeligheid investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040

Totale netbeheerkosten elektriciteit

2026-2040; in € mld per jaar (reëel)



Impact CAPEX en rente

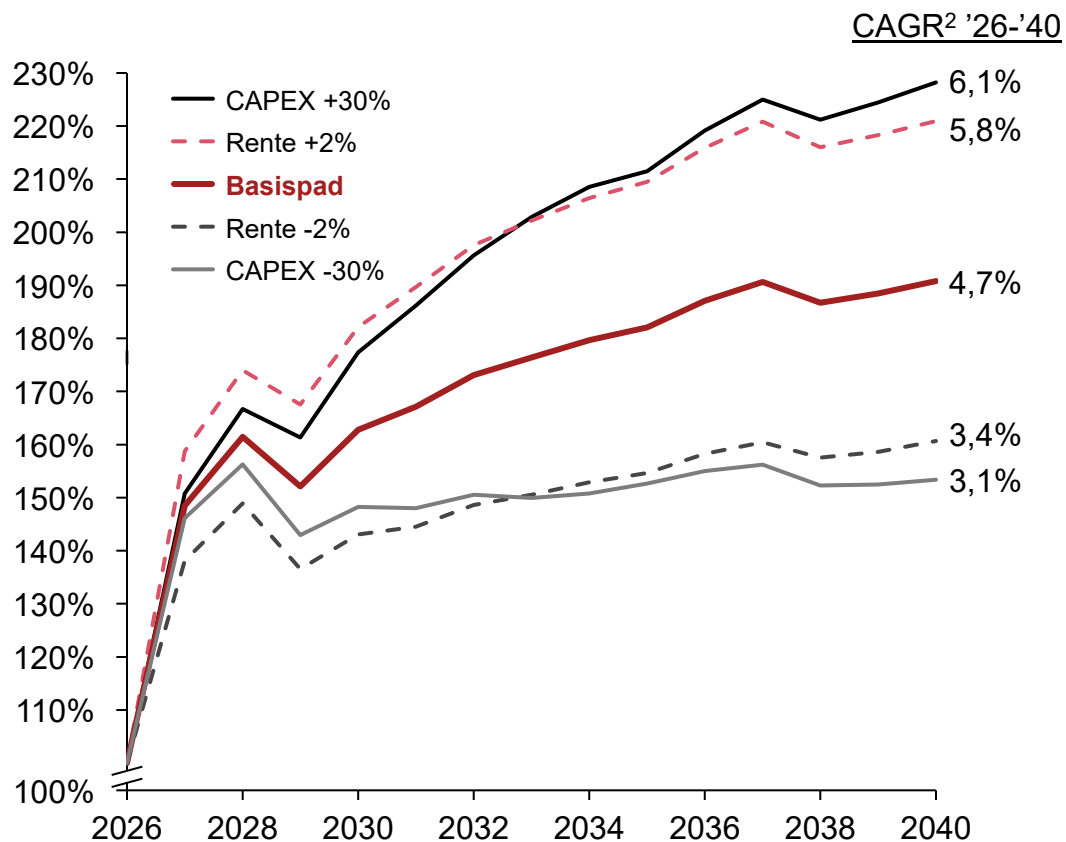
- Het basisscenario is een optelling van actuele verwachtingen van de verschillende netbeheerders ten aanzien van de toekomstige investeringen en operationele kosten. Rekening houdend met de huidige rentestanden en de WACC-methode van de ACM zijn de verwachte totale netbeheerkosten ingeschat
- Enkele sensitiviteiten zijn doorgerekend om de impact weer te geven. De gekozen parameters zijn wijzigingen in de jaarlijkse CAPEX over de periode 2027-2040 (+/- 30%) en de rentestand (+/-2%) als onderdeel van de gereguleerde WACC
- Als gevolg van hogere (lagere) CAPEX worden zowel de jaarlijkse afschrijvingen als de kapitaalslastenvergoeding hoger (lager), gedreven door een toename (afname) van de GAW
- De netbeheerkosten voor elektriciteit nemen bij een 30% hogere jaarlijkse CAPEX toe tot €26,7 mld in 2040, ten opzichte van €22,3 mld in het basispad. Bij een 30% lagere jaarlijkse CAPEX nemen de netbeheerkosten toe tot €17,8 mld in 2040
- Voor de rondom de CAPEX is aangenomen dat deze tevens leidt tot additionele OPEX uitgaven. Deze zijn ingeschat op jaarlijkse extra OPEX-uitgaven ter omvang van ca. 1% van de cumulatieve additionele (of lagere) CAPEX
- Een verhoging (verlaging) van de rente zoals meegenomen in de gehanteerde WACC leidt tot hogere (lagere) kapitaalslasten
- De netbeheerkosten voor elektriciteit nemen bij een 2% hogere rente toe tot €25,8 mld in 2040, ten opzichte van €22,3 mld in het basispad. Bij een 2% lagere rente nemen de netbeheerkosten toe tot €18,7 mld in 2040
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2026), dus zonder rekening te houden met toekomstige inflatie

De tariefontwikkeling voor netbeheerkosten elektriciteit voor huishoudens is gevoelig voor variaties in rente en CAPEX

Sensitiviteit tariefontwikkeling elektriciteit

Prognose tariefontwikkeling elektriciteit

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel), per huishoudens



Toelichting

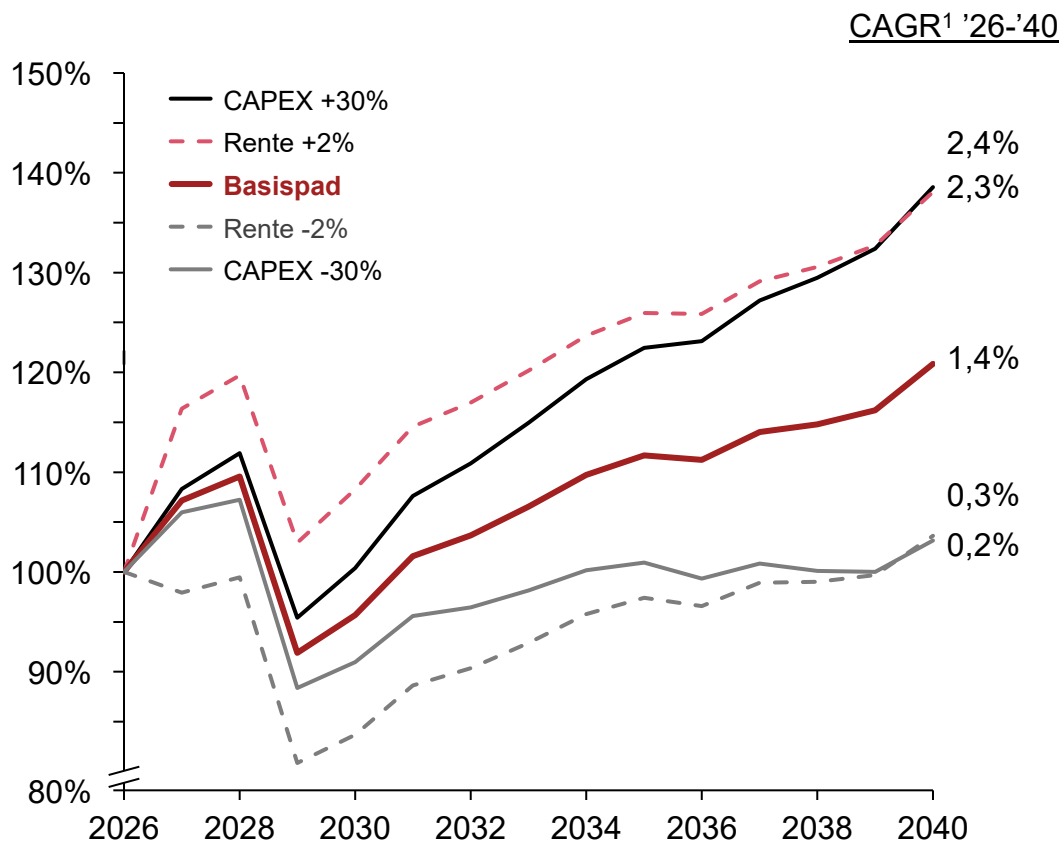
- De op de vorige pagina getoonde gevoeligheden in de totale netbeheerkosten voor elektriciteit als gevolg van wijzigingen in de toekomstige CAPEX of rentestand zijn in de grafiek links vertaald in de tariefimpact voor huishoudens¹
- Een 30% hogere jaarlijkse CAPEX over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 6,1% tot 2040, tegenover 4,7% in het basispad. Een 30% lagere jaarlijkse CAPEX leidt tot een tariefstijging van 3,1%
- Een 2% hogere rente over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 5,8% tot 2040, terwijl een 2% lagere rente over deze periode leidt tot een tariefstijging van 3,4%. De impact van de hogere (lagere) rente neemt jaarlijks toe als gevolg van de over de tijd stijgende GAW
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijsspeil 2026), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie

Bij gas is de variatie in tariefontwikkeling per huishouden in de eerste jaren het sterkst bij de sensitiviteit omtrent rente

Sensitiviteit tariefontwikkeling gas

Prognose tariefontwikkeling gas

2026-2040; in % (2026 = 100%, reëel), per huishouden



Toelichting

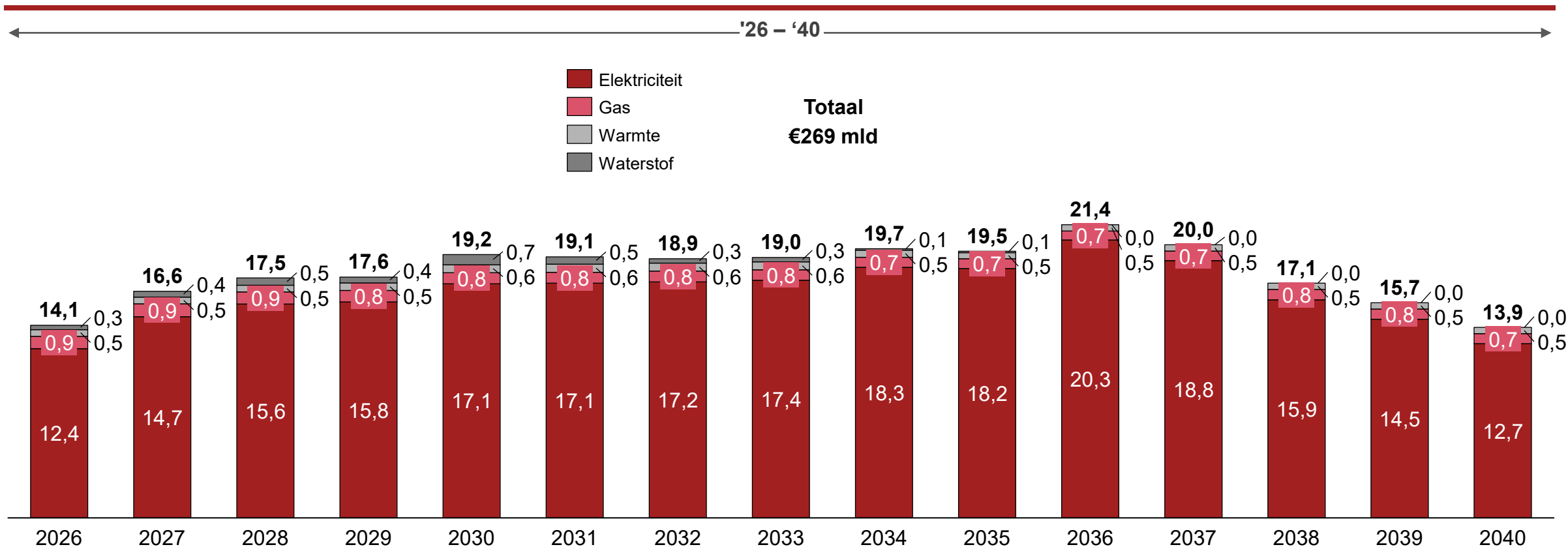
- De gevoeligheden in de totale netbeheerkosten voor gas als gevolg van wijzigingen in de toekomstige CAPEX of rentestand zijn in de grafiek links vertaald in de tariefimpact voor huishoudens
- Een 30% hogere jaarlijkse CAPEX over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 2,4% tot 2040, tegenover tevens 1,4% in het basispad. Een 30% lagere jaarlijkse CAPEX leidt tot een tariefstijging van 0,2%. De impact van hogere of lagere CAPEX is beperkter voor gas in vergelijking tot elektriciteit, wegens het lagere investeringsniveau en het daarmee samenhangende relatief beperkte deel dat CAPEX-kosten vormen ten opzichte van de totale netbeheerkosten voor gas
- Een 2% hogere rente over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 2,3% tot 2040, terwijl een 2% lagere rente over deze periode leidt tot een tariefstijging van 0,3%. De impact van de hogere of lagere rente blijft over de hele projectieperiode ongeveer gelijk, als gevolg van een stabiele GAW over deze periode
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2026), dus zonder rekening te houden met toekomstige inflatie

De investeringen door netbeheerders bij 40 GW WoZ liggen jaarlijks gemiddeld €2 mld hoger ten opzichte van 30 GW WoZ

Investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040 – 40 GW WoZ

Totale netto-investeringen^{1,2}

2026-2040; in € mld (prijspeil 2026)



Begrippenlijst

Term	Betekenis
Basispad	Het doorberekende scenario in het FIEN-26 rapport, gebaseerd op de aangeleverde investeringsprognoses van de individuele netbeheerders. Het basispad dient als centrale referentie waaromheen sensitiviteiten worden berekend om de bandbreedte van mogelijke uitkomsten in beeld te brengen.
Bruto-investeringen	De totale investeringen in de energie-infrastructuur, voor aftrek/verrekening van klantbijdragen (zoals eenmalige aansluitvergoedingen) en subsidies
Codata	De algehele systematiek van gestructureerde informatieverzoeken voor het opvragen van gegevens bij netbeheerders (gebruikt door Energiekamer)
Decarbonisatie	De transitie naar fossielvrije energievormen en de reductie van CO ₂ -uitstoot
Efficiënte netkosten	De kosten die een netbeheerder maakt voor de aanleg, het onderhoud en de exploitatie van het energienet, voor zover deze niet als evident efficiënt worden beschouwd door de Autoriteit Consument & Markt (ACM). De Nederlandse wetgeving schrijft voor dat de tarieven die netbeheerders in rekening brengen een volledige vergoeding vormen voor de efficiënte kosten van hun wettelijke taken. Kosten die als evident inefficiënt worden aangemerkt, mogen niet worden doorberekend aan de eindgebruiker
Elektrificatie	Het proces waarbij activiteiten die nu afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen (o.a verwarming, vervoer en industriële processen) overgaan op elektriciteit als energiebron
Energie-efficiëntie	De mate waarin energieverbruik wordt beperkt bij gelijkblijvend of beter prestatieniveau, bijvoorbeeld door isolatie of energiezuinige apparatuur
Energie-infrastructuur	De fysieke netten waarmee energie wordt getransporteerd en gedistribueerd, zoals elektriciteitskabels, gasleidingen, aansluitingen, warmtenetten en waterstofpijpleidingen
Energiedrager	Een medium waarmee energie wordt opgewekt, getransporteerd of geleverd aan eindgebruikers. In het FIEN26 rapport worden vier energiedragers onderscheiden: elektriciteit, gas, warmte en waterstof
Energiesysteem	Het geheel van infrastructuur, technologieën, markten en regels waarmee energie wordt opgewekt, getransporteerd, opgeslagen en geleverd aan eindgebruikers
Kostenreflectiviteit	Het principe dat de tarieven die een netgebruiker betaalt, zoveel mogelijk de kosten moeten weerspiegelen die door diezelfde netgebruiker worden veroorzaakt
Maakbaarheidsgat	Het maakbaarheidsgat drukt het verschil uit tussen de extra netcapaciteit waar vraag naar is (en die gebouwd zou moeten worden) en de netcapaciteit die daadwerkelijk kan worden gebouwd. Dit verschil ontstaat door een gebrek aan voldoende technisch personeel, lange vergunningstrajecten, materiaal schaarste, ruimtelijke inpassing en uitdagingen bij de fysieke aanleg
Netbeheerkosten	De totale kosten die netbeheerders maken voor het transport en de distributie van energie. Ze bestaan uit afschrijvingen op investeringen, een door de ACM vastgesteld rendement op het geïnvesteerde kapitaal, en operationele kosten (zoals personeel, onderhoud en energieverliezen)
Netbeheer Nederland	De vereniging van alle elektriciteits- en gasnetbeheerders van Nederland
Netto-investeringen	De totale bruto-investeringen (hierboven gedefinieerd) van netbeheerders, verminderd met de eigen bijdragen van klanten (aansluitvergoedingen) en eventuele subsidies. Netto-investeringen geven weer welk deel door de netbeheerders zelf moet worden gefinancierd en waarover toekomstige transporttarieven moeten worden betaald door gebruikers van de netten

Begrippenlijst

Term	Betekenis
Netvlak	Een hiërarchisch niveau binnen het elektriciteits- of gasnet, onderscheiden naar spanningsniveau (bij elektriciteit) of druk (bij gas). Bij elektriciteit gaat het om extra hoogspanning (EHS), hoogspanning (HS), tussenspanning (TS), middenspanning (MS) en laagspanning (LS), aangevuld met het Net op Zee (NoZ). Kosten worden via het zogenoemde cascademodel verdeeld over de netvlakken: gebruikers op lagere netvlakken betalen mee aan de kosten van hogere netvlakken
Nominaal	Uitgedrukt in het prijspeil van het specifieke jaar, dus rekening houdend met verwachte inflatie
Nominale WACC	De kapitaalkostenvergoeding inclusief inflatie.
Onshore / Offshore	Onshore (op land) en offshore (op zee) verwijzen naar de locatie van energie-infrastructuur
Opgesteld vermogen	De maximale capaciteit, uitgedrukt in gigawatt (GW), die alle gezamenlijke energiecentrales, windturbines, en overige opwekkingsinstallaties op een bepaald moment kunnen leveren. Voor zonnepanelen wordt dit uitgedrukt in gigawattpiek (GWp). Hernieuwbare bronnen hebben als kenmerk dat de pieklevering veel hoger ligt dan de gemiddelde opbrengst, waardoor meer opgesteld vermogen nodig is om dezelfde hoeveelheid energie te leveren
Primair energieverbruik	Het totale energieverbruik van een land, gemeten vóór omzetting of transport. Het omvat alle energievormen, elektriciteit, aardgas, warmte en waterstof, en geeft weer hoeveel energie er in totaal nodig is om aan de vraag te voldoen
Regulering, reguleringsmethode, en reguleringsperiode	Regulering is het stelsel waarmee de overheid (via de ACM) de inkomsten en tarieven van netbeheerders vaststelt en controleert, met als doel efficiënte kosten te vergoeden en te borgen dat eindgebruikers niet te veel betalen. De reguleringsmethode beschrijft de wijze waarop toegestane inkomsten (hieronder gedefinieerd) worden bepaald. Vanaf 2027 geldt voor alle netbeheerders een kostengebaseerde regulering, waarbij de werkelijke efficiënte kosten als uitgangspunt dienen. De reguleringsperiode is het tijdvak waarvoor de methode geldt, de aankomende periode loopt van 2027 tot en met 2031
Shippers	Tussenpartijen die het gas in- en uitvoeren op het netwerk van GTS. De shippers berekenen de door GTS in rekening gebrachte kosten vervolgens door in de gasprijs aan eindgebruikers
Sensitiviteitsanalyse	Een doorrekening waarbij één of meer uitgangspunten worden gevarieerd om te laten zien hoe gevoelig de uitkomsten zijn voor veranderingen in die uitgangspunten
Systeemkeuzes	Beslissingen die worden gemaakt bij het ontwerpen, ontwikkelen en beheren van het (toekomstig) energiesysteem
Tariefdrager	De eenheid op basis waarvan nettarieven aan gebruikers in rekening worden gebracht, zoals het gecontracteerd vermogen (kW), het maandelijks piekvermogen (kWmax), het energieverbruik (kWh) of het aantal aansluitingen. De kosten per netvlak worden verdeeld over het totaal aantal tariefdragers om tot een tarief per eenheid te komen. Welke tariefdragers van toepassing zijn verschilt per type netwerk (electriciteit of gas) en per netvlak
Toegestane inkomsten	Het maximale bedrag dat een netbeheerder jaarlijks via nettarieven in rekening mag brengen bij gebruikers, zoals vastgesteld door de ACM. De toegestane inkomsten zijn opgebouwd uit drie componenten: (1) regulatorische afschrijvingen, (2) een rendement op het geïnvesteerde kapitaal (berekend via de WACC), en (3) operationele kosten. Bij een efficiënt opererende sector zijn de netbeheerkosten gelijk aan de toegestane inkomsten

Afkortingen

Afkorting	Uitgeschreven term	Betekenis
ACM	Autoriteit Consument & Markt	De onafhankelijke toezichthouder die de inkomsten van netbeheerders maximeert, de tarieven vaststelt die netbeheerders in rekening mogen brengen, en toezicht houdt op de efficiëntie van gemaakte kosten
BBP	Bruto Binnenlands Product	De totale marktwaarde van alle goederen en diensten die in een jaar in Nederland worden geproduceerd
CAGR	Samengesteld jaarlijks groeipercentage	Een maatstaf die de gemiddelde jaarlijkse groei over een bepaalde periode weergeeft, rekening houdend met het rente-op-rente-effect
CAPEX	Investeringsuitgaven	Dit zijn de uitgaven voor de aanleg, uitbreiding en vernieuwing van de energie-infrastructuur
CCS	Carbon Capture & Storage	De technologie voor het afvangen en ondergronds opslaan van CO ₂
E	Elektriciteit	Afkorting die in het rapport wordt gebruikt als aanduiding voor de energiedrager elektriciteit
EZ/KGG	Ministerie van Economische Zaken / Klimaat en Groene Groei	Het ministerie dat verantwoordelijk is voor het energie- en klimaatbeleid
G	Gas	Afkorting die in het rapport wordt gebruikt als aanduiding voor de energiedrager (aard)gas
GAW	Gestandaardiseerde Activa Waarde	De door de ACM vastgestelde boekwaarde van de activa (netten en installaties) van een netbeheerder, die als grondslag dient voor de berekening van de kapitaalkostenvergoeding en de regulatorische afschrijvingen
GTS	Gasunie Transport Services	De beheerder van het landelijke hogedruk-aardgastransportnet in Nederland
GW	Gigawatt	Eenheid van vermogen, gelijk aan 1.000 megawatt of 1 miljoen kilowatt
H2	Waterstof	Afkorting die in het rapport wordt gebruikt als aanduiding voor de energiedrager waterstof
HS	Hoogspanning	Het landelijke transportnet voor elektriciteit, beheerd door TenneT, met een spanning van 110 kV of hoger
IBO	Interdepartementaal Beleidsonderzoek	Een onderzoek in opdracht van de rijksoverheid, uitgevoerd door meerdere ministeries
IP	Investeringsplan	Het periodieke plan waarin elke netbeheerder de verwachte knelpunten en de benodigde investeringen in het energienet voor de komende jaren beschrijft
KEV	Klimaat- en Energieverkenning	De jaarlijkse publicatie van het PBL (Planbureau voor de Leefomgeving) met prognoses voor energie- en klimaatontwikkelingen in Nederland

Afkortingen

Afkorting	Uitgeschreven term	Betekenis
KIES	Keuzes Integraal Energiesysteem	Het beleidstraject van de overheid gericht op de strategische keuzes voor de inrichting van het toekomstige integrale energiesysteem in Nederland
kV	Kilovolt	Eenheid van elektrische spanning (1.000 volt). De indeling in netvlakken is gebaseerd op spanningsniveaus in kV
kW	Kilowatt	Eenheid van vermogen (1.000 watt)
kWh	Kilowattuur	Eenheid van energieverbruik (1 kW gedurende 1 uur)
LS	Laagspanning	Het fijnmazige distributienet waarop huishoudens, klein-zakelijke gebruikers en laadpalen zijn aangesloten, beheerd door de regionale netbeheerders
Mln	Miljoen (1.000.000)	In het FIEN26 rapport worden financiële bedragen veelal uitgedrukt in € mln, steeds in reëel prijspeil 2026 (dus exclusief toekomstige inflatie), tenzij anders vermeld
Mld	Miljard (1.000.000.000)	In het FIEN26 rapport worden financiële bedragen veelal uitgedrukt in € mld, steeds in reëel prijspeil 2026 (dus exclusief toekomstige inflatie), tenzij anders vermeld
MS	Middenspanning	Het regionale distributienet waarop grotere bedrijven en instellingen zijn aangesloten, beheerd door de regionale netbeheerders. Het middenspanningsnet vormt de schakel tussen het hoogspannings-/tussenspanningsnet en het laagspanningsnet
MW	Megawatt	Eenheid van vermogen, gelijk aan 1.000 kW
MWh	Megawattuur	Eenheid van energie, gelijk aan 1.000 kWh
NBNL SE-25	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025	De door Netbeheer Nederland opgestelde set van vier toekomstscenario's (Eigen Vermogen, Koersvaste Middenweg, Gezamenlijke Balans en Horizon Aanvoer), allen toewerkend naar klimaatneutraliteit in 2050 en gebruikt als basis voor de investeringsplannen van netbeheerders
NoZ	Net op Zee	Het hoogspanningsnet op zee van TenneT waarmee Wind op Zee elektrisch aangeland wordt
OPEX	Operationele kosten	De doorlopende kosten voor het dagelijks beheer, onderhoud en de bedrijfsvoering van de energienetten, zoals personeelskosten, inkoopkosten voor energie en vermogen, congestiemanagement en uitbesteed werk
PP	Prijspeil	Aanduiding van het jaar waarop geldbedragen zijn uitgedrukt. In het FIEN26-rapport worden bedragen standaard uitgedrukt in reëel prijspeil 2026, tenzij anders vermeld

Afkortingen

Afkorting	Uitgeschreven term	Betekenis
RNB	Regionale Netbeheerder	De netbeheerders die de regionale elektriciteits- en gasdistributienetten beheren. Zij zijn verantwoordelijk voor het tussen-, midden- en laagspanningsnet en de regionale gasdistributienetten en verzorgen de aansluiting van eindgebruikers
TS	Tussenspanning	Het koppelniveau in het elektriciteitsnet tussen het hoogspanningsnet en het middenspanningsnet. De tussenspanning vormt de schakel waarmee elektriciteit vanuit het landelijke transportnet wordt overgedragen naar de regionale distributienetten
TSO	Transmissienetbeheerder	De beheerder van het landelijke transportnet. In Nederland zijn TenneT (elektriciteit) en GTS (gas) de transmissienetbeheerders
TWh	Terawattuur	Eenheid van energie, gelijk aan 1 miljard kWh
W	Warmte	Afkorting die in het rapport wordt gebruikt als aanduiding voor de energiedrager warmte
WACC	Gewogen gemiddelde kapitaalkosten	Het door de ACM vastgestelde rendementspercentage waarmee netbeheerders worden vergoed voor de financieringskosten van hun geïnvesteed kapitaal. De kapitaalkostenvergoeding wordt berekend als $GAW \times WACC$
Wcw	Wet collectieve warmte	De nieuwe wet die de huidige Warmtewet vervangt en beoogt warmte een betaalbaarder, betrouwbaarder en duurzamer alternatief voor aardgas te maken
WEQ	Woning-equivalent	Een rekeneenheid waarmee de omvang van warmtenetten wordt uitgedrukt, waarbij één WEQ gelijk staat aan de warmtevraag van één gemiddelde woning
WoZ	Wind op Zee	De gezamenlijke offshore windparken op de Noordzee en de bijbehorende infrastructuur

Over dit rapport

Reikwijdte



Dit rapport heeft tot doel om bij te dragen aan de feitenbasis rondom de impact van de energietransitie voor de netbeheerders. Het onderzoek betreft een vervolgonderzoek op de eerder door ons uitgevoerde FIEN onderzoeken, FIEN 2021, FIEN 2023 en FIEN24. Investerings- en tarieven buiten het domein van netbeheerders (bijv. aanpalende sectoren zoals de opwek van elektriciteit) vallen buiten de reikwijdte van dit onderzoek

Het huidige onderzoek heeft de volgende hoofddoelstellingen:

- In kaart brengen van de meest recente investeringsplannen voor Elektriciteit, Gas, Warmte en Waterstof van de netbeheerders en de gebruikte prognoses en assumpties
- Impact bepalen van deze plannen op de nettarieven voor elektriciteit en gas voor eindgebruikers tot 2040

In dit rapport zijn tevens bepaalde sensitiviteiten doorgerekend ten aanzien van de ontwikkeling van enkele belangrijke parameters, waaronder de ontwikkeling van de WACC en de hoogte van de investeringsopgave

In ons rapport hebben wij alleen GTS/Gasunie, TenneT en de drie grote RNB's betrokken. De kleinere netbeheerders zijn niet betrokken geweest bij het onderzoek en hebben ook geen data aangeleverd. De kleinere netbeheerders representeren slechts een beperkt percentage van de totale sector (<3%)

De impact van de energietransitie op de Netbeheerders is – zeker op lange termijn – onzeker en in sterke mate afhankelijk van overheidsbeleid ten aanzien van de inrichting van ons toekomstig energiesysteem

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



Wij hebben ons veldwerk afgerond op 19 maart 2026. In ons onderzoek hebben wij gebruik gemaakt van onder meer de volgende bronnen:

- Publiek beschikbare informatie t.a.v. overheidsbeleid c.q. maatregelen ter beperking van CO₂-reductie
- Investerings- en kostenprognoses van Netbeheerders t/m 2040, al dan niet op basis van extrapolatie van bestaande plannen
- Jaarverslagen van de Netbeheerders over de afgelopen jaren
- Publiek beschikbare informatie met betrekking tot regulering (zoals gepubliceerd door de ACM)

Wij hebben ten tijde van ons werk uitgebreide toegang gehad tot onze Client en GTS, TenneT en de drie grote RNB's en de uitkomsten met hen besproken alvorens het rapport te finaliseren

Belangrijke mededeling

- PwC Advisory N.V. (hierna: 'PwC', 'wij' of 'ons') is door Netbeheer Nederland (hierna: 'Cliënt') verzocht om een update van het FIEN (2021, 2023 en 2024/25) onderzoek uit te voeren, dat eerder is gepubliceerd door Netbeheer Nederland op haar website¹. De huidige update van de studie richt zich voornamelijk op de omvang van de investeringsopgave en de impact op tarieven
- Op verzoek van Cliënt is door PwC een rapport opgesteld getiteld 'Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders 2026 ("FIEN-26")', welk rapport is gedateerd op 27 maart 2026 (hierna: het 'Rapport'). Het rapport is geadresseerd aan Cliënt en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door Cliënt. Het rapport is niet bedoeld of bestemd voor derden
- PwC heeft zich bij het opstellen van het Rapport (mede) gebaseerd op documenten en informatie zoals PwC die van verschillende partijen (inclusief de Cliënt) heeft ontvangen (hierna: 'Informatie van Derden'). PwC heeft de Informatie van Derden gebruikt met de aanname dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de Informatie van Derden is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft geen accountantscontrole uitgevoerd met betrekking tot de Informatie van Derden, noch een beoordeling gericht op het vaststellen van volledigheid en juistheid daarvan conform internationale audit- of reviewstandaarden. PwC verstrekt geen enkele expliciete of impliciete verklaring of garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de Informatie van Derden of de daaraan gerelateerde referenties in het Rapport
- Hoewel PwC zich heeft ingespannen een zo gedegen mogelijk rapport op te stellen en zij bij het opstellen van het rapport de nodige zorg heeft betracht, verstrekt PwC geen enkele expliciete of impliciete verklaring noch biedt PwC enige garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de in het rapport vervatte informatie. De Cliënt blijft te allen tijde zelf volledig verantwoordelijk voor eventuele op het rapport gebaseerde besluitvorming en/of beslissing(en). PwC geeft de Cliënt niet het recht om op het rapport te mogen vertrouwen
- PwC aanvaardt geen enkele aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) voor de gevolgen van enig handelen of nalaten door de Cliënt en/of derden op basis van (de inhoud van) het rapport, en wijst iedere verantwoordelijkheid, zorgplicht en/of aansprakelijkheid -contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins - af voor enig besluit en/of enige beslissing waaraan (de inhoud van) het rapport ten grondslag ligt
- Het Rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het Rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht
- Al onze conclusies zijn gebaseerd op de feiten, informatie en assumpties zoals toegelicht in deze presentatie. Wij hebben onze werkzaamheden t.a.v. dit rapport op 19 maart 2026 gefinaliseerd. Informatie die nadien beschikbaar is gekomen, is niet meegenomen in dit Rapport
- Tevens kunnen, afhankelijk van toekomstige ontwikkelingen, de werkelijk gerealiseerde resultaten afwijken van geprognosticeerde resultaten. De verschillen kunnen, met name op lange termijn, aanzienlijk zijn en hebben daarom mogelijk een materiële impact op getoonde uitkomsten

Bedankt!
