
De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders

Finaal rapport – in opdracht van Netbeheer Nederland

7 april 2021



Paul Nillesen
Partner PwC Strategy&
Paul.nillesen@pwc.com

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

Martijn van Heugten
Director Deals
Martijn.van.heugten@pwc.com

Netbeheer Nederland
T.a.v. dhr. D. Weiffenbach
Directeur
Anna van Buerenplein 43 Gebouw New B
2595 DA 'S-Gravenhage

Amsterdam, 7 april 2021
Onderwerp: Rapport financiële impact voor netbeheerders als gevolg van de energietransitie

Geachte heer Weiffenbach,

Met veel genoegen bieden wij ons rapport aan over de financiering en tariefontwikkeling van Netbeheerders als gevolg van de energietransitie.

De impact van de energietransitie op de Netbeheerders is een zeer complex onderwerp, maar uitermate relevant voor onze samenleving. Met dit rapport proberen wij onze bijdrage te leveren aan oplossingen en het vertrouwen te vergroten in het halen van doelstellingen van de energietransitie.

Dit rapport is opgesteld overeenkomstig onze opdrachtbrief d.d. 10 december 2019 en het addendum op deze opdrachtbrief d.d. 26 januari 2021. 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.



Paul Nillesen



Frank de Lange

Belangrijke mededeling

- Op 26 januari 2021 is PwC Advisory N.V. (hierna: 'PwC', 'wij' of 'ons') door Netbeheer Nederland (hierna: 'Cliënt') verzocht om een onderzoek uit te voeren naar de impact van de energietransitie op de drie grootste regionale netbeheerders (Liander, Stedin en Enexis) en TenneT (gezamenlijk de "Netbeheerders") alsmede de ontwikkeling van de nettarieven op korte en lange termijn
- Op verzoek van Cliënt is door PwC een rapport opgesteld getiteld 'De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders', welk rapport is gedateerd op 7 april 2021 (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 7 april 2021 gefinaliseerd. Informatie die nadien beschikbaar is gekomen, is niet meegenomen in dit Rapport
- De mogelijke impact van COVID-19 (en van de maatregelen die de autoriteiten hebben genomen om de verspreiding van COVID-19 in te dammen en/of te voorkomen) op deze analyse maakte geen deel uit van onze scope. Hoewel het denkbaar is dat COVID-19 invloed heeft gehad op de uitkomsten, is deze impact vooralsnog volstrekt onzeker en het is voor PwC niet mogelijk om met enige zekerheid de gevolgen en/of invloed van COVID-19 in te schatten, zowel in het algemeen met betrekking tot de duur van de huidige crisis als meer specifiek met betrekking tot de impact ervan op de Nederlandse industrie en de vermogenskosten
- 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

Over dit rapport

Reikwijdte



Beperkt

Uitgebreid

Dit rapport heeft tot doel om bij te dragen aan de feitenbasis rondom de financierbaarheid van de energietransitie voor de netbeheerders. Het onderzoek heeft de volgende drie hoofddoelstellingen:

- In kaart brengen van de meest recente investeringsplannen van de Netbeheerders (gelimiteerd tot TenneT en de drie grote RNB's) en de gebruikte prognoses en assumpties;
- Impact bepalen van deze plannen op de tarieven voor eindverbruikers tot 2050, uitgaande van de huidige reguleringsmethodiek; en
- Duiden van belangrijke sensitiviteiten op deze tarieven en signaleren van mogelijke andere knelpunten of onzekerheden

In dit rapport zijn tevens bepaalde sensitiviteiten doorgerekend ten aanzien van de ontwikkeling van enkele belangrijke parameters, waaronder de ontwikkeling van de WACC, de hoogte van de investeringsopgave en het al dan niet doorvoeren van een beperkt aantal regulatorische wijzigingen, bijvoorbeeld het invoeren van een nominaal stelsel voor de WACC

In ons rapport hebben wij alleen de drie grote regionale netbeheerders en TenneT betrokken. GTS (Gasunie Transport Services) is niet meegenomen in het onderzoek. Tevens zijn de kleinere netbeheerders ook niet betrokken geweest bij het onderzoek en hebben zij ook geen data aangeleverd. De kleine netbeheerders representeren ongeveer 6-7% van de totale regionale netten

De impact van de energietransitie op de Netbeheerders is – zeker op lange termijn – onzeker. Op pagina 43 en 68 beschrijven wij enkele belangrijke onzekerheden, zonder dat deze lijst als volledig moet worden aangemerkt

Wij hebben ons veldwerk afgerond op 7 april 2021. In ons onderzoek hebben wij gebruik gemaakt van onder meer de volgende bronnen:

- Publiek beschikbare informatie t.a.v. klimaatakkoord en maatregelen ter beperking van CO2-reductie
- Investerings- en kostenprognoses van Netbeheerders t/m 2050, 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 de drie grootste regionale netbeheerders en TenneT en de uitkomsten met hen besproken alvorens het rapport te finaliseren

In de verklarende woordenlijst achterin het rapport treft u definities aan en de betekenis van kwalificaties die wij in dit rapport gebruiken

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



Beperkt

Uitgebreid

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

- 1. Managementsamenvatting**
2. Achtergrond bij dit rapport
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. De rol van netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. Appendix

Aanleiding en vraagstelling

- Met het ondertekenen van het Klimaatakkoord is vanuit de overheid een duidelijke ambitie uitgesproken ten aanzien van de besparing van CO₂. Als gevolg hiervan moeten Netbeheerders meer investeren in de uitbreiding en verzwaring van infrastructuur
- Het ministerie van Financiën (“MinFin”) en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (“EZK”) is bezig met een Interdepartementaal Beleidsonderzoek (“IBO”) naar de knelpunten van de energietransitie. Onderdeel van het IBO zijn de kosten van de energietransitie, inclusief de impact van de energietransitie op de netwerktarieven. MinFin en EZK zijn geïnteresseerd in de ontwikkeling van de tarieven over de komende twintig tot dertig jaar
- Netbeheer Nederland heeft aan PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. (“PwC”) gevraagd om onderzoek uit te voeren naar de financiële impact van de energietransitie op de drie grootste regionale netbeheerders (Enexis, Liander, en Stedin) en de landelijke netbeheerder voor elektriciteit (TenneT). Hierbij dient te worden uitgegaan van de huidige wet- en regelgeving conform de methodologie van de Autoriteit Consument & Markt (“ACM”)
- In het onderzoek zijn de volgende hoofddoelstellingen geformuleerd:
 - *In kaart brengen van de meest recente investeringsplannen van de Netbeheerders en de gebruikte prognoses en assumpties;*
 - *Impact bepalen van deze plannen op de tarieven voor eindverbruikers tot 2050, uitgaande van de huidige reguleringsmethodiek*;* en
 - *Duiden van belangrijke sensitiviteiten op deze tarieven en signaleren van mogelijke andere knelpunten of onzekerheden*
- In ons rapport hebben wij alleen de drie grote regionale netbeheerders (“RNB’s”) en TenneT betrokken. GTS (Gasunie) is niet meegenomen in het onderzoek. Een belangrijk aspect hierbij is dat de kosten van TenneT via de tarieven van de RNB’s door de eindverbruiker betaald worden, en de kosten van GTS in de energieprijzen zijn verwerkt. De kleinere netbeheerders (circa 6-7% van de markt) zijn niet betrokken bij het onderzoek en hebben ook geen data aangeleverd. In dit rapport wordt met ‘de Netbeheerders’ bedoeld de gereguleerde netbeheerders TenneT, Stedin, Enexis en Liander voor elektriciteit en Stedin, Enexis en Liander voor gas.
- Op dit moment vindt ook een integrale infrastructuurverkenning (“II3050”) plaats. Dat onderzoek heeft een andere insteek en is om meerdere redenen niet te vergelijken met dit onderzoek. Zo is in II3050 GTS wel meegenomen, en is die outlook gemaakt aan de hand van een aantal mogelijke energie-scenario’s, waarin ook meerdere energiedragers meegenomen worden (waterstof, elektrolyse, CO₂, etc.). Daarnaast zijn in II3050 ook bijvoorbeeld kosten van vermogensdiensten zijn meegenomen en bij voorliggend rapport niet
- In ons rapport is uitgegaan van één scenario op basis van de huidige strategische en financiële plannen van de Netbeheerders. Deze plannen zijn in grote mate gebaseerd op het huidige beleid ten aanzien van het klimaatakkoord en houden tevens rekening met maakbaarheid. Substantiële wijzigingen in de toekomstige energie-infrastructuur, zoals bijvoorbeeld grootschalige uitrol van waterstof of warmtenetten zijn in die plannen nog niet verwerkt en daarom in dit onderzoek niet meegenomen

* Met de huidige reguleringsmethodiek wordt bedoeld de reguleringsmethode zoals die van toepassing is in de huidige reguleringsperiode voor de RNBs en TenneT (lopend tot 2021). Wel is rekening gehouden met een gewijzigde inschatting van de WACC in de komende reguleringsperiode. Ook is een inschatting gemaakt ten aanzien van de mogelijke effecten van het invoeren van een nominaal stelsel. Mogelijke andere wijzigingen zijn niet meegenomen.

Hoofdconclusies van het rapport

Investeren in de energietransitie

- De Netbeheerders gaan tot en met 2050 c. **EUR 102mld (netto) investeren** in het gereguleerde netwerk (excl. meters) voor elektriciteit (RNB's incl. TenneT) en gas (RNB's excl. GTS)
- **Jaarlijkse investeringen in het elektriciteitsnetwerk verdubbelen** daarmee t.o.v. de afgelopen 10 jaar. Investerings in het **regionale gasnetwerk blijven constant** tot 2030 en dalen vervolgens. Onzekerheid na 2030 neemt toe, maar de verwachting is dat de investeringsbehoefte niet afneemt
- Als gevolg van deze investeringen zal de balansomvang van de Netbeheerders toenemen van EUR 32mld in 2020 naar EUR 94mld in 2050. Daarnaast kennen Netbeheerders jaarlijks een aanzienlijke financieringsbehoefte. Tot 2035 bedraagt deze **financieringsbehoefte EUR 1,5mld - EUR 2,0mld per jaar**. De verwachting is dat de financieringsbehoefte blijft bestaan tot 2050

Effect op tarieven

- Inkomsten voor Netbeheerders worden vastgesteld op basis van een reguleringkader, met als uitgangspunt dat de sector in staat moeten zijn om alle kosten terug te verdienen en een redelijk rendement te maken. Met de toename van investeringen nemen kosten toe en is ook de verwachting dat tarieven voor verbruikers gaan stijgen
- Kosten voor eindverbruikers van RNB's **stijgen per aansluiting in reële termen 54% voor elektriciteit en 9% voor gas in 2050** bij een langdurig lage rentestand¹⁾. Bij een stijgende rente, zullen de tarieven per aansluiting toenemen met 98% voor elektriciteit en 37% voor gas in 2050. Op korte termijn ontstaat een daling van tarieven voor gas als gevolg van de reguleringmethodiek, terwijl elektriciteitstarieven nagenoeg gelijk blijven. De tarieven van TenneT stijgen sneller dan de RNB tarieven door de hogere toename van investeringen. Op lange termijn is er meer onzekerheid. Onder meer de renteontwikkeling kan een significante impact hebben op de tarieven

Oplossingen voor financierbaarheid

- De substantiële investeringsvraag leidt tot knelpunten ten aanzien van financierbaarheid. Er wordt gewerkt aan verschillende oplossingen ten aanzien van het financieringsvraagstuk, maar er zal een **combinatie van oplossingen nodig zijn**
- Onder de bestaande regulering zullen Netbeheerders **significante kapitaalstortingen** nodig hebben om de energietransitie te kunnen financieren. Zonder extra kapitaal zullen enkele Netbeheerders op korte termijn (voor 2025) problemen krijgen met enkele credit rating ratio's
- Invoeren van een **nominaal reguleringstelsel** draagt bij aan het verlichten van de financieringsbehoefte doordat inkomsten worden vervroegd. De **financieringsopgave tot 2050 kan hierdoor met €17mld worden verminderd**, terwijl tegelijkertijd tarieven op korte termijn beperkt zullen stijgen

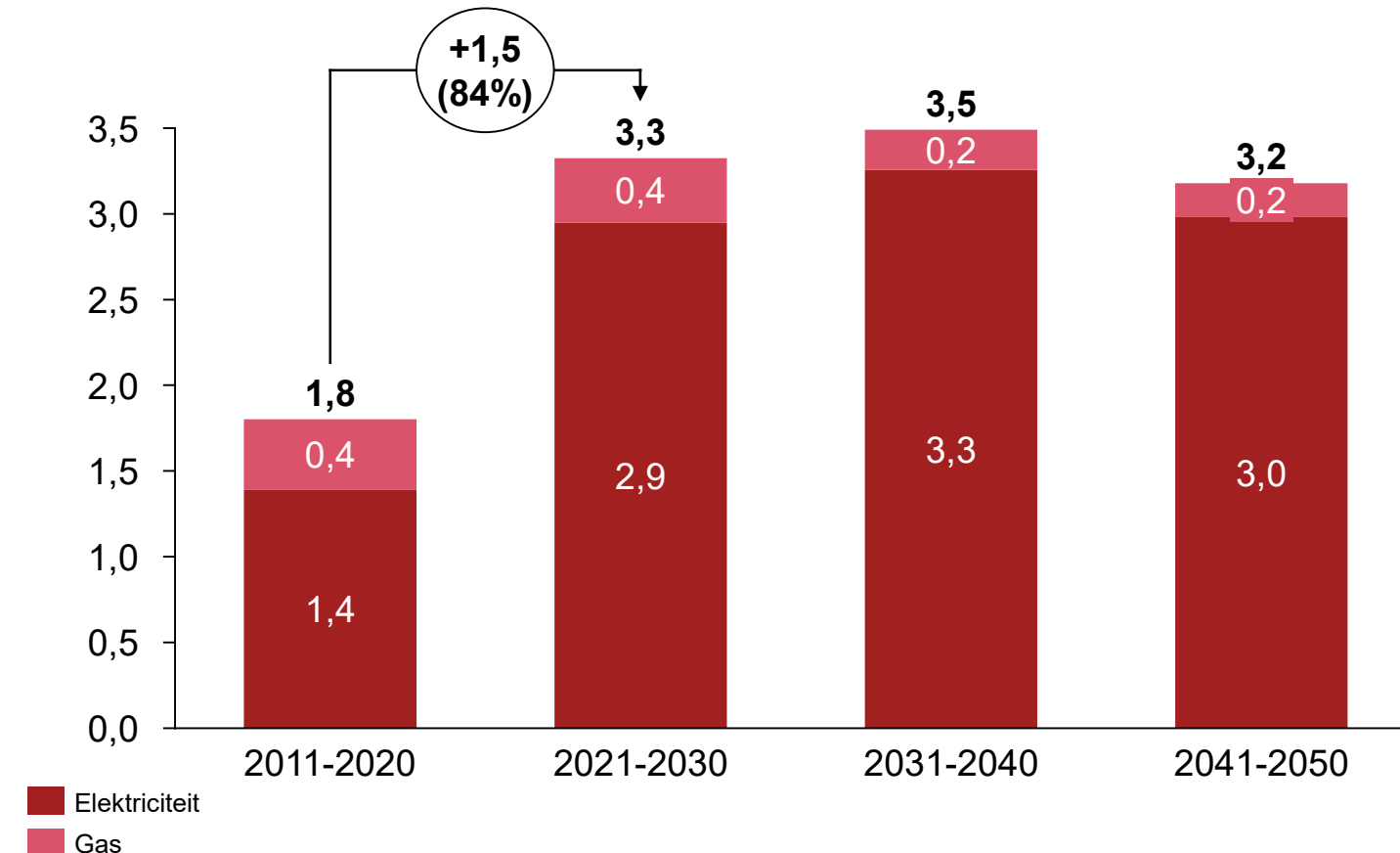
¹⁾ In het rapport zijn we uitgegaan van twee verschillende rentescenario's. De rente heeft impact op de WACC en daarmee directe invloed op de inkomsten die netbeheerders kunnen realiseren (alsmede de kosten van financiering) en de tarieven. De rentescenario's staan uitgelegd op p. 40 van het rapport.

Investerings in de sector zullen op korte termijn bijna verdubbelen

Investerings elektriciteits- & gasector (RNB's en TenneT)

Gemiddelde netto capex per jaar 2011-2050¹

Reëel (pp 2020) in miljard euro



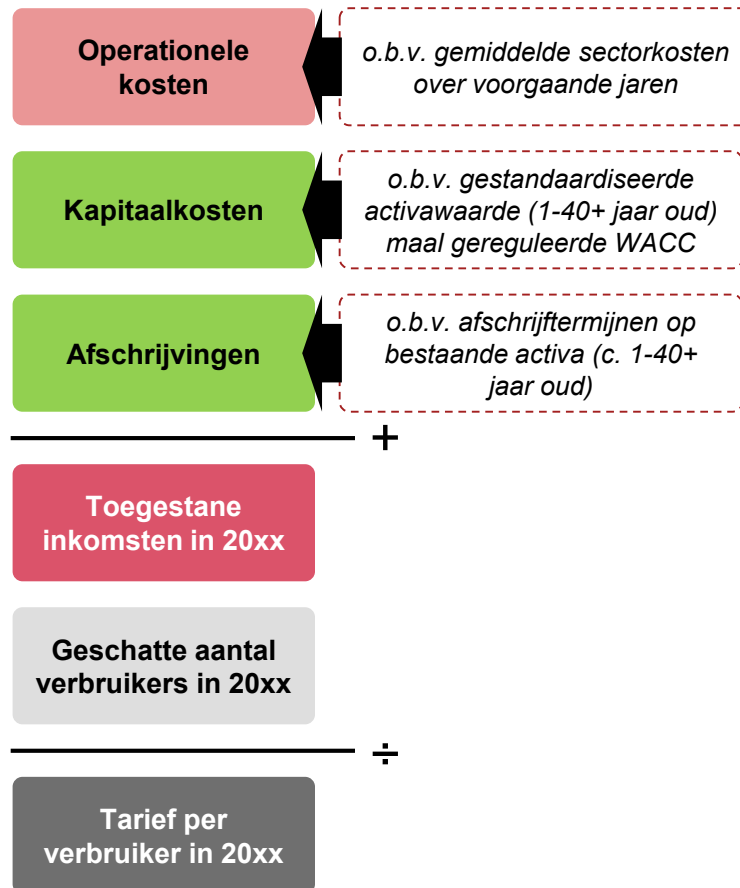
Observaties investeringsopgave

- Investerings zullen de komende 10 jaar significant hoger liggen als gevolg van de energietransitie. Deze verhoging van investeringen is gedurende de laatste jaren reeds ingezet
- De grootste vier netbeheerders (TenneT, Enexis, Alliander en Stedin) gaan per jaar gezamenlijk €1,5mld extra investeren. Dit is bijna een verdubbeling ten opzichte van het huidige investeringsniveau
- Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door investeringen in het elektriciteitsnet, waaronder het Net op Zee voor het aansluiten van offshore windparken, terwijl investeringen in het gasnet relatief constant blijven
- Op lange termijn (na 2030) neemt de onzekerheid toe, onder meer doordat plannen ten aanzien van verdere ontwikkeling van Wind op Zee nog niet zijn gedefinieerd en dit mede afhankelijk is van politieke keuzes die moeten worden gemaakt ten aanzien van verdere verduurzaming, als ook de ontwikkeling van nieuwe technologieën
- De verwachting is echter niet dat investeringen significant zullen dalen, omdat de energietransitie na 2030 nog niet is afgerond. Ook na 2030 zal er volop in het net moeten worden geïnvesteerd, omdat de aangesloten capaciteit op het elektriciteitsnet zal verdubbelen. Voor het gasnet zijn potentiële investeringen nodig in alternatieve aanwending (bijv. waterstof of groen gas)

1) Netto getallen zijn investeringen minus klantbijdragen, exclusief prijseffect, exclusief meters, exclusief GTS
 Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT, PwC analyse

Tarieven groeien mee met toegenomen kosten, zij het vertraagd als gevolg van sectorregulering

De toegestane inkomsten van netbeheerders worden afgestemd op historische kosten en investeringen

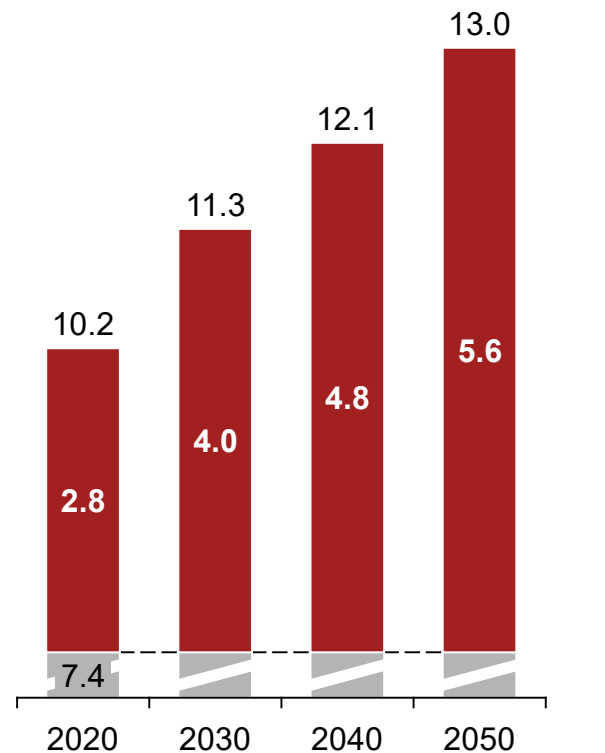


Toelichting

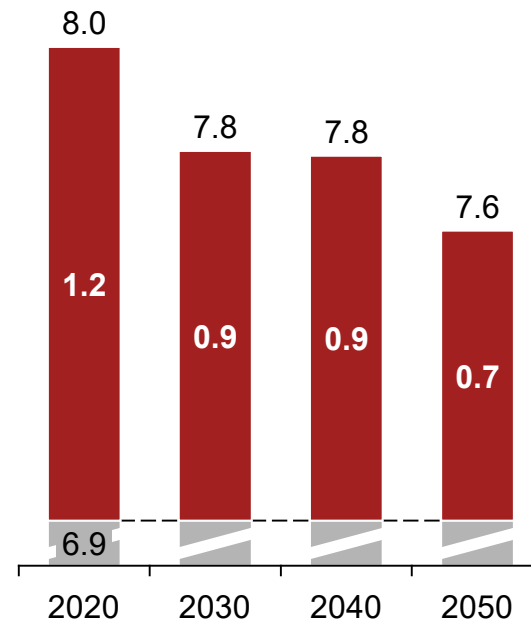
- Regulering zorgt ervoor dat netbeheerders in principe in staat worden gesteld om gemaakte kosten terug te verdienen. Netbeheerders hebben drie soorten kosten: kosten van de organisatie (operationele kosten), kapitaalkosten (rente en vergoeding voor eigen vermogen middels de WACC) en afschrijvingskosten, als gevolg van investeringen
- De ACM houdt toezicht en bepaalt periodiek de toegestane inkomsten van de netbeheerders op basis van het regulatorische kader. Jaarlijks worden de toegestane inkomsten vertaald naar tarieven. Dit gebeurt aan de hand van de kosten van diverse netvlakken en het zogenaamde cascademodel. De regulering en tariefbepaling wordt op hoofdlijnen verder uitgelegd in sectie 4 van dit rapport
- Wanneer investeringen sterk stijgen, dan zullen – met een vertraagd effect – ook de kapitaalkosten en afschrijvingskosten toenemen (groene blokken). Daarmee nemen dan ook de toegestane inkomsten (roze blok) op termijn toe. Dit gaat vertraagd, omdat de gemiddelde afschrijvingstermijn ruim 40 jaar bedraagt. Grofweg kan gesteld worden dat de huidige tarieven dus een reflectie zijn van het gemiddelde investeringsniveau over de afgelopen 40 jaar. Bij een plotselinge trendbreuk van het investeringsniveau als gevolg van de energietransitie, zal dit effect dus pas over lange termijn volledig in de toegestane inkomsten terug komen. Daarnaast is de vergoeding voor kapitaalkosten afhankelijk van de regulatorische WACC
- Of het tarief stijgt of daalt hangt, naast de ontwikkeling van de toegestane inkomsten, ook af van het aantal verbruikers dat aangesloten is op het net. De berekende tariefstijgingen zijn berekend door de toename van de kosten te delen op de toename van het aantal aansluitingen. De genoemde tariefstijgingen weerspiegelen in feite de gemiddelde stijging van de netwerkkosten per aansluiting
- Voor RNB E is de verwachting in dit rapport opgenomen dat het aantal verbruikers zal stijgen met 19% tot 2050. Voor RNB G is de verwachting dat het aantal verbruikers zal dalen met 45% tot 2050. Dit heeft impact op het tarief per verbruiker. Bij TenneT is de verwachting dat het aantal verbruikers dat direct op het hoogspanningsnet is aangesloten relatief constant zal blijven.
- Bij een toenemend aantal verbruikers zal het tariefeffect gedempt worden, terwijl bij een afnemend aantal verbruikers het tarief per verbruiker harder zal stijgen dan de toegestane inkomsten.

De netbeheerkosten zullen toenemen als gevolg van de energietransitie

Elektriciteit (reëel €mld/ jaar)¹ basispad (lage WACC)



Gas (reëel €mld/ jaar)^{2,3} basispad (lage WACC)



■ Netbeheerkosten 'structureel' lage WACC
■ Belasting en energieprijzen (niet geprojecteerd)

1) Op basis van 67% van de €4,0mld begrote energiebelasting 2020, €40/MWh en 117TWh jaarlijks verbruik
 2) Op basis van 33% van de €4,0mld begrote energiebelasting 2020, 1332 PJ Gasverbruik, €15/MWh
 3) Hierin is geen mogelijke socialisatie van gasverwijderingskosten meegenomen
 Bronnen: ACM, PBL, Rijksoverheid, CBS, PwC & Strategy& analyse

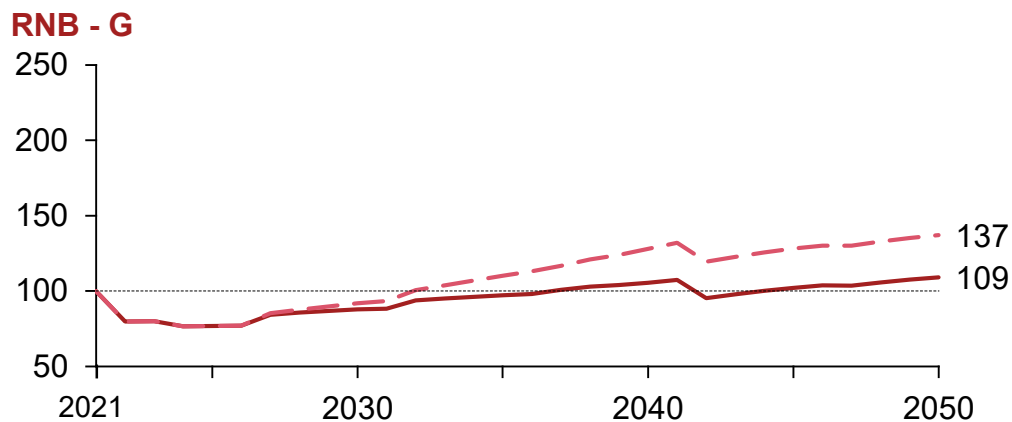
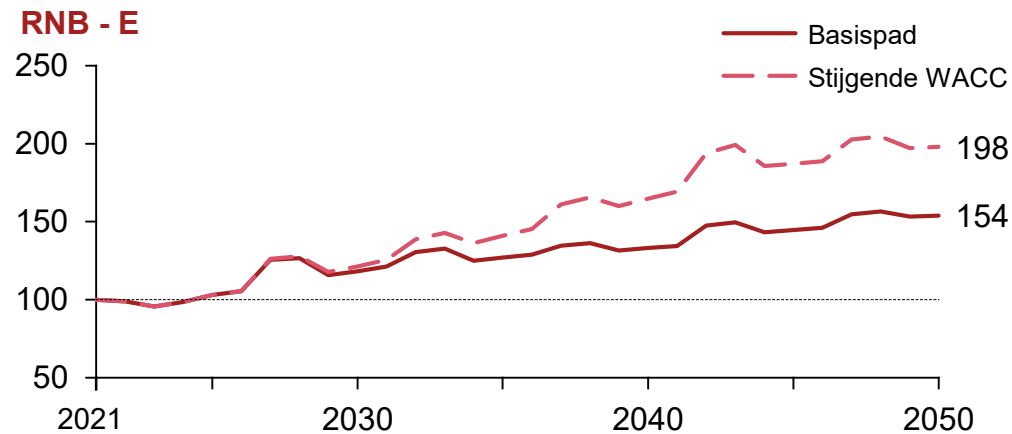
Ontwikkeling netbeheerkosten

- De kosten voor de Netbeheerders worden via de nettarieven grotendeels betaald door de afnemers (huishoudens, bedrijven, etc.)
- Op dit moment bedragen de netbeheerkosten voor E en G gezamenlijk ~€4mld per jaar, wat ~25% is van de totale energierekening voor afnemers. In deze energierekening zitten naast netbeheerkosten ook kosten van elektriciteit en gas zelf en belastingen
- De totale netbeheerkosten voor elektriciteit zullen naar verwachting toenemen van €2,8mld nu tot €5,6mld in 2050, ofwel ruwweg een verdubbeling. Tarieven zullen echter niet verdubbelen, omdat het aantal aansluitingen ook toeneemt
- De kosten van gas dalen in reële termen, van €1,2mld nu tot €720mln in 2050. Dit komt onder meer doordat op lange termijn minder wordt geïnvesteerd in het gasnetwerk. Wel is er onzekerheid ten aanzien van de mogelijk alternatieve aanwending van het gasnetwerk op lange termijn
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijsspeil 2020), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie en ook een 'structureel' lage WACC
- Toekomstige ontwikkelingen ten aanzien van energiebelastingen of energieprijzen zijn niet meegenomen in deze analyse

Het tarief van RNBs zal daardoor op lange termijn stijgen als gevolg van de energietransitie (1/2)

Ontwikkeling tarief per aansluiting RNB's

Reëel (2021 = 100)¹



Observaties tariefontwikkeling

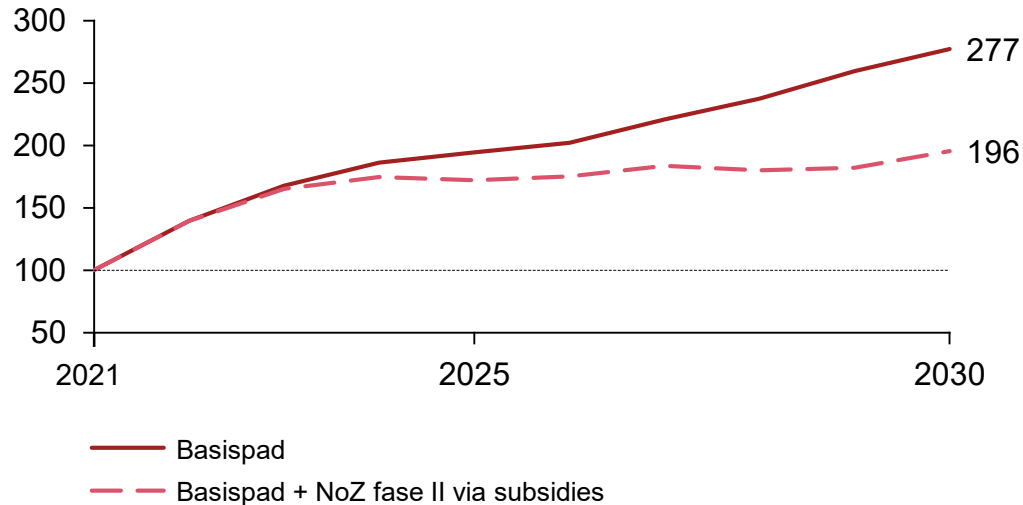
- In het basispad (structureel lage WACC) stijgen de jaarlijkse netwerkkosten per aansluiting uiteindelijk met 54% voor elektriciteit en 9% voor gas in 2050. Deze stijging is uitgedrukt exclusief inflatieverwachting
- In geval van een stijgende WACC nemen de tarieven per aansluiting met respectievelijk 98% en 37% toe voor elektriciteit en gas in 2050
- Een huishouden betaalt in 2021 ong. €440 per jaar voor gas en elektra (sec netbeheerkosten). Indien het huishouden op zowel gas en elektra blijft aangesloten, zou dit inhouden dat het huishouden in 2050 €600 per jaar gaat betalen
- Stijging van netbeheertarief elektriciteit wordt met name gedreven door hogere kosten / investeringen van Netbeheerders, maar het effect wordt deels gedempt door een toenemend aantal aansluitingen (onder meer door bevolkingsgroei waardoor er meer woningen zullen zijn en ruim 1 mln extra laadpalen)
- Stijging van netbeheertarief gas wordt gedreven door een dalend aantal aansluitingen bij beperkt dalende kosten. Een grote onzekerheid op lange termijn betreft het aantal aansluitingen op het gasnetwerk in het kader van de ontwikkeling van stadsverwarming, elektrificatie van warmte middels warmtepompen. In dit onderzoek is aangenomen dat in 2050 het aantal aansluitingen met 45% daalt ten opzichte van 2020
- Op korte termijn (2025) nemen de tarieven voor elektra en gas met respectievelijk 3% toe c.q. dalen deze met 23% bij gelijkblijvende regulering. Dit komt onder meer door:
 - Het wegvallen van precario kosten vanaf 2021 en verwachte kostenbesparingen bij de Netbeheerders ↓
 - Toegenomen inkoopkosten TenneT als gevolg van verrekeningen en hogere investeringsniveaus ↑
 - Een verwachte daling van de kapitaalkostenvergoeding (WACC) ten opzichte van de huidige reguleringsperiode ↓

De TenneT tarieven zullen eveneens stijgen (2/2)

Ontwikkeling tarief per aansluiting TenneT

Reëel (2021 = 100)¹

TenneT



Observaties tariefontwikkeling

- TenneT berekent haar kosten voor c. 88% door aan de RNB's. De afnemers van RNB's betalen in die zin dus mee aan het TenneT netwerk. De tariefstijging bij TenneT is dus reeds verwerkt in de elektriciteitstarieven van de RNB's op de vorige pagina
- TenneT heeft ook andere klanten, bijvoorbeeld grootverbruikers die direct op het hoogspanningsnet zijn aangesloten. Aangezien de aansluitingen bij TenneT maatwerk zijn, is er niet één tarief maar bestaat dit uit een vastrecht en is het uiteindelijke tarief afhankelijk van de aansluitcapaciteit en de piekbelasting
- Voor TenneT geldt dat de verwachte stijging groter zal zijn dan bij de RNB's. Dit komt doordat de toename van investeringen groter is bij TenneT als gevolg van aansluitingen voor Wind op Zee projecten. Echter, op lange termijn is er veel onzekerheid over de tarieven voor TenneT. Dit heeft onder meer te maken met:
 - De onzekerheid van investeringsprognoses na 2030 als gevolg van onzekerheid t.a.v. verdere uitrol van Wind op Zee projecten en of deze al dan niet via de tarieven of via subsidies worden gefinancierd (zoals voor Net op Zee fase 1 tot op heden het geval is)
 - Hoe om wordt gegaan met de inzet van veilinggelden in de toekomst
 - Algehele onzekerheid t.a.v. regulering en de volumestijging op lange termijn
- In reële prijzen – zonder rekening te houden met inflatie – stijgen de tarieven van TenneT naar verwachting met 177% in 2030. Indien Net op Zee fase II via subsidies wordt verrekend, dan zal de stijging 96% bedragen in 2030
- Vanwege deze onzekerheid is er voor gekozen om in dit rapport de tarieven van TenneT te tonen tot 2030. In de tariefontwikkeling van de RNBs is rekening gehouden met een relatief constant niveau van investeringen voor TenneT na 2030 en tevens van een constante hoeveelheid aansluitingen. Daarnaast is verondersteld dat Net op Zeefase II en verder in de tarieven wordt meegenomen en veilingopbrengsten niet meer in mindering gebracht worden.

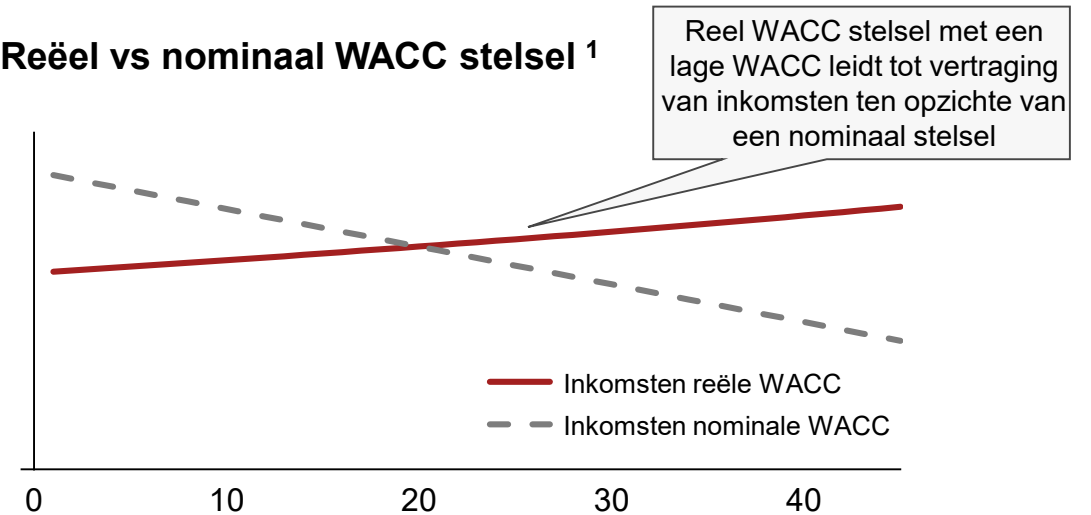
Vertraging van inkomsten en toenemende investeringen leidt tot verslechtering van de kredietratio's voor netbeheerders

Regulering geschikt voor status-quo, maar energietransitie verbreekt deze status-quo

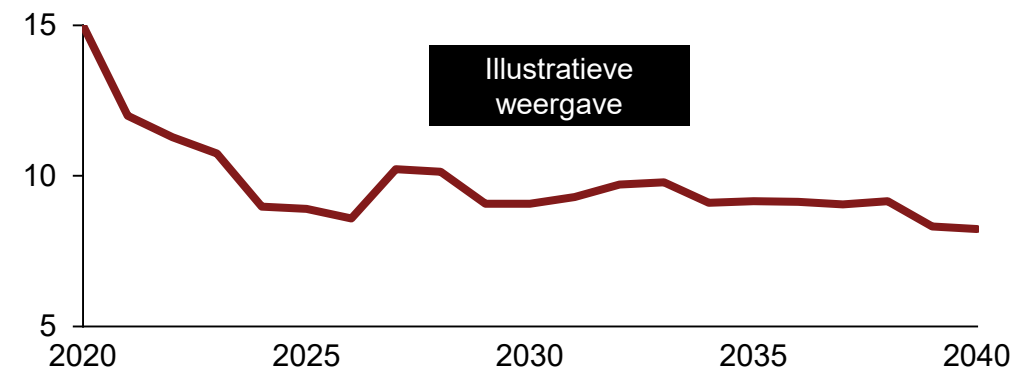
Toelichting & implicaties

- Zoals uitgelegd op pagina 9 zitten er een aantal terugkijkende elementen in de regulering waardoor inkomsten vertraagd meegroeien met toegenomen investeringen of kosten. De regulering is daarmee geschikt voor een situatie waarin investeringen gelijk blijven (status-quo)
- Het reële WACC stelsel is hier ook een voorbeeld van. Dit stelsel leidt – met de huidige lage WACC en inflatie – tot lage aanvangsinkomsten en geleidelijk hogere tarieven over de tijd. Daarmee worden inkomsten sterk vertraagd voor de netbeheerders ten opzichte van een nominaal stelsel
- De netbeheerders worden in werkelijkheid wel nominaal gefinancierd en de rentelasten zullen dus met onmiddellijke ingang hoger worden als er additioneel vreemd vermogen wordt aangetrokken
- Het feit dat de toegenomen investeringen vertraagd in de opbrengsten terechtkomen als gevolg van terugkijkende elementen in de regulering, het reële WACC stelsel en ook als gevolg van een verwachte daling van de WACC, leidt ertoe dat bij een plotselinge trendbreuk (bijv. de energietransitie) er een financierbaarheidsbehoefte ontstaat
- Deze financieringsbehoefte zal moeten worden ingevuld met een combinatie van vreemd vermogen of eigen vermogen. Door toenemende schulden, maar vertraagde inkomsten in de regulering zullen kredietratio's onder druk komen te staan

Reëel vs nominaal WACC stelsel ¹



FFO / Totale schuld ratio ²



1). Uitgaande van een initiële investering van 100, een reële WACC van 1,3%, nominale WACC van 3,0%, inflatie van 1,7% en afschrijvingstermijn van 45 jaar

2). Illustratieve weergave, geen werkelijke cijfers gehanteerd

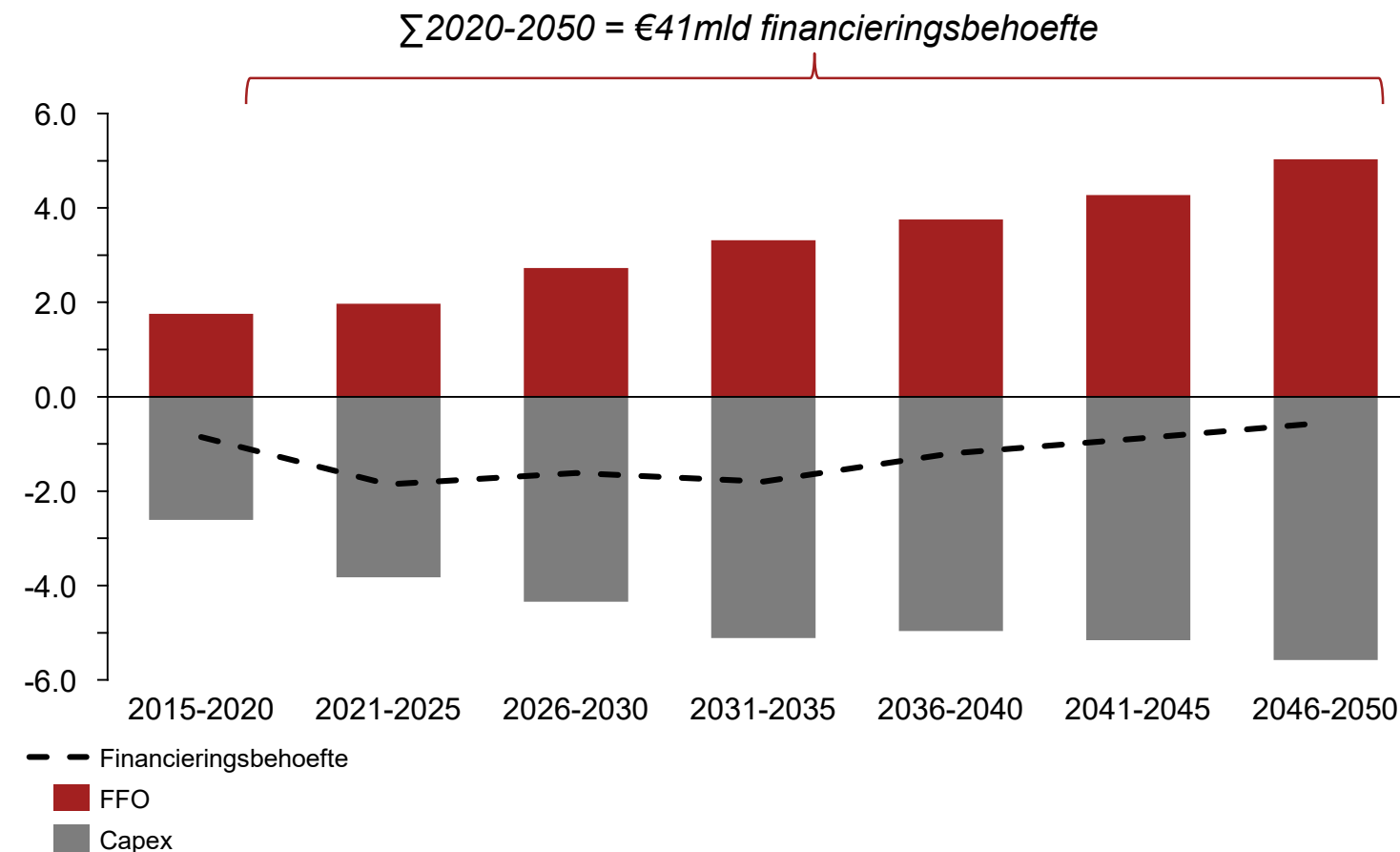
Bronnen: PwC / Strategy& Analyse; ACM

Er ontstaat een continue financieringsbehoefte voor de Netbeheerders tot 2050

De energietransitie zorgt voor een duidelijke trendbreuk

Financieringsbehoefte 2020-2050

Nominaal en gemiddeld per jaar in miljard euro, bij blijvend lage WACC



Observaties financieringsopgave

- Als gevolg van de toenemende investeringen zal er structureel een significante kapitaalbehoefte ontstaan in de sector, omdat in de huidige reguleringsmethodiek de incrementele omzet van nieuwe investeringen beperkt is. Door structureel toenemende investeringen, wordt dit effect bovendien gecumuleerd
- De grafiek drukt de jaarlijkse gemiddelde kasstroom (FFO) en capex (investeringen) uit, het gat daartussen bedraagt de financieringsbehoefte. De financieringsbehoefte zegt daarmee niets over hoe dat kan worden ingevuld met eigen of vreemd vermogen en ook niets over de huidige liquiditeitspositie
- De jaarlijkse financieringsbehoefte bedraagt c. €1,5 - €2,0 mld per jaar tot 2035, terwijl deze in het recente verleden veel beperkter was. Door het structureel hogere niveau van investeringen is de verwachting dat er nog steeds een netto financieringsbehoefte bestaat in 2050
- De cumulatieve financieringsbehoefte zal ong. €41mld bedragen over de hele periode 2020-2050. Rekening houdend met dividendverwachtingen van de aandeelhouders zou dit bedrag nog verder oplopen. Deze behoefte moet worden gefinancierd met een combinatie van eigen en vreemd vermogen
- Een grove schatting is dat er tot 2050 €20-30mld eigen vermogen benodigd is om de energietransitie te kunnen financieren, uitgaande dat de sector haar A-rating wil blijven behouden en uitgaande van een voorzetting van het huidige dividendbeleid. Dit kan deels worden ingevuld met ingehouden winsten, maar er zal zeker additioneel kapitaal benodigd zijn

Diverse oplossingsrichtingen zijn daarom nodig voor het financieren van de energietransitie

Consequenties van de energietransitie voor Netbeheerders

- 1** **Investerings verdubbelen, niet alleen op korte termijn**

 - Door de energietransitie is de verwachting dat investeringen zullen verdubbelen op sectorniveau. Er is sprake van een duidelijke trendbreuk met het verleden.
 - De Netbeheerders gaan **tot en met 2050 c. EUR 102mld** (netto) investeren in het gereguleerde netwerk (excl. meters) voor elektriciteit (TenneT en RNB's) en gas (RNB's excl GTS)
- 2** **Kosten gaan uit voor de baten**

 - Door de huidige reguleringsmethodiek gaan de kosten voor de baten uit. Bij ongewijzigd beleid zal er een jaarlijkse **financieringskloof zijn tot 2050**
 - De investeringen zullen pas volledig in de tarieven komen na c. 40 jaar onder de huidige methodiek. Er bestaat een **cumulatieve financieringsbehoefte van €41mld** over de periode 2020 – 2050, exclusief dividendverwachtingen van aandeelhouders
- 3** **Behoefte aan kapitaal**

 - Op korte termijn (voor 2025) is de verwachting dat **kredietratio's (met name de FFO / schuld) door de grenzen zakken**, tenzij er additioneel kapitaal wordt aangetrokken of andere oplossingen komen. In elk geval zullen significante **kapitaalstortingen nodig** zijn om de energietransitie te financieren
- 4** **Oplossingen nodig t.a.v. financieringsbehoefte**

 - Netbeheerders zijn met hun stakeholders (aandeelhouders, ACM, overheid) in gesprek om te kijken naar oplossingen. Deze zien op het aantrekken van **additioneel kapitaal, het vervroegen van inkomsten en het verminderen van de investeringsopgave**
 - Zo hebben ze bijvoorbeeld de ACM gevraagd om over te gaan op een **nominaal stelsel**, waardoor inkomsten niet verder naar achter worden verschoven. Dit sluit beter aan bij hoe investeringen gefinancierd worden en **vermindert de financieringsopgave met c. €17mld**, terwijl het **tarieffeffect relatief beperkt** is.
 - Tevens worden er in overleg met de stakeholders ook plannen gemaakt om de **investeringsopgave te verminderen** (bijv. het nauw samenwerken met de RES-en ten aanzien van de planning van decentrale opwek)

Oplossingsrichtingen

Aantrekken van kapitaal

Timing van de inkomsten

Verminderen investeringsopgave

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

1. Managementsamenvatting
2. **Achtergrond bij dit rapport**
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. Appendix

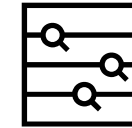
Aanleiding en onderzoeksvragen

Is de energietransitie financierbaar en wat is de impact op tarieven voor eindverbruikers?

Achtergrond:

- Met het ondertekenen van het Klimaatakkoord is vanuit de overheid een duidelijke ambitie uitgesproken ten aanzien van de besparing van CO₂
- Deze ambitie zal een sterke invloed hebben op netbeheerders en gepaard gaan met grote investeringsprogramma's om aan de capaciteits- en kwaliteitseisen te voldoen. Door de energietransitie is het aannemelijk dat de kosten voor het transport van gas en elektriciteit gaan stijgen
- Het ministerie van Financiën ("MinFin") en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat ("EZK") is bezig met een interdepartementaal onderzoek ("IBO") naar de knelpunten van de energietransitie. Onderdeel van het IBO zijn de kosten van de energietransitie, inclusief de impact van de energietransitie op de netwerktarieven. MinFin en EZK zijn geïnteresseerd in de ontwikkeling van de tarieven over de komende twintig tot dertig jaar
- Netbeheer Nederland heeft aan PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. ("PwC") gevraagd om onderzoek uit te voeren naar de financiële impact van de energietransitie op de drie grootste regionale netbeheerders (Enexis, Liander, en Stedin) en de landelijke netbeheerder voor elektriciteit (TenneT). Hierbij dient te worden uitgegaan van de huidige wet- en regelgeving conform de methodologie van de Autoriteit Consument & Markt ("ACM")

Drie hoofddoelstellingen Netbeheer Nederland:



In kaart brengen van de meest recente investeringsplannen van de netbeheerders en de gebruikte prognoses en assumpties



*Impact bepalen van deze plannen op de tarieven voor eindverbruikers tot 2050, uitgaande van de huidige reguleringsmethodiek**



Duiden van belangrijke sensitiviteiten op deze tarieven en signaleren van mogelijke andere knelpunten of onzekerheden

* Met de huidige reguleringsmethodiek wordt bedoeld de reguleringsmethode zoals die van toepassing is in de huidige reguleringsperiode voor de RNBs en TenneT (lopend tot 2021). Wel is rekening gehouden met een gewijzigde inschatting van de WACC in de komende reguleringsperiode. Ook is een inschatting gemaakt ten aanzien van de mogelijke effecten van het invoeren van een nominaal stelsel. Mogelijke andere wijzigingen zijn niet meegenomen.

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

1. Managementsamenvatting
2. Achtergrond bij dit rapport
3. **De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders**
4. De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. Appendix

Het behalen van de klimaatdoelstellingen zal veel gevolgen hebben voor de netbeheerders

Verschillende nieuwe vereisten aan de elektriciteits- en gasnetten

- 1 Elektriciteitsverbruik neemt toe**
 - Met name de elektrificatie van industrie, diensten, verwarming en voertuigen zal de vraag sterk doen toenemen
 - Ook de opkomst van datacenters zal een rol spelen in de stijging van verbruik
- 2 Systeem wordt meer decentraal**
 - Steeds meer decentrale invoeding vanuit duurzame bronnen, wat leidt tot hogere peakload en een 'tweerichtingsverkeer' in alle netvlakken
 - Balancering zal potentieel ook meer dan voorheen in de regionale netten plaatsvinden
- 3 Hernieuwbare energie is niet regelbaar**
 - Gas verzorgt momenteel flexibiliteit in het systeem. Richting 2050 zullen biomassa/ biogas, maar waarschijnlijk ook waterstof een belangrijke rol spelen
 - Daarnaast is door de zonlicht- en windafhankelijkheid relatief veel geïnstalleerd vermogen nodig per eenheid opwek
- 4 Wind op Zee zal aangesloten worden**
 - Richting 2030 zullen beide fases van Wind op Zee gerealiseerd worden
 - TenneT is wettelijk verplicht om het Net op Zee zee aan te leggen ten behoeve van de aansluitingen van windparken
 - Daarnaast zal TenneT ook investeringen moeten doen op land
- 5 Hogere volatiliteit in het dagprofiel**
 - Door opwek achter de meter zal het profiel meer weersafhankelijk worden
 - Door de toename in elektrisch vervoer zal de volatiliteit verder toenemen
 - Mogelijk zal er sturing moeten gaan plaatsvinden op het moment en de hoogte van elektriciteitsverbruik

Consequenties voor netbeheerders

Uitbreiden en verzwaren net

Aanleg nieuwe infrastructuur

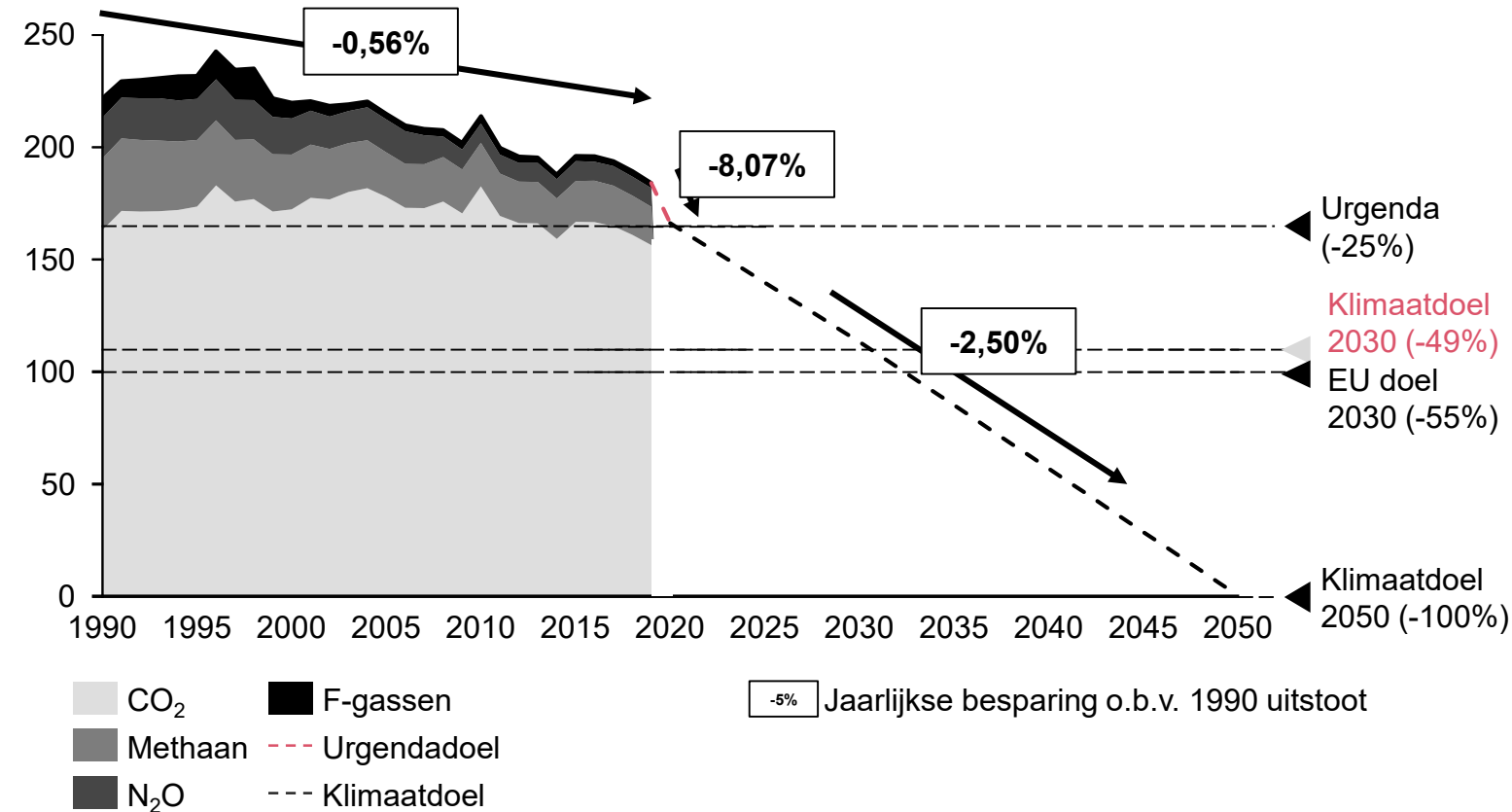
Nieuwe aansluitingen

Broeikasgas-uitstoot in NL moest in 2020 ~8% dalen en vervolgens 2,5% per jaar om klimaatdoelen in 2050 te halen

Ontwikkeling broeikasgas-uitstoot Nederland

Broeikasgas-uitstoot Nederland

In Mton CO₂-equivalent (historisch tot 2019 daarna prognose Urgenda/klimaatakkoord)






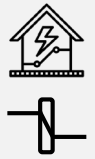


Observaties

- Nederland heeft de ambitie om in 2050 volledig klimaatneutraal te zijn
- Het Urgenda-vonnis stelt als eis dat de broeikasgassen in 2020 met 25% moeten zijn teruggebracht o.b.v. uitstoot 1990. Om dit te halen stond de overheid voor de taak om in 2020 ruim 8% uitstoot te verminderen
- Indien behaald, zou na 2020 de uitstoot jaarlijks met nog eens 2,5% worden teruggebracht om in 2050 het klimaatdoel te halen
- Sinds 1990 zijn emissies echter met slechts 0,6% gedaald per jaar
- Er is dus een forse versnelling nodig om de klimaatambities te behalen. Bovendien heeft de EU onlangs besloten de ambitie in 2030 te verhogen. Dit zou kunnen betekenen dat ook de Nederlandse doelstelling nog wordt bijgesteld ten opzichte van het klimaatakkoord

CO₂ reductie is kern van het klimaatakkoord en heeft grote invloed op de elektriciteitssector

Klimaatakkoord 2019

| Drijvers | Doelstelling | Maatregelen |
|--|--|--|
|  P2H  Industrie 56,7 Mton ¹ | <ul style="list-style-type: none">• 2030: 21,0 Mton CO₂ reductie• 2050: Nagenoeg emissievrije industrie | <ul style="list-style-type: none">• Invoeren nationale CO₂ heffing i.c.m. verlaging Europese emissierechten• Inzet op waterstof als energiedrager voor procesindustrie (tot 600° C)• Verplicht stellen van CO₂ beperkende maatregelen met maximaal 5 jaar terugverdiensijd |
|  Elektriciteit opwekking 42,3 Mton ¹ | <ul style="list-style-type: none">• 2030: 29,9 Mton CO₂ reductie• 2050: Emissievrije productie | <ul style="list-style-type: none">• Opschalen hernieuwbare elektriciteitsopwekking met 84 TWh in 2030 tov 27 TWh duurzame opwek in 2019• Aanleg Wind op Zee (+ 9,5GW) en omzetting naar groene waterstof• Afbouw kolencentrales tot 2030 |
|  Verkeer en vervoer 35,2 Mton ¹ | <ul style="list-style-type: none">• 2030: 10,2 Mton CO₂ reductie• 2050: Emissievrij verkeer | <ul style="list-style-type: none">• Inzet op 100% aandeel van elektrische auto's in nieuwverkoop na 2030 en aanleg van c. 1 mln laadpalen (~20% van auto's is EV in 2030)• Verlagen van zakelijke (auto)kilometers met 8 miljard in 2030• Stimuleren van gebruik fietsen en elektrische stadsbus |
|  Landbouw 26,4 Mton ¹ | <ul style="list-style-type: none">• 2030: 4,2 Mton CO₂ reductie• 2050: Balans tussen opslag & productie van hernieuwbare energie/ biomassa en emissie van onvermijdbare uitstoot | <ul style="list-style-type: none">• Elektrisch verwarmen kassen en gebruik restwarmte voor huishoudens• Verduurzamen veehouderij (sanering, precisiebemesting, kunstmest vervanging)• Inrichten van land en wateroppervlak op CO₂ vastlegging en gebruik |
|  Gebouwde omgeving 23,3 Mton ¹ | <ul style="list-style-type: none">• 2030: 8,0 Mton CO₂ reductie• 2050: Alle woningen en gebouwen goed geïsoleerd, duurzaam verwarmd en voorzien van schone elektriciteit | <ul style="list-style-type: none">• Verduurzaming van 1,5 miljoen (20%) bestaande woningen in 2030• Jaarlijks verduurzamen van 50.000 woningen en gebouwen vanaf 2021 en 200.000 per 2030 d.m.v. aardgasvrije nieuwbouw, subsidiëren van verduurzaming huidige woning en uitbreiden van warmtenetten |

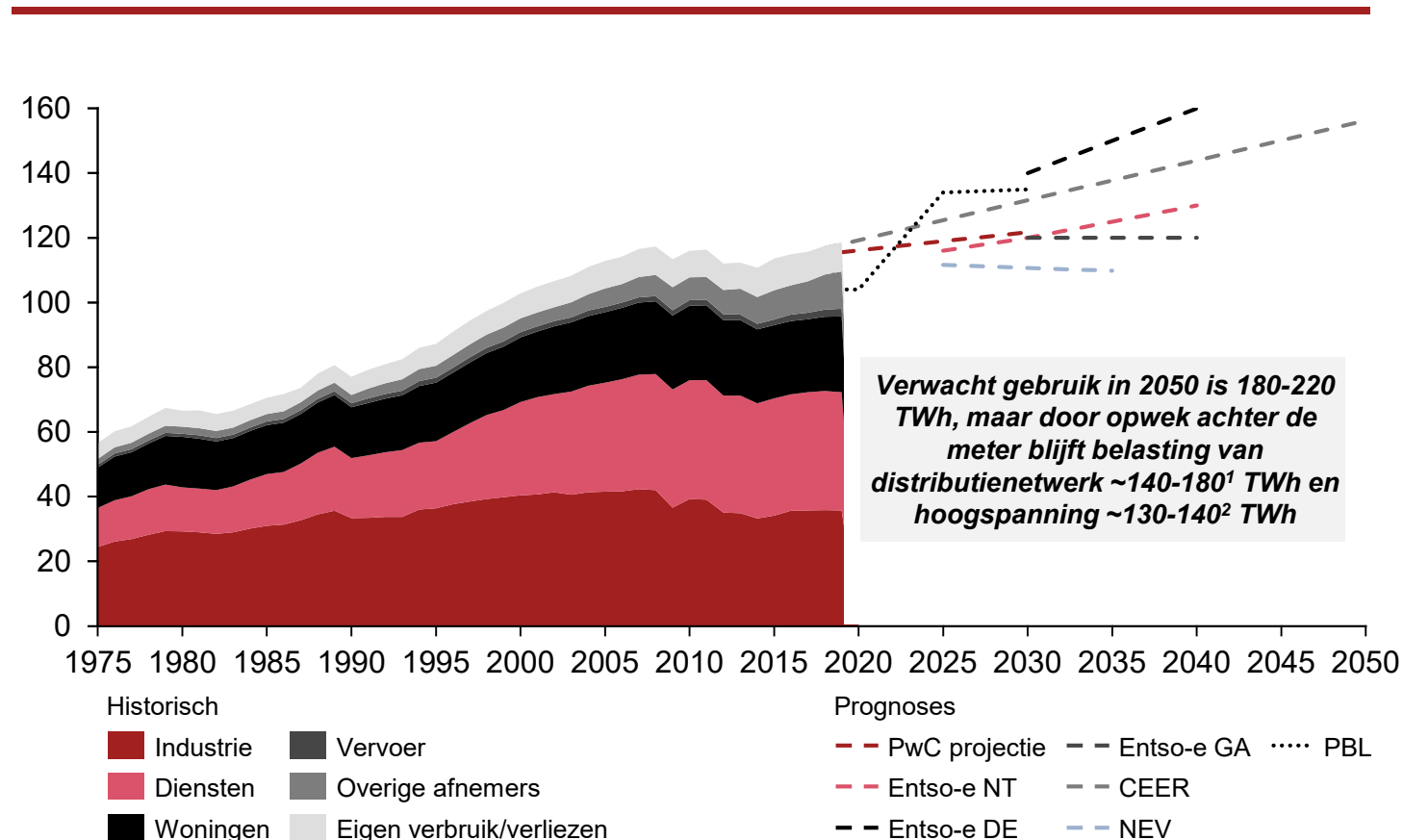
1) Mton CO₂ equivalent uitstoot in 2019
Bron: Klimaatakkoord, IPCC

Elektriciteitsverbruik zal toenemen door het klimaatakkoord en elektrificatie van warmte en mobiliteit

Ontwikkeling elektriciteitsverbruik Nederland

Verbruik elektriciteit Nederland (TWh)

Historisch vanaf 1975 en prognoses vanaf 2019



Consumptie drijvers

Extra TWh in 2050 tov 2019



1) Opwek achter de meter uit zon-pv, uitgaande van 65% utilisatie van geschikt dakoppervlakte voor woningen en bedrijven, 230 wp per paneel en 11% load factor

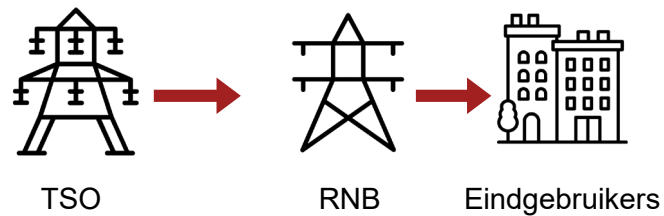
2) Opwek in distributienetwerk uit wind op land, uitgaande van huidige capaciteit wind op land in 2050 volledig in distributienetwerk

Bron: CBS, Entso-e, CEER, PBL, NEV Strategy& Analysis

Elektriciteit zal worden opgewekt met meer decentrale bronnen en distributienetwerken worden “actiever”

Transitie van centraal naar meer decentraal systeem

Centraal systeem (2015 situatie)



Meer decentraal systeem (toekomstsituatie)



Opwek

- Opwekcapaciteit is grootschalig en gecentraliseerd en aangesloten op hoogspanning
- Veel fossiele conventionele baseload capaciteit, snel schakelbaar/ regelbaar

Opwek

- Grote hoeveelheid kleinere schaal invoeding van decentrale duurzame bronnen
- Hogere peakload, weinig schakelbaar

Vraag

- Voorspelbare elektriciteitsverbruik met relatief geringe spreiding tussen baseload en peakload

Vraag

- Minder voorspelbaar elektriciteitsverbruik en meer volatiel patroon over de dag
- Vraag is mede ook afhankelijk van eigen opwek achter de meter

Balancering

- Stroom loopt van hoogspanning naar laagspanning, geen tweerichtingsverkeer op distributienetwerken
- Systeem balans door TenneT gehandhaafd op hoogspanningsvlak door aanbod op vraag af te stemmen

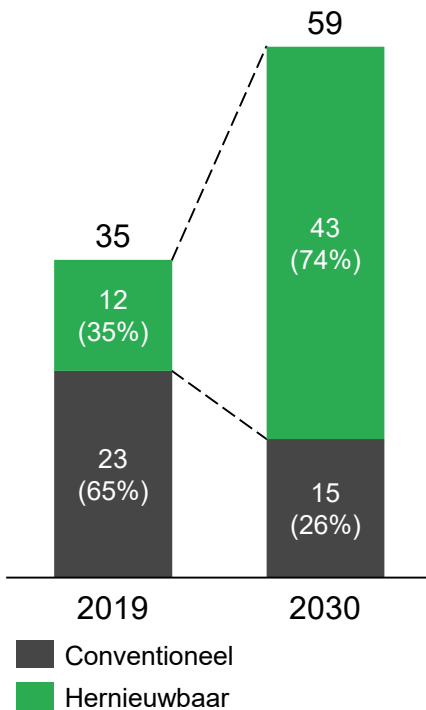
Balancering

- In alle netvlakken wordt energie opgewekt waardoor constante levering en terug levering plaatsvindt
- Potentieel meer verantwoordelijkheid voor balancering bij regionale netbeheerders

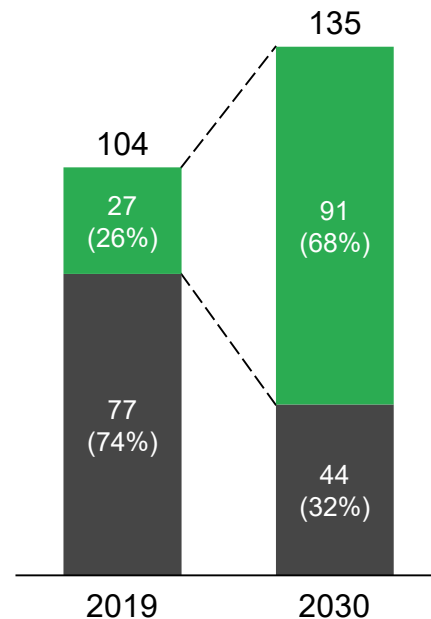
Capaciteit hernieuwbare elektriciteit stijgt harder dan opwek door invloed weer; CO₂-uitstoot halveert in 2030

Opwek en geïnstalleerd vermogen in NL

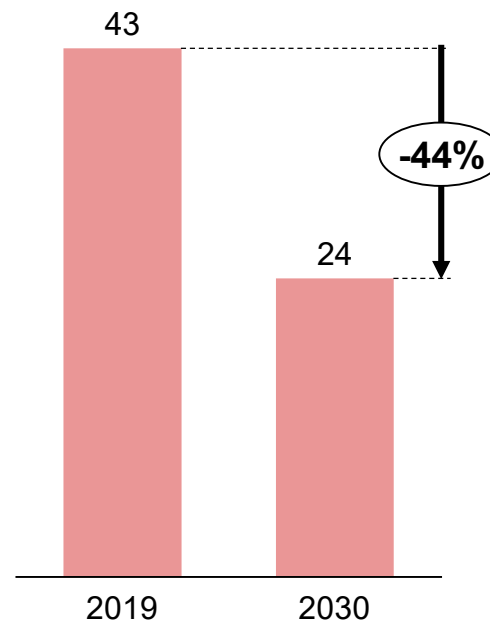
Geïnstalleerd vermogen
in GW/GWp



Elektriciteitsopwek
in TWh



Uitstoot opwek elektriciteit
in Mton CO₂-equivalent



Observaties

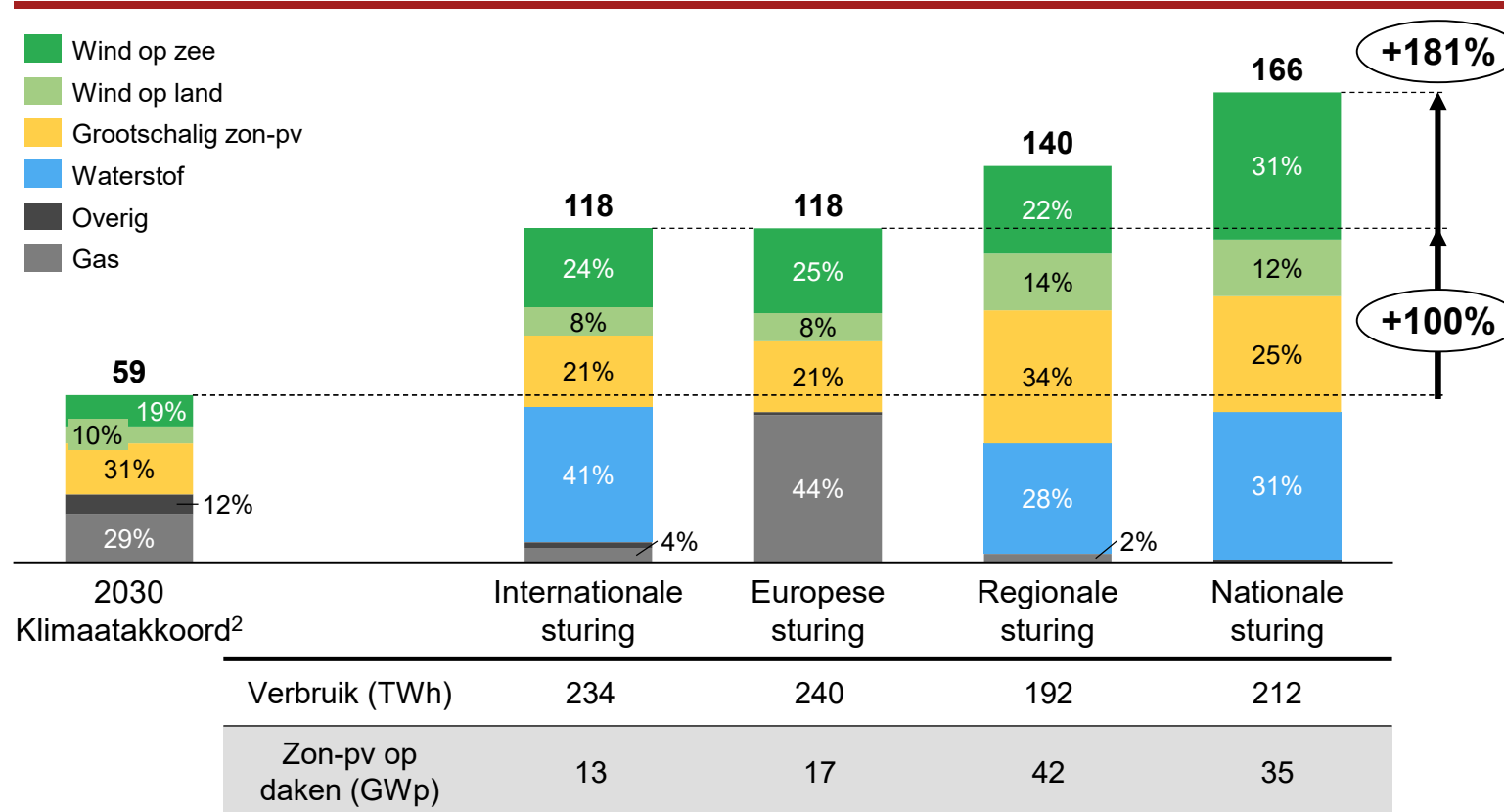
- Geïnstalleerd vermogen stijgt naar 59GW in 2030 door groei in hernieuwbare capaciteit (van 12 GW naar 43 GW) en daling conventioneel vermogen (van 23 GW naar 15 GW)
- In 2030 is meer dan twee derde van stroom opwek uit duurzame bronnen t.o.v. een kwart momenteel
- Als gevolg hiervan daalt de CO₂ uitstoot van elektriciteitsproductie met 44%
- Gas centrales verzorgen momenteel flexibiliteit in het systeem, doordat zij snel kunnen opschalen indien nodig. Richting 2050 zullen bij 100% duurzame elektriciteitsproductie biomassa/ biogas, maar waarschijnlijk ook waterstof een belangrijke rol spelen voor de flexibiliteit in het systeem

Tussen 2030 en 2050 zal het geïnstalleerd vermogen verdubbelen of verdriedubbelen; productiemix is onzeker

Geïnstalleerd vermogen in NL 2050

Scenario's opgesteld centraal vermogen in 2050¹

In GW/GWp



Observaties

- In 2030 gaat het klimaatakkoord uit van 49% 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, maar alle scenario's gaan uit van minimaal een verdubbeling van de opgestelde capaciteit, voornamelijk gedreven door hernieuwbare energie en waterstof
- De verwachting is daarmee dat netbeheerders zullen moeten blijven investeren in het elektriciteitswerk – en afhankelijk van de keuzes voor groen gas en / of waterstof – ook in de (alternatieve) aanwending van het gasnetwerk

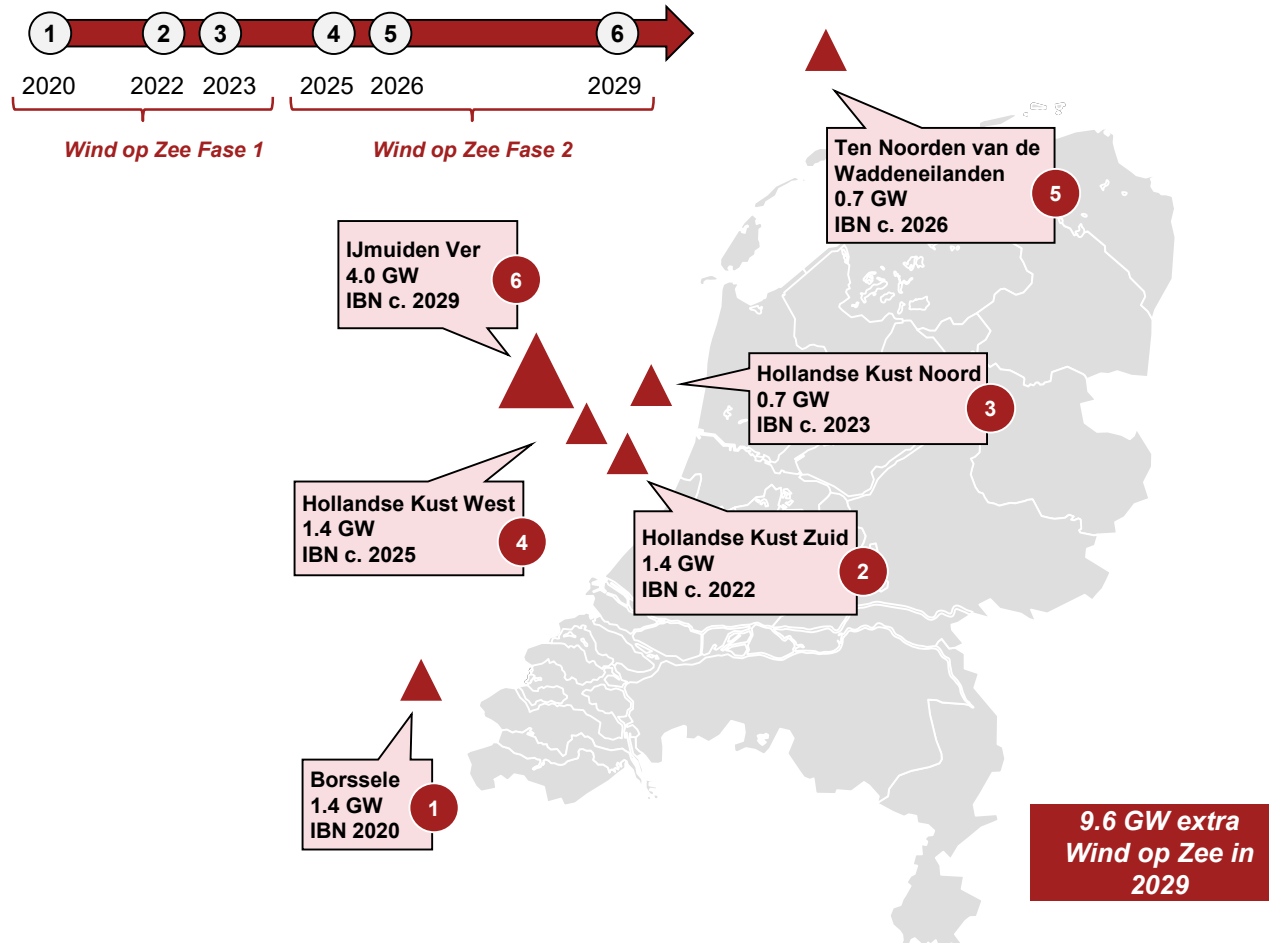
1) Opgesteld vermogen exclusief extra vermogen Wind op Zee voor productie van synthetische bunkers en kerosine en 'achter de meter' opwek en import

2) In het klimaatakkoord wordt ervan uitgegaan dat de helft van het opgestelde gas vermogen voor duurzaam gas is

Bron: ii3050

In het akkoord wordt fors ingezet op Wind op Zee, wat tot investeringen zal leiden voor TenneT

Investeringsdrijvers TenneT



Wind op Zee

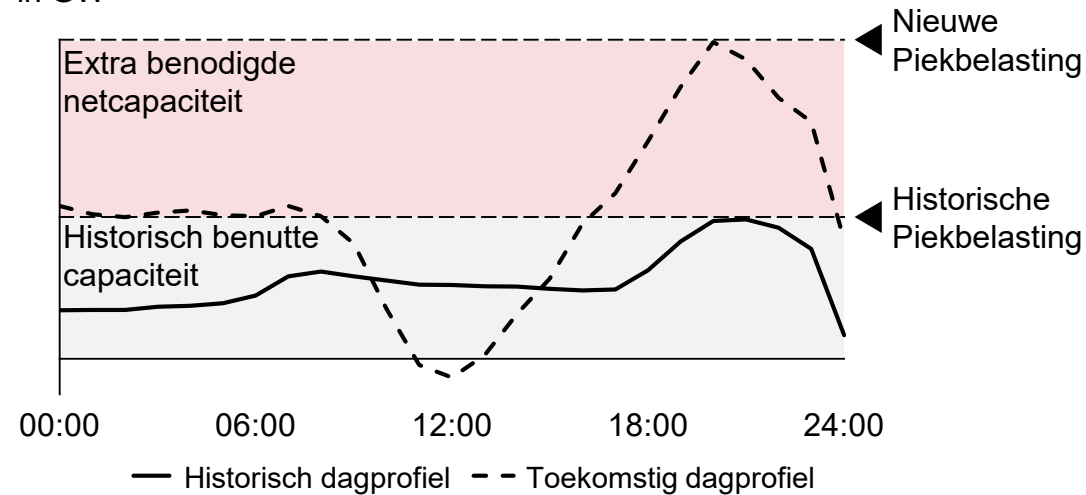
- TenneT is wettelijk verplicht om het Net op Zee aan te leggen ten behoeve van de aansluitingen van windparken
- Alle Net op Zee projecten vallen onder de rijks coördinatie regeling (RCR) waarbij er tijdens de bouwfase al wordt vergoed voor vermogenskosten over het onderhanden werk van betreffende investeringsprojecten
- De kosten van het Net op Zee worden via twee fases vergoed, waarbij de eerste fase wordt gefinancierd uit subsidie van de rijksoverheid en de tweede fase uit de transporttarieven. Deze transporttarieven worden voor een groot deel betaald door de RNB's, die dit vervolgens via de tarieven doorberekenen aan de eindgebruikers
- Over fase 2 moet nog een besluit worden genomen m.b.t. het Klimaatakkoord
- Naast investeringen door Wind op Zee, moet TenneT ook investeringen doen op land, onder meer om de opwek op zee af te kunnen voeren naar de diverse provincies

Door toenemende vraag en een ander dagprofiel zijn investeringen in het netwerk benodigd

Volatiliteit en flexibiliteit in net

Volatiliteit in dagprofiel huishouden

in GW



Toename van **opwek achter de meter** (zon-pv) leidt tot weersafhankelijke volatiliteit



Toename van elektrisch vervoer leidt tot toename van elektriciteitsgebruik na ochtendspits en in de avond vanwege het **opladen van voertuigen**



Huidige **sturing & regelgeving** laat direct salderen van opgewekte energie toe en stuurt niet op moment en hoogte van energieverbruik

Benodigde flexibiliteit



Opslag

- Opslaan van overproductie om balans op net te kunnen handhaven – bijvoorbeeld in batterijen of zoutsystemen
- Huidige techniek geschikt voor dag/ nacht spread, niet voor zomer/ winter spread



Interconnectie

- Benutten van internationale verschillen in elektriciteitsmarkt
- Bijvoorbeeld door afwijkende weerpatronen en demand profielen



Curtailing

- Tijdelijk inperken van productievermogen
- Bijvoorbeeld achter de meter in combinatie met opslag of direct op productie



Demand management

- Verplaatsen of elimineren van vraag
- Bijvoorbeeld door EV's enkel in daluren te laten laden

Het gasnetwerk zal een andere rol krijgen dan in het verleden en het aantal verbruikers gaat afnemen

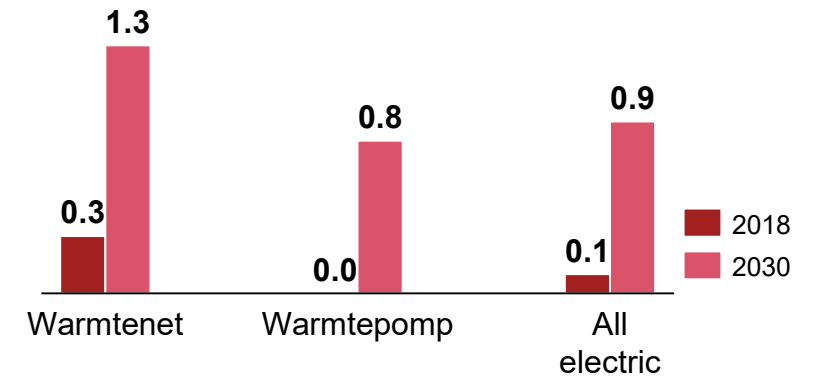
Energietransitie zal leiden tot alternatieve aanwending en / of afschaling

Observaties

- Voor gas geldt een andere dynamiek dan voor elektriciteit. De gebouwde omgeving gaat afschalen van het aardgas en de verwachting is dat – naast de volledig aardgasvrije nieuwbouwwijken – reeds in 2030 c. 1,5 mln bestaande woningen worden verduurzaamd via warmtenetten (bijv. stadsverwarming), warmtepompen of overstappen op elektrische warmtebronnen
- Ook de industrie zal haar warmte op alternatieve wijzen moeten aanwenden. Elektrificatie van warmte kan daar slechts deels worden ingezet. De verwachting is dat ook waterstof hier een belangrijke rol gaat krijgen, naast groen gas
- Hoewel er veel onzekerheid is over het tempo van de transitie, is de in dit onderzoek meegenomen verwachting dat het aantal aansluitingen bij de RNB's (dus excl. GTS) zal dalen met c. 45% tot 2050. Dat betekent ook dat de kosten van het gasnetwerk door minder eindverbruikers gedragen zal worden en dus dat per verbruiker het tarief stijgt
- Het deel van het gasnetwerk dat niet meer in gebruik zal gaan, moet worden verwijderd. Er is veel onzekerheid over de hoogte van de opruimkosten en schattingen variëren sterk. In dit onderzoek zijn opruimkosten beperkt meegenomen. Ook de mate waarin deze kosten worden gesocialiseerd speelt een rol in de tariefontwikkeling

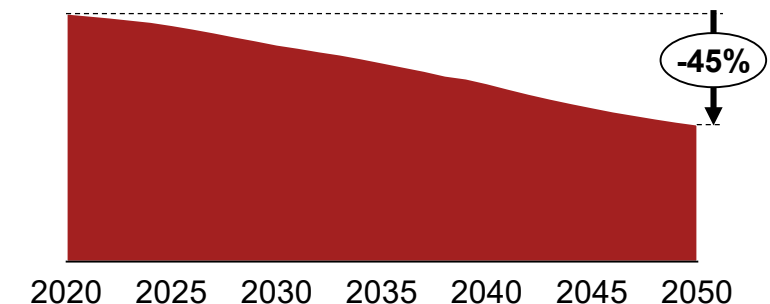
Gebouwde omgeving: warmtevoorziening

Aantal woningen in mln



Prognose aantal aansluitingen RNB's

Gasnetwerken

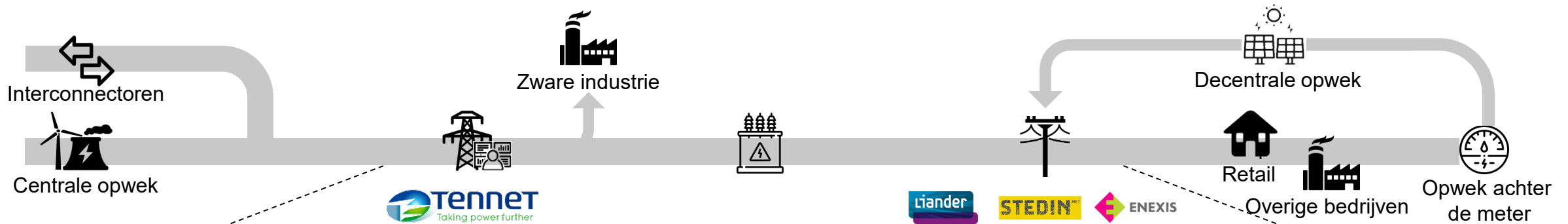


Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

1. Managementsamenvatting
2. Achtergrond bij dit rapport
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. **De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering**
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. Appendix

TenneT beheert het hoogspanningsnet en de RNB's de regionale netten voor gas en elektra. Beide zijn gereguleerd

Overzicht elektriciteitssector



Hoogspanningsnetwerk (>150KV) - TenneT

Distributie (tot 150KV) - RNB's

Rol

- TenneT Beheert het landelijke HS-net en EHS-net en **transporteert elektriciteit** van centrale opwek en interconnectoren naar MS-net en **levert direct aan zware industrie**
- **Balanceert aanbod en vraag** over gehele keten
- TenneT is 100% eigendom van de Nederlandse staat

- Beheert het MS- en LS-net en **distribueert elektriciteit** van HS-net en decentrale opwek **naar eindgebruiker** (huishoudens en bedrijven)
- Verantwoordelijk voor **aansluiten eindverbruikers**
- Provincies en gemeenten zijn eigenaar van de RNB's

Tarief-opbouw

- De inkomsten van TenneT worden bepaald op basis van een **omzetregulering**, gebaseerd op de kosten van TenneT incl kapitaalkostenvergoeding. Volume-effecten spelen daarom geen rol in de bepaling van tarieven. TenneT belast c. 88% van haar inkomsten door aan de RNB's en de rest naar de zware industrie en producenten

- Tariefregulering vindt plaats op sectorniveau, waarbij de totale sectorkosten worden verdeeld naar rato van output over de netbeheerders. Deze 'benchmarking' zorgt ervoor dat bedrijven efficiënt moeten werken. Voor Gas geldt een soortgelijke regulering. Tarieven van RNB's worden doorbelast via de leveranciers van energie

Autoriteit Consument en Markt is de toezichthouder en bepaalt de tarieven / toegestane inkomsten

Netbeheerders hebben te maken met diverse financiële en niet financiële regulering. ACM houdt toezicht

Reguleringskader netbeheerders




ACM toetst kredietwaardigheid van netbeheerders aan de hand van de kredietrating of BFBN ratio's

Netbeheerders moeten bij wet 'investeringswaardig' zijn

Toelichting & implicaties

- Zoals vastgesteld in de BFBN wet moeten netbeheerders kredietwaardig zijn. Investeringswaardig betekent dat de RNB financieel gezond is en naar verwachting aan haar financiële verplichtingen kan voldoen
- Kredietbeoordelaars onderzoeken hoe groot de kans is dat een bedrijf of overheidsinstelling haar financiële verplichtingen niet (meer) kan nakomen. Indien er geen kredietbeoordeling van een erkende kredietbeoordelaar beschikbaar is, dan gelden de bij wet ingestelde financiële ratio's (BFBN ratio's). Deze ratio's borgen in feite hetzelfde als een "investeringswaardige" kredietbeoordeling, zoals die door de kredietbeoordelaars worden afgegeven.
- In de praktijk betekent 'investeringswaardig' dat minimaal een BBB rating moet worden behaald, echter netbeheerders streven naar minimaal een A rating. Een A rating is ook consistent met de parameters van de kapitaalkostenvergoeding in de regulering
- De kredietbeoordelaars hanteren ieder hun eigen methodiek waarbij diverse financiële ratio's worden gemeten en naar kwalitatieve aspecten wordt gekeken. In alle gevallen is een belangrijke indicator de beschikbare operationele kasstromen (FFO) ten opzichte van de schuldpositie
- Een kredietbeoordeling is ook richting de kapitaalmarkt relevant. Bij een lage kredietbeoordeling wordt het moeilijker om geld te lenen en tevens worden de rentelasten hoger

Kredietbeoordelingen

| Rating equivalent | Waardering | Toegang tot kapitaalmarkt/ (rentelasten) | |
|-------------------|----------------------|--|-----------------|
| AAA | 'Investment'- status |  | |
| AA | | | Hoog/ (laag) |
| A | | | |
| BBB | 'Investment'- status | | |
| BB/ B | 'Junk'- status | | |
| CCC/CC/C | | | Laag/ (hoog) |
| D | | | |

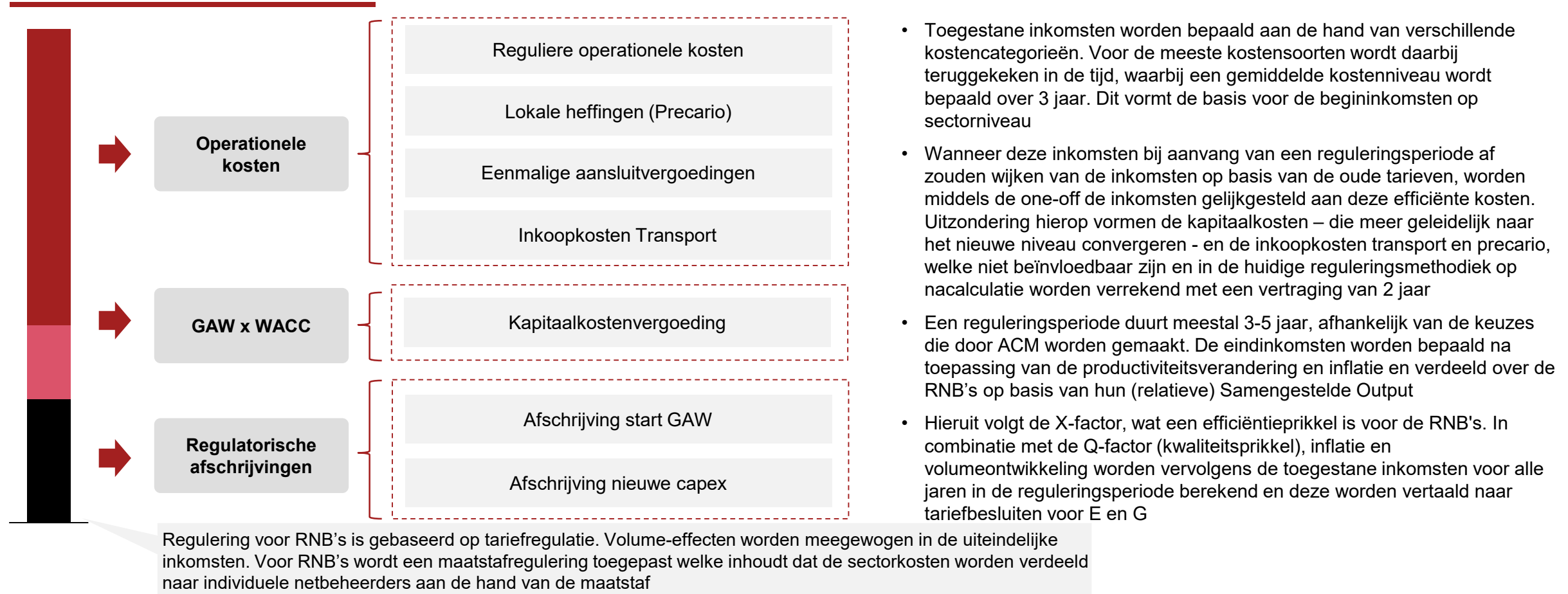
Meerdere factoren zijn bepalend voor de uiteindelijke score / rating:

- 1 Sector
- 2 Winstgevendheid
- 3 Kapitaalstructuur
- 4 Geïnvesteed vermogen

RNB's hebben tariefregulering met benchmarking op sectorniveau

Tariefregulering RNB's

Toegestane inkomsten



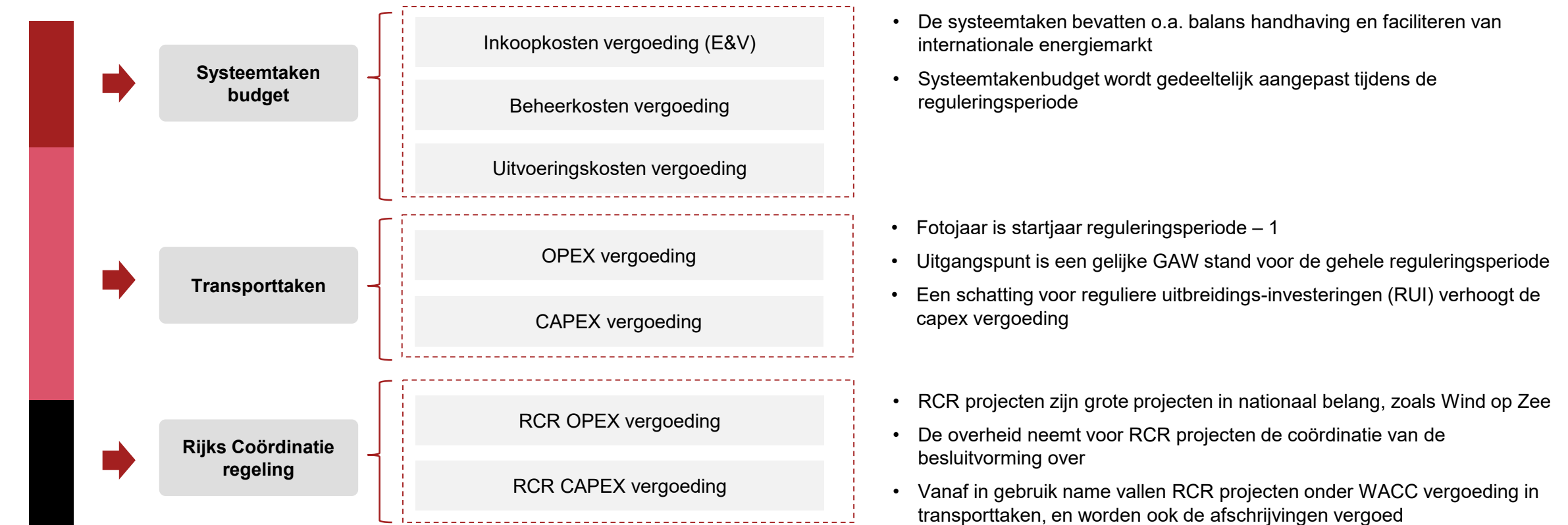
TenneT regulering is o.b.v. omzetregulering, waarbij de maximale toegestane omzet wordt vertaald naar tarieven

Omzetregulering TenneT

Toegestane inkomsten

Categorie

Toelichting



Regulering voor TenneT is gebaseerd op omzetregulering waar tarieven afhangen van maximaal toegestane inkomsten en een verwacht volume, uiteindelijke volumes en volumeverschillen hebben geen invloed op de toegestane inkomsten²

1) 60% van de EHS-beheerkosten worden in de wettelijke formule opgenomen, 40% van de EHS-beheerkosten vallen onder de systeemtaken

2) Dit beïnvloedt wel de IFRS (reported) resultaten, maar onderliggende resultaten niet

Bron: ACM

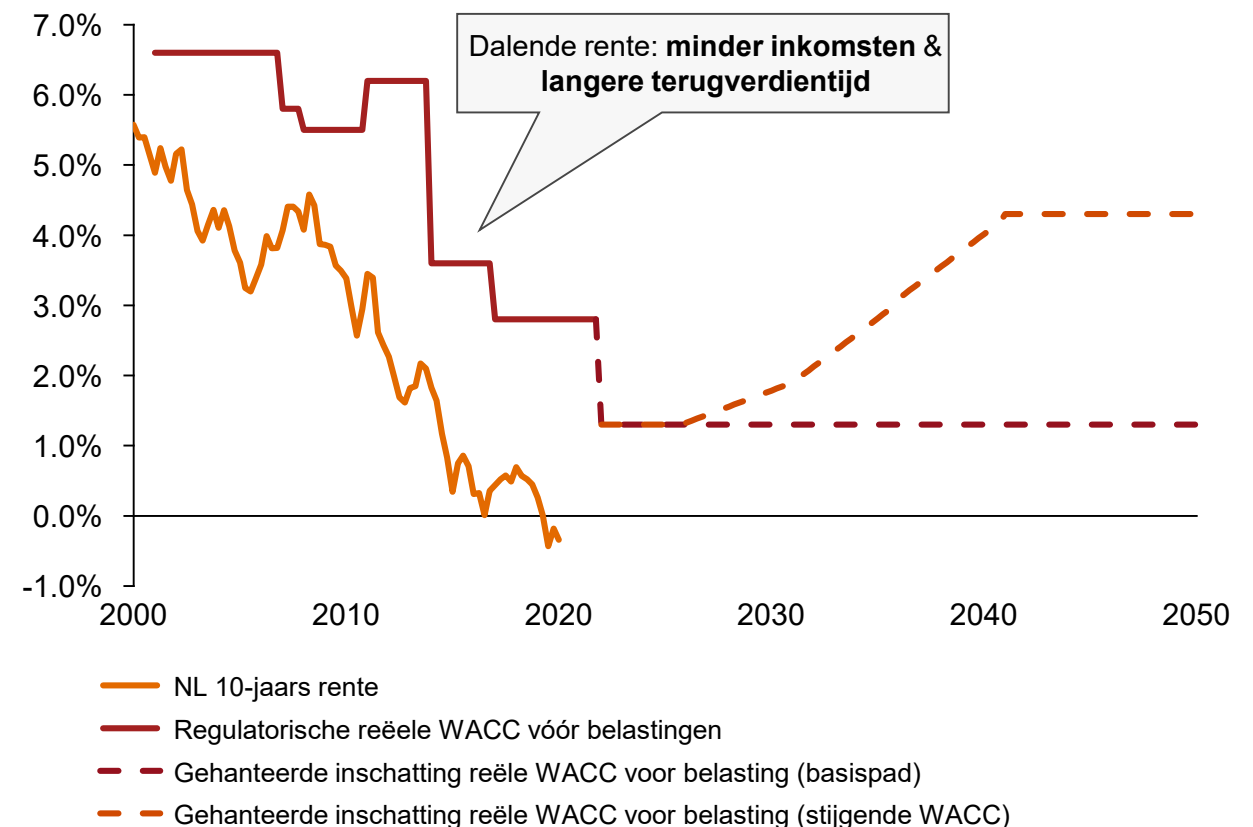
De toegestane inkomsten en tarieven zullen dalen als gevolg van een lagere rentestand

Kapitaalkostenvergoeding - WACC

Toelichting & implicaties

- Zoals wordt toegelicht in de sectie regulering, is één van de elementen in de inkomstenbepaling voor netbeheerders de kapitaalkostenvergoeding (GAW x WACC)
- Een dalende rentestand heeft voordelen, namelijk dat het aantrekken van financiering goedkoper wordt. Echter, voor netbeheerders heeft het ook nadelen. Het betekent dat het rendement op ingebracht eigen vermogen onder druk komt te staan en inkomsten afnemen, en daarmee ook het operationele resultaat en de winst. Dit leidt tot minder ruimte voor nieuwe investeringen en druk op financiële ratio's
- De ACM stelt de kapitaalkostenvergoeding periodiek vast op basis van de ontwikkeling van de rente. De verwachting is dat voor de komende reguleringsperiode de kapitaalsvergoeding naar beneden worden bijgesteld. Wij hebben in het onderzoek aangenomen dat de reële WACC op een zelfde niveau zal uitkomen als de recent gepubliceerde WACC voor GTS ten behoeve van REG2022 (concreet: 1,3%)
- Het is onmogelijk de toekomstige rentestand te voorspellen en daarom wordt vaak uitgegaan van de huidige rentestand. In dat geval zou de WACC structureel laag blijven op 1,3%. De rentestand heeft echter grote invloed op de toegestane inkomsten (tarieven). Hoewel de WACC ook verder kan dalen hebben wij in dit rapport alleen een hogere WACC als sensitiviteit meegenomen. Daarbij hebben we verondersteld dat de rente geleidelijk groeit naar een 'natuurlijk' niveau van inflatie (1,7%) plus een reële rente van 1,0 -1,5%. Dit leidt tot een reële WACC van 4,3%

Dalende Reële WACC en Rente¹ (%)



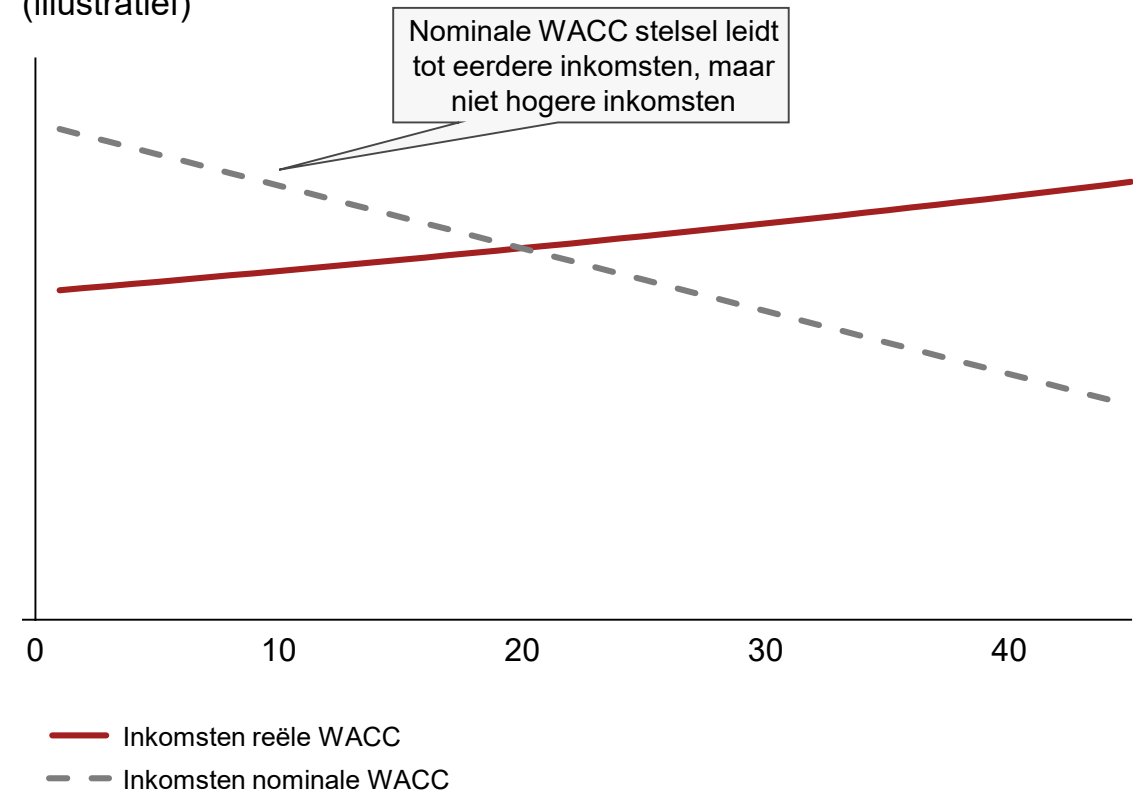
Invoering van een nominaal WACC stelsel kan helpen bij de financieringsopgave, doordat inkomsten worden vervroegd

Nominaal vs. reëel stelsel

Toelichting & implicaties

- Kapitaalkosten worden aan de netbeheerders vergoed en bestaan uit een afschrijvingscomponent en een rendement op de gemaakte investering. Hierdoor is een netbeheerder in staat om de investering terug te verdienen inclusief kosten van kapitaal
- Op dit moment is er sprake van een reëel stelsel. Daarin krijgen netbeheerders vergoeding op basis van een WACC excl. inflatie en worden activa jaarlijks geïndexeerd, waardoor de afschrijvingscomponent jaarlijks hoger wordt. Daar staat tegenover dat het aanvangsrendement lager is
- Een mogelijke overgang naar een nominaal stelsel zou inhouden dat de netbeheerders elk jaar een vergoeding krijgen op basis van een nominale WACC (incl. inflatie) en dat de afschrijvingscomponent over de tijd gelijk blijft
- Invoering van een nominaal stelsel zou leiden tot een verschuiving van inkomsten naar voren, maar niet tot meer inkomsten over de hele periode (de inkomsten vallen zelfs lager uit)
- Invoering van een nominaal stelsel kan daarom helpen bij de financieringsopgave van netbeheerders. In dit onderzoek is het effect op tarieven berekend

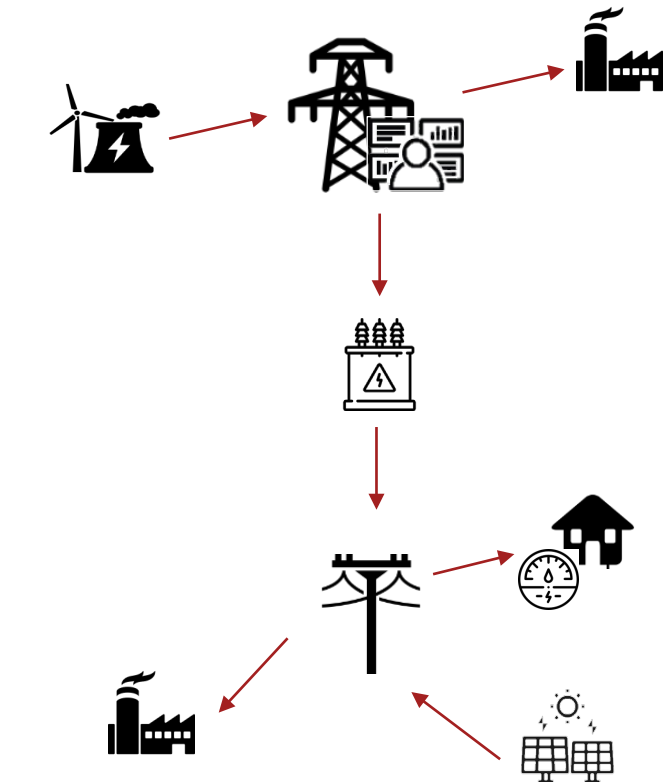
Jaarlijkse omzet onder reële WACC en nominale WACC¹
(illustratief)



Tarieven worden verdeeld tussen verbruikers met als uitgangspunt dat kosten eerlijk worden verdeeld (1/2)

Tariefbepaling is complex, maar is op basis van werkelijk gemaakte kosten en moet transparant zijn

Toelichting & implicaties

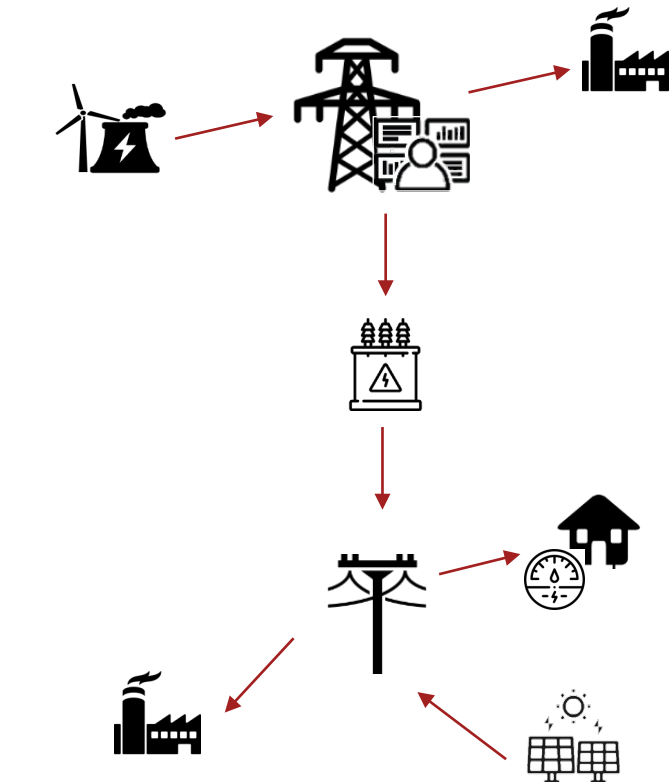


→ Richting netto vraag / aanbod

- TenneT en de RNB's hanteren tarieven die worden vastgesteld door de ACM. Het tarief voor een eindverbruiker met een aansluiting bij de RNB's wordt bepaald aan de hand van de aansluitcapaciteit, die in belangrijke mate bepaald op welk netvlak de verbruiker is aangesloten
- Er wordt voor kleinverbruikers (tot 3x80A) geen rekening gehouden met het daadwerkelijk verbruik. Voor TenneT en grootverbruikers bij de RNB's ligt dit anders, waarbij er grofweg 50% van de inkomsten gebaseerd zijn op de maximale aansluitingscapaciteit en 50% van de inkomsten worden bepaald aan de hand van het (vooraf ingeschatte) piekverbruik
- Voor alle netbeheerders geldt dat de kosten zo eerlijk mogelijk moeten worden verdeeld over de verschillende verbruikers. Dat gebeurt op basis van een inschatting van de kosten per netvlak (bijv. EHS-net, HS-net TS/MS-net en LS-net)
- Het cascademodel zorgt ervoor dat de kosten van een net op een hoger spanningsniveau worden toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau, naar rato van het aandeel in de totale afname van energie en/of vermogen van het hogere netvlak. Dit zorgt er dus voor dat huishoudens ook hun eerlijke deel bijdragen in de kosten van het hoogspanningsnet
- RNB's zijn klant bij TenneT. Circa 88% van de totale inkomsten van TenneT worden uiteindelijk doorbelast aan de RNB's, die dat op haar beurt weer doorberekenen aan haar klanten

Tarieven worden verdeeld tussen verbruikers met als uitgangspunt dat kosten eerlijk worden verdeeld (2/2)

Tariefbepaling is complex, maar is op basis van werkelijk gemaakte kosten en moet transparant zijn



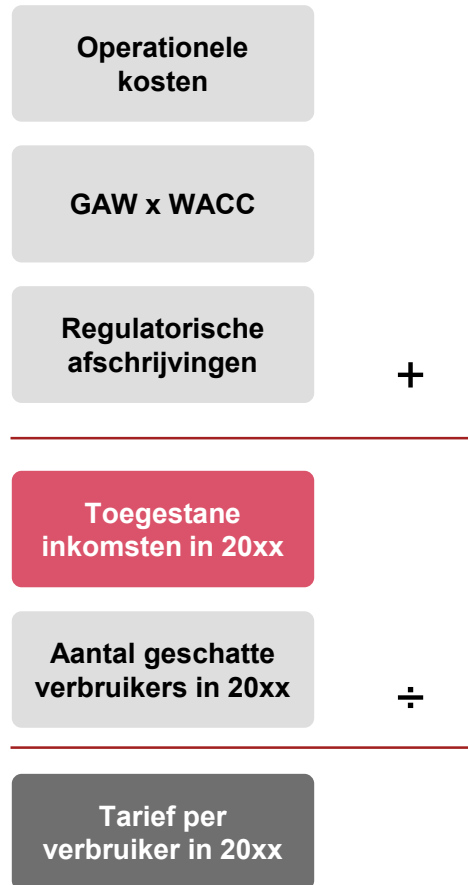
→ Richting netto vraag / aanbod

Toelichting & implicaties

- Producenten betalen geen bijdrage aan het transportafhankelijk tarief. Zij betalen sec een aansluitvergoeding die uitsluitend de directe kosten van hun eigen netaansluiting dekt. Daarmee dragen zij niet bij aan de totale netwerkkosten, omdat in de aansluittarieven hier geen dekking voor is meegenomen. Dit ligt anders voor laadpalen, die worden gezien als verbruiker
- Het is vrijwel niet in te schatten hoe het verbruik tussen diverse verbruikers gaat variëren en daarmee in welke mate kosten op de verschillende netvlakken zich gaan ontwikkelen. Bovendien zorgt het cascademodel uiteindelijk voor een verdeling van deze kosten tussen eindverbruikers
- Naar verwachting zal door relatief hogere investeringen in het hoogspanningsnet, de kosten voor grootverbruikers sneller stijgen dan de kosten voor huishoudens. Dit komt doordat tarief van klanten op het net van TenneT voor 100% bestaat uit kosten van dit net, terwijl het tarief voor huishoudens voor circa 20% bestaat uit inkoopkosten TenneT
- Voor TenneT gelden bovendien diverse onzekerheden. Deze bestaan onder meer uit: de mate waarin toekomstige NoZ investeringen worden gefinancierd (via tarieven of subsidies), de mate waarin veilinggelden kunnen worden ingezet als korting op tarieven na 2024 en onzekerheden met betrekking tot de komende methodebesluiten. Ook voor RNB's gelden bepaalde onzekerheden
- Voor gas is het principe van eerlijke verdeling van de kosten niet anders en hetzelfde uitgangspunt gehanteerd

In dit onderzoek zijn de volgende aannames gemaakt ten aanzien van de tariefontwikkeling

Tariefbepaling is complex, maar is op basis van werkelijk gemaakte kosten en moet transparant zijn



Toelichting & assumpties

- Op basis van het huidige regulatorische framework, de investerings- en kostenprognoses van de netbeheerders en de aanname t.a.v. de WACC vergoeding is een inschatting gemaakt ten aanzien van de toegestane inkomsten per jaar voor TenneT en de RNB's tot 2050
- Wij tonen in dit rapport ook de netbeheerkosten per capita (inwoner). Daarbij is gebruik gemaakt van de prognoses van het aantal inwoners van Nederland zoals deze worden gepubliceerd door het CBS
- Deze toegestane inkomsten worden uitgedrukt in een tarief (netwerkkosten) per verbruiker / aansluiting. De berekende tariefstijgingen zijn berekend door de toename van de kosten te delen op de toename van het aantal aansluitingen. Daarbij zijn de volgende assumpties gehanteerd:
 - Voor RNB - E zal het aantal verbruikers geleidelijk toenemen met 19% in 2050 t.o.v. 2020;
 - Voor RNB - G zal het aantal verbruikers geleidelijk dalen met 45% in 2050 t.o.v. 2020; en
 - Voor TenneT is het aantal verbruikers verondersteld constant te blijven
- Voor het doel van dit onderzoek is de aanname gemaakt dat eindverbruikers die aangesloten zijn bij de RNB's een gelijke tariefontwikkeling kennen. Wel hebben we de tariefontwikkeling op het hoogspanningsnet apart geprognoseerd, aangezien door de investeringen op het hoogspanningsnet deze tarieven naar verwachting harder zullen gaan stijgen. In de RNB tarieven is ook de fair share van de TenneT inkoopkosten meegerekend. Deze is verondersteld constant te blijven op 88% van de inkomsten van TenneT
- Wij hebben geen onderscheid gemaakt in de tariefontwikkeling tussen RNB's onderling, omdat dit effect vrijwel niet in te schatten valt

Dit rapport gaat uit van de volgende hoofdaannames

Overzicht basisaannames

| Parameter | Structureel lage WACC | Stijgende WACC | Toelichting |
|---|--|---|---|
| Investerings | Conform hoofdstuk 5 | Idem | |
| Reële WACC | <i>Daling naar 1,3% en structureel laag</i> | <i>Stijging naar c. 4,3% in 2041 in gelijke tred vanaf 2026</i> | zie appendix voor nader detail |
| Inflatie | Lange termijn c. 1,7% | Idem | Outlook conform ACM REG 2022 |
| Afschrijvingstermijn nieuwe investeringen | 42,5 jaar RNB's TenneT asset specifiek | Idem | Conform huidige mix |
| Rente vreemd vermogen en schuld | <i>1,2% (incl. opslag financieringskosten 0,15%)</i> | <i>Financieringskosten stijgen consistent met de rente</i> | Consistent met ACM WACC REG 2022, op basis van A rating |
| Reguleringsmethodiek | 5 jaars periode | Idem | Conform huidige methodiek |

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

1. Managementsamenvatting
2. Achtergrond bij dit rapport
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. **Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte**
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. Appendix

De volgende leeswijzer licht toe hoe de grafieken op de volgende pagina's geïnterpreteerd dienen te worden

Leeswijzer capex en opex grafieken

• Algemeen

- Cijfers betreffen reële getallen met 2020 prijspeil
- Er zijn geen prijseffecten meegenomen a.g.v. schaarste technisch personeel/ aannemer capaciteit
- Getoonde capex en opex cijfers zijn alleen voor gereguleerd E + G, exclusief meters en niet gereguleerde diensten (bijv. bij reconstructies). In de analyse van financierbaarheid is dit wel meegenomen
- Historische data t/m 2019 zijn o.b.v. Codata
- Prognoses op basis van het klimaatakkoord (zie volgende pagina). Er is zeker onzekerheid over de hoogte van opex en capex, welke wij getracht hebben uit te drukken in gevoeligheidsanalyses. Deze zijn opgenomen in de Appendix van dit rapport
- Inkoop van vermogensdiensten is niet meegenomen in de verwachte kosten

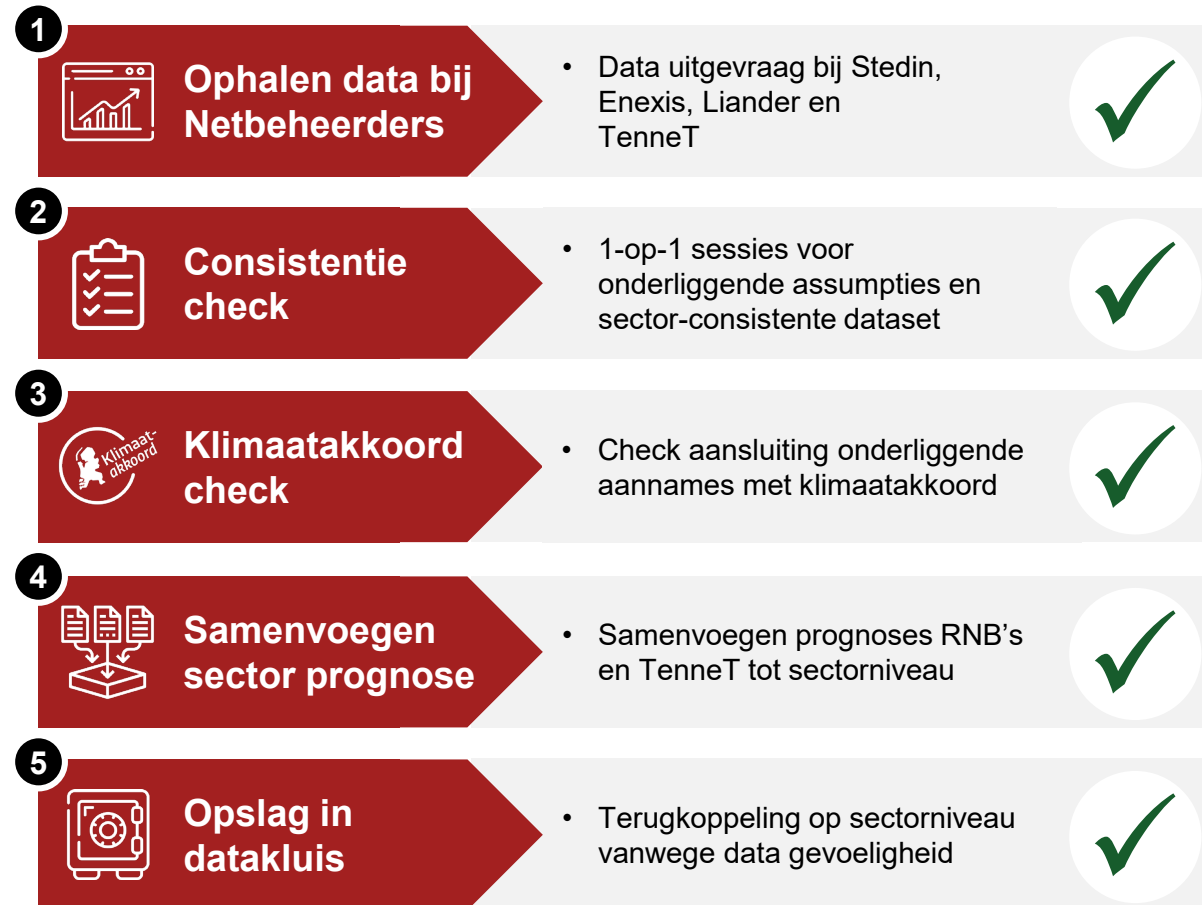
• Capex

- Capex is op netto basis, dus na verrekening van klantbijdragen
- Er is rekening gehouden met “maakbaarheid” op korte termijn, op lange termijn zouden we verwachten dat de markt zich kan aanpassen

Opex

- Operationele kosten betreffen alle kosten exclusief:
 - inkoopkosten transport (TenneT) voor RNB's
 - inkoop bij andere RNB's
 - precario
- Bij TenneT inclusief kosten Energie & Vermogen

Gevolgd proces



Er zijn onzekerheden ten aanzien van de gehanteerde aannames en uitgangspunten

Capex en opex observaties, aannames en onzekerheden

Algemeen

- Huidige investeringen zijn tot stand gekomen op basis van het huidige overheidsbeleid (majeure aanpassingen van het klimaatakkoord of anderszins zijn niet meegenomen), wat met name na 2030 onzekerheid geeft
- Game-changing investeringen (zoals de studie naar een 10 GW windpark NorthH2 door Shell / Gasunie / Groningen) zijn ook niet meegenomen. Er is tevens geen rekening gehouden met de eventuele korte en lange termijn impact van Covid-19

Capex

- Bij bepaling van de investeringen is geen schaarste verondersteld en zijn huidige prijspeilen aangehouden, waardoor schaarste in materialen, personeel en inhuur derden kan leiden tot hogere investeringen dan nu is aangenomen en vertraging ondanks meegenomen maakbaarheid in de prognoses
- Wind op Zee projecten kennen een lange aanlooptijd conform het ontwikkelkader. Na 2030 is er grotere onzekerheid aangezien er nog geen duidelijke agenda voor Wind op Zee gedefinieerd is door overheid
- De rol van waterstof (verwacht na 2030) en de impact daarvan op zowel het landelijk elektriciteitsnet als het gasnetwerk is onzeker

Opex

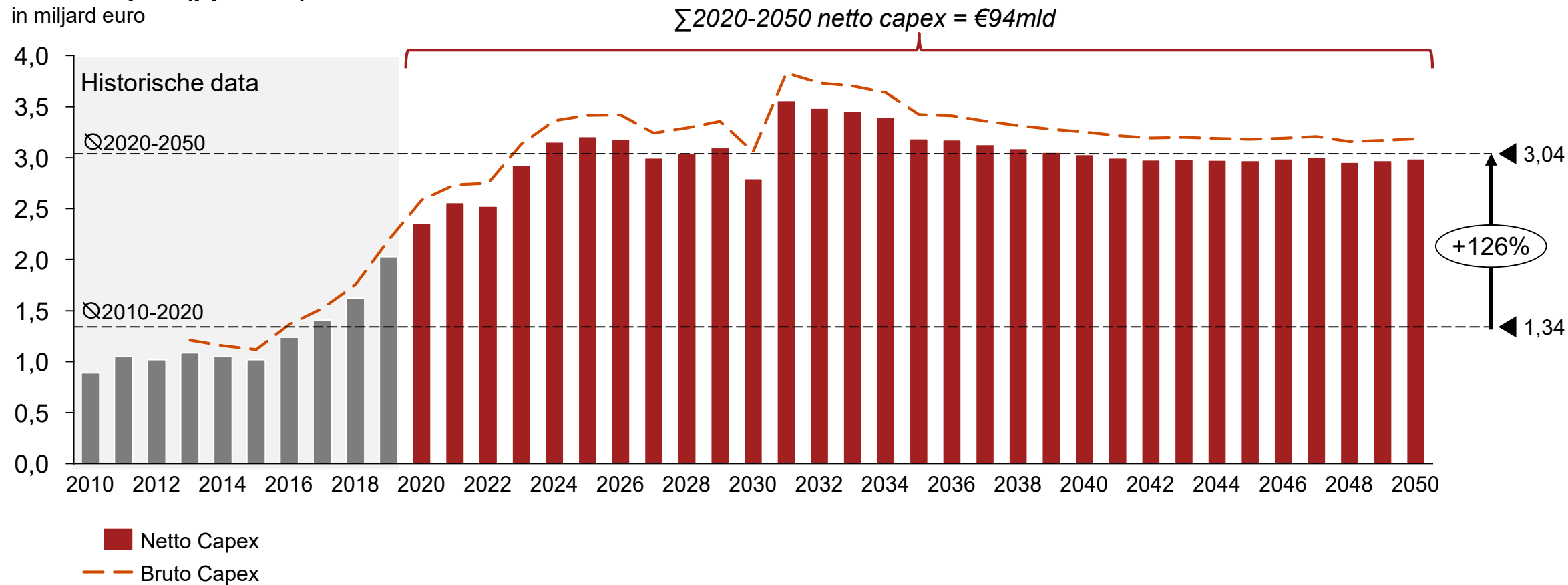
- Schaarste van materialen, personeel en inhuur derden kan tot hogere kosten leiden. Kosten verwijderen gasnetten slechts beperkt meegenomen
- Als gevolg van de eis uit het “clean energy package” moeten TSO's minimaal 70% van de capaciteit beschikbaar stellen voor zone-overschrijdende handel. Hierdoor zullen de redispatchkosten, als onderdeel E&V inkoopkosten van TenneT, volatieler worden naar de toekomst, wat kan leiden tot afwijkende inkoopkosten voor RNB's. Hierbij geldt tevens dat flexibiliteit en congestiekosten van RNB's nog niet goed kunnen worden ingeschat
- Op dit moment worden TenneT's redispatchkosten (critical branch redispatch) uit veilinggelden gefinancierd, waardoor er geen stijging van inkoopkosten TenneT bij RNB's is. Met ingang van 2024 is, als gevolg van toenemende kosten, naar verwachting niet langer sprake van veilingopbrengsten die kunnen worden gebruikt als inkomsten waarmee de tarieven van TenneT kunnen worden verlaagd
- Over fase 2 Net op Zee kosten moet de overheid nog een besluit nemen of en hoe de afspraak in het Klimaatakkoord doorgevoerd gaat worden in de tarieven. Voor deze rapportage is verondersteld dat fase 2 via de tarieven verloopt en fase 1 via de subsidies

Vanaf 2020 tot 2050 investeert de sector ruim €94mld in het elektriciteitsnet, dit is gemiddeld 126% groei t.o.v. 2010-2019

Investerings elektriciteitssector (RNB's en TenneT)

Reële capex (pp 2020) 2010-2050^{1,2}

in miljard euro



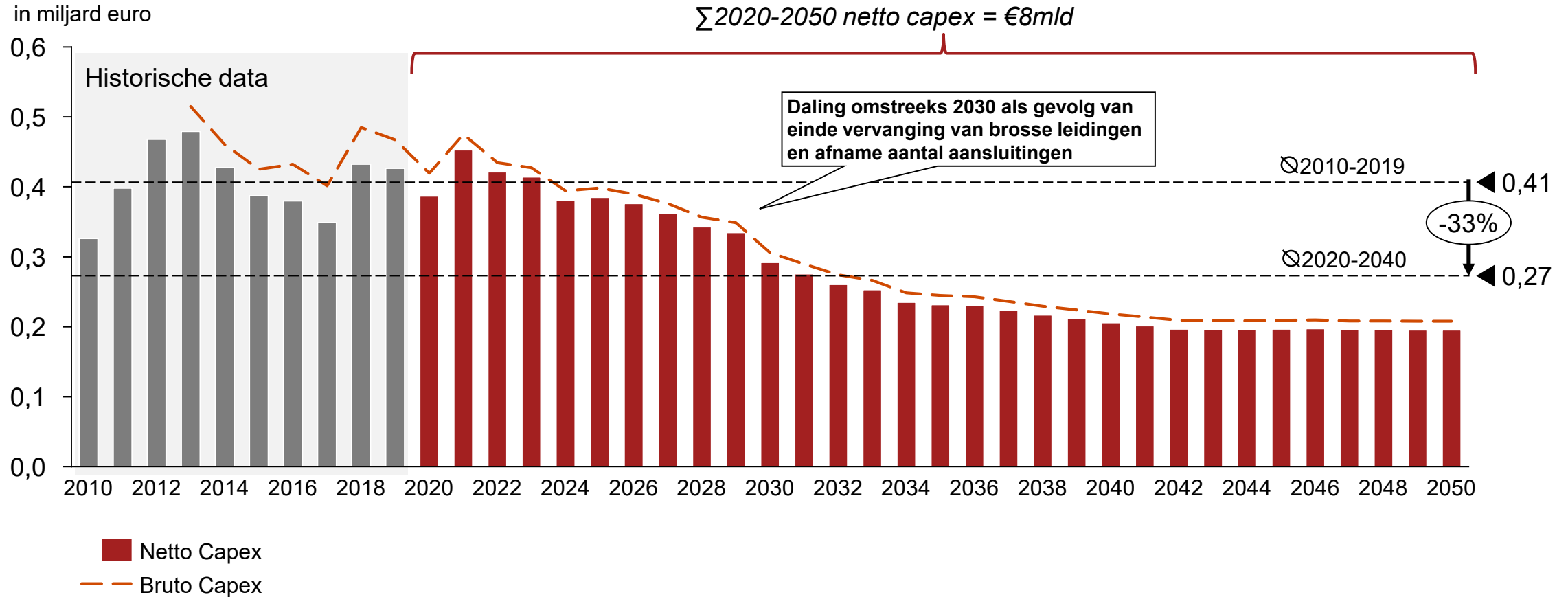
1) Netto getallen zijn investeringen exclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters
 2) Bruto getallen zijn investeringen inclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters
 Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

Investerings in de gasector dalen eerstkomende 10 jaar licht en vanaf 2030 zullen deze fors dalen

Investerings gasector (alleen RNB's, excl GTS)

Reële capex (pp 2020) 2010-2050^{1,2}

in miljard euro



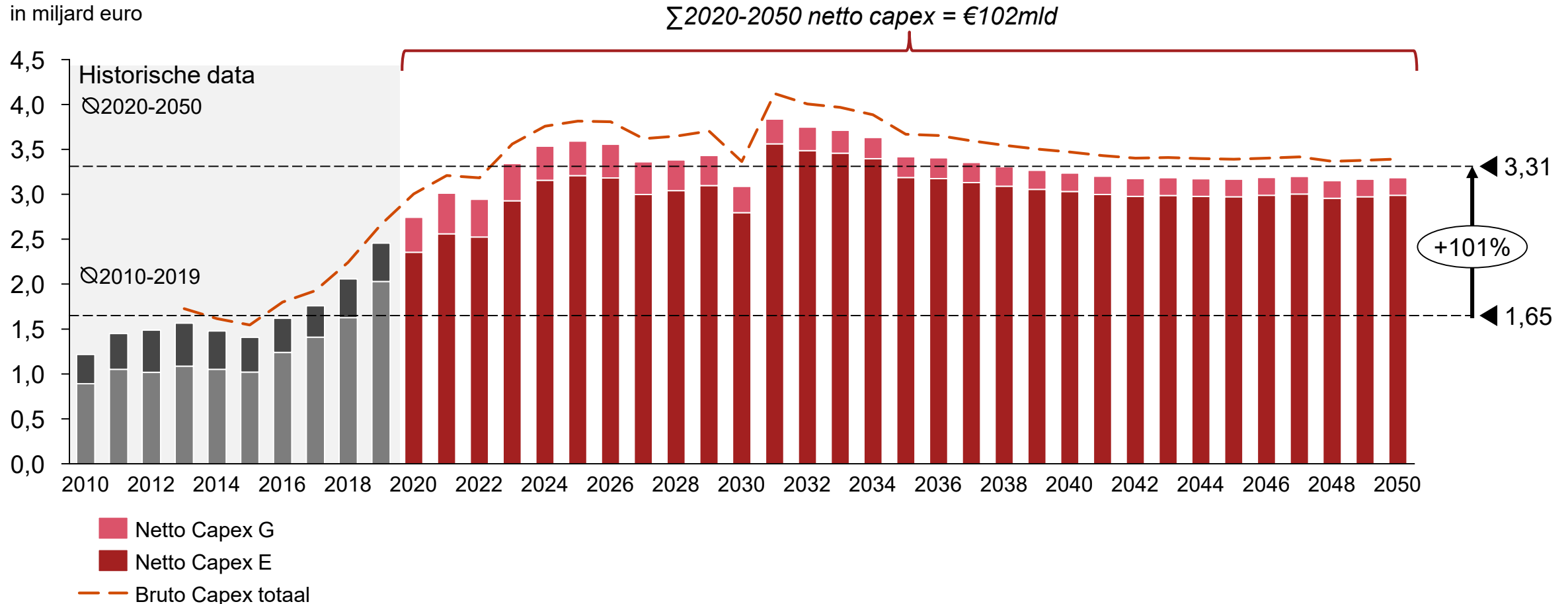
1) Netto getallen zijn investeringen exclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters
 2) Bruto getallen zijn investeringen inclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters
 Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

Gemiddelde reële investeringen in E en G verdubbelen in '20-'30 t.o.v. '10-'19 gedreven door investeringen in E-net

Investerings elektriciteits- & gasector (RNB's en TenneT)

Reële capex (pp 2020) 2010-2050^{1,2}

in miljard euro



1) Netto getallen zijn investeringen exclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters

2) Bruto getallen zijn investeringen inclusief klantbijdragen, exclusief prijseffect, rekening houdend met maakbaarheid, exclusief meters

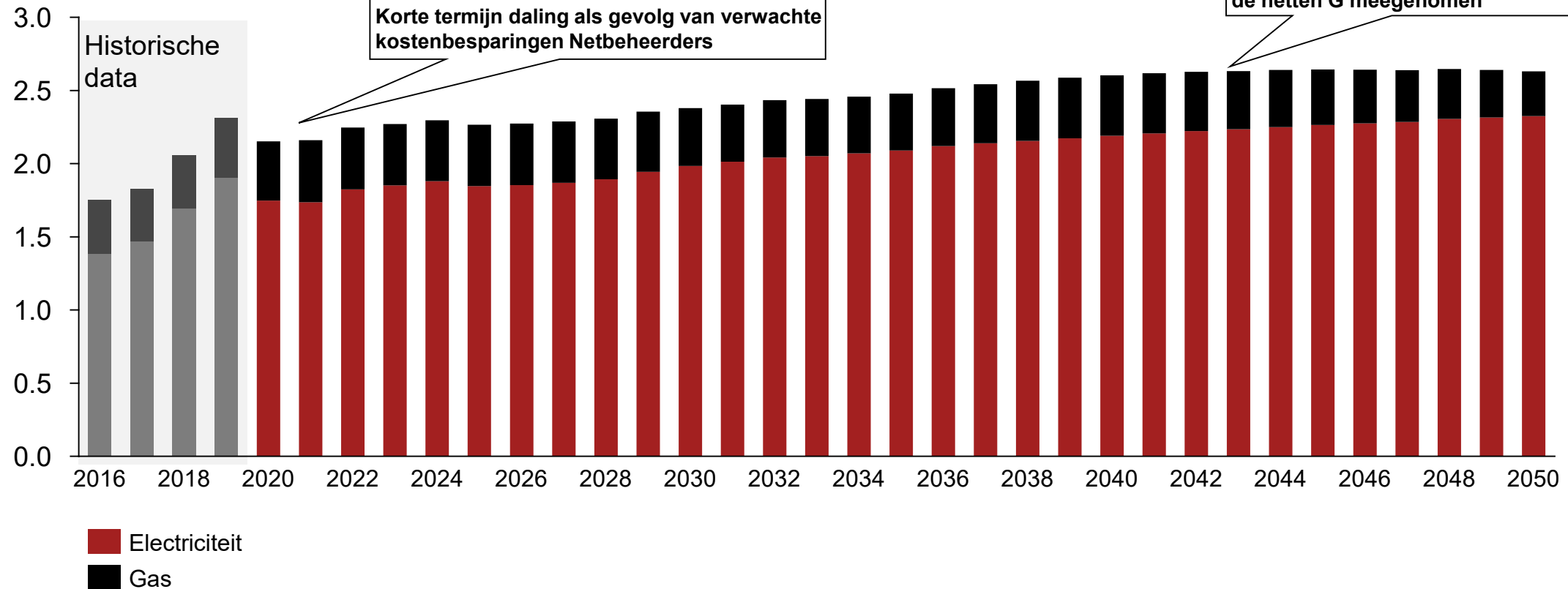
Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

Opex in elektriciteit en gasector stijgt beperkt tot 2050 ondanks significante investeringen in elektriciteitsnet

Opex elektriciteits- & gasector (RNB's en TenneT)

Reële netto opex (pp 2020) 2016-2050¹

in miljard euro



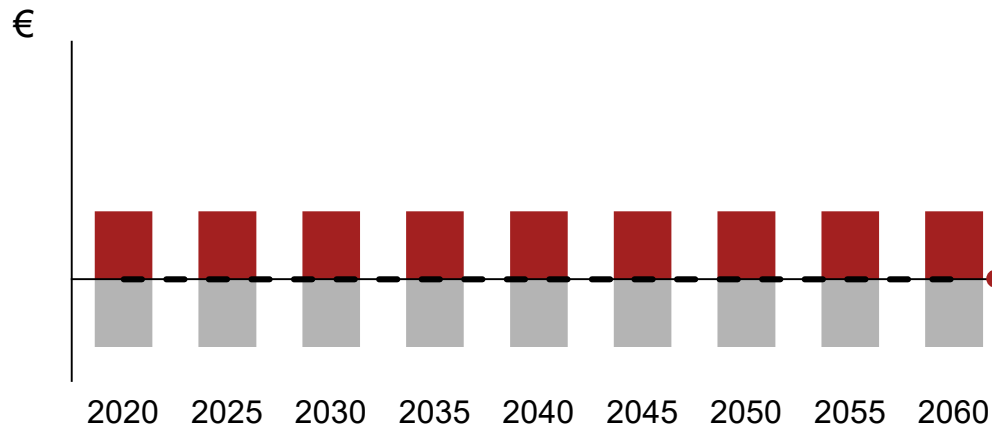
1) Operationele kosten (excl. inkoopkosten TenneT voor RNB's, inkoopkosten RNB's bij andere netbeheerders en precario). Exclusief meters en niet gereguleerde kosten (bijv. reconstructies)

Bron: TenneT, Liander, Enexis, Stedin, ACM, exclusief GTS

Wanneer investeringen sterk stijgen, stijgen de inkomsten niet navenant en neemt de financieringsbehoefte toe

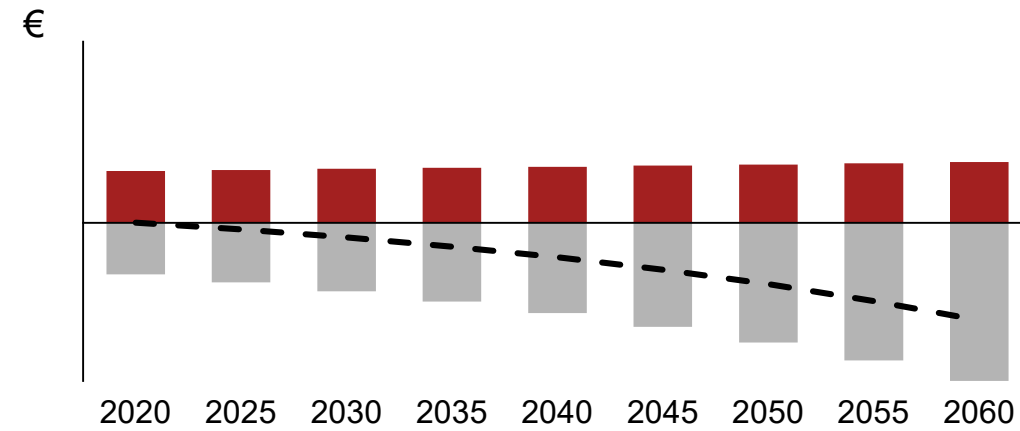
Afschrijfvergoedingen – ideaalcomplex vs. energietransitie – illustratieve weergave

1 Ideaalcomplex¹ : stabiel patroon investeringen



- Netbeheerders krijgen de investeringen vergoed middels een vergoeding van de afschrijvingen
- Bij een stabiel niveau van de investeringen, zijn de jaarlijkse investeringen gelijk aan de jaarlijkse afschrijvingen, dit noemen we een ideaalcomplex. In deze situatie zijn de inkomsten (de afschrijfvergoeding) gelijk aan de uitgaven (de investeringen)

2 Energietransitie¹ : blijvend verhoogde investeringen



- Bij een sterk stijgend niveau van investeringen zullen de inkomsten ook stijgen, maar met een vertraging
- Als dit voor een lange periode zo blijft (energietransitie) dan zal de financieringskloof de komende jaren alleen maar groeien en daarmee de financieringsbehoefte toenemen

— — Financieringsbehoefte ■ Afschrijvingsvergoeding ■ CAPEX

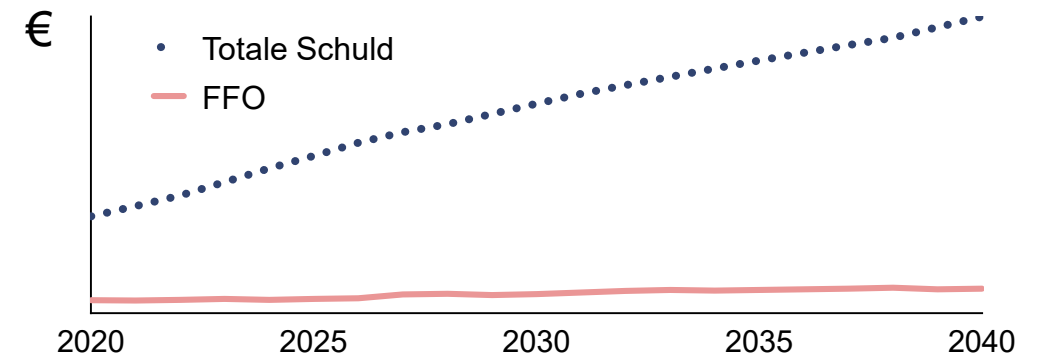
Dit leidt uiteindelijk tot een verslechtering van de kredietratio's

Financieringsbehoefte en ratio's op sectorniveau – illustratieve weergave

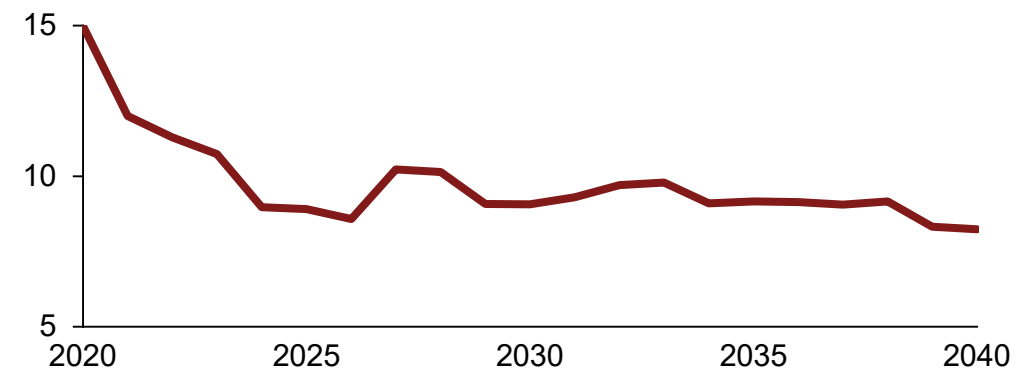
Toelichting & implicaties

- De toename in investeringen leidt niet onmiddellijk tot extra inkomsten (operationele kasstromen), waardoor de financieringsbehoefte toeneemt. Deze behoefte wordt regulier ingevuld door het aantrekken van schuld
- Echter, netbeheerders dienen aan minimale financiële vereisten te voldoen. Een belangrijk criterium hiervoor zijn de beschikbare operationele kasstromen (FFO) ten opzichte van de schuldpositie. Hiermee meet men of de netbeheerders in staat is om op redelijke termijn de schuldpositie te kunnen aflossen
- Wanneer de financieringsbehoefte langdurig toeneemt, zoals op de vorige pagina geïllustreerd, neemt ook de schuldpositie toe. De operationele kasstroom nemen echter niet in een gelijk tempo toe, waardoor de ratio's onder druk komen te staan
- Hierdoor komt de kredietwaardigheid en daarmee het vermogen om meer schuld aan te trekken in gevaar. Bovendien zullen rentelasten stijgen. In het ergste geval kan de RNB niet meer investeren en moet een herstelplan worden ingediend

Energietransitie: FFO en Totale Schuld ¹



FFO / Totale schuld ratio ¹



1). Illustratieve weergave, geen werkelijke cijfers gehanteerd
Bron: PwC / Strategy& Analyse

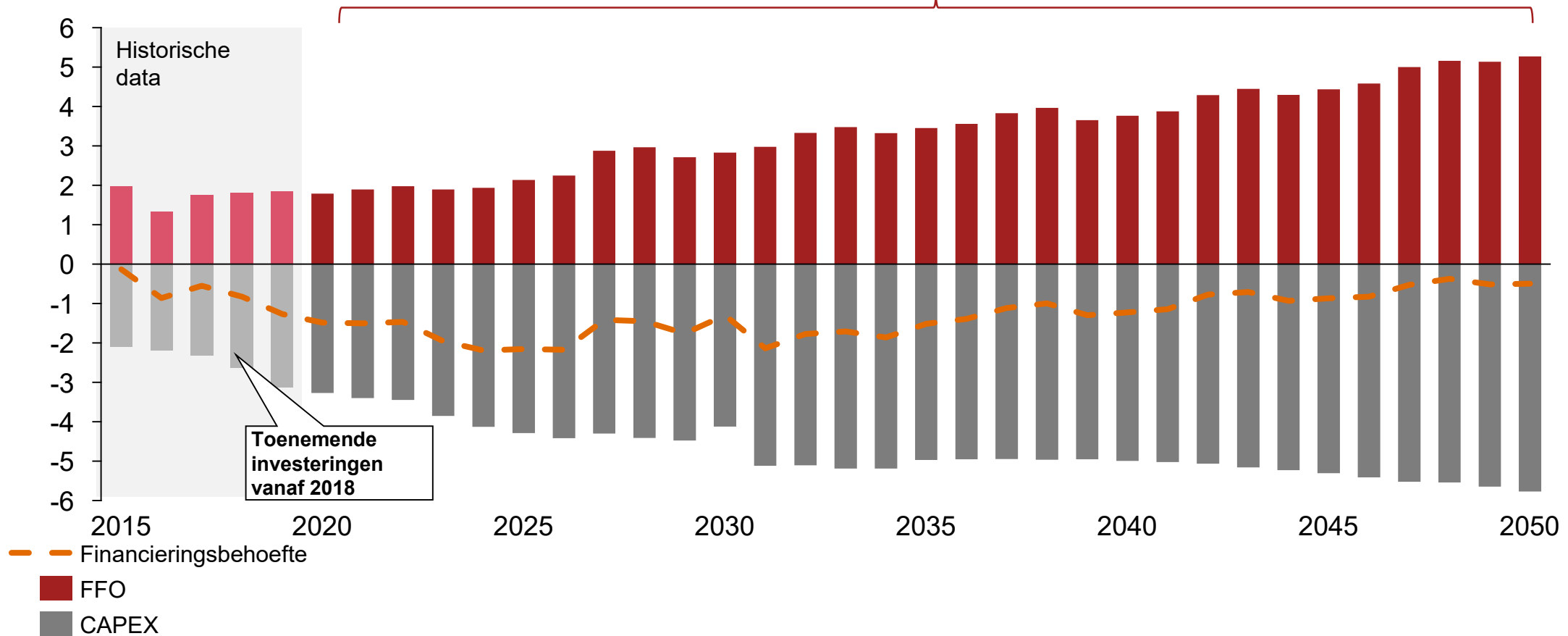
De verwachting is dan ook dat er een continue additionele financieringsbehoefte zal zijn voor de Netbeheerders tot 2050

Op basis van scenario: 'structureel' lage WACC

Nominale netto capex en FFO 2020-2050

Nominaal in miljard euro

$\Sigma 2020-2050 = €41\text{mld}$ financieringsbehoefte¹



Bron: PwC / Strategy& analysis, historische data op basis van TenneT TSO jaarrekening en S&P rating rapporten

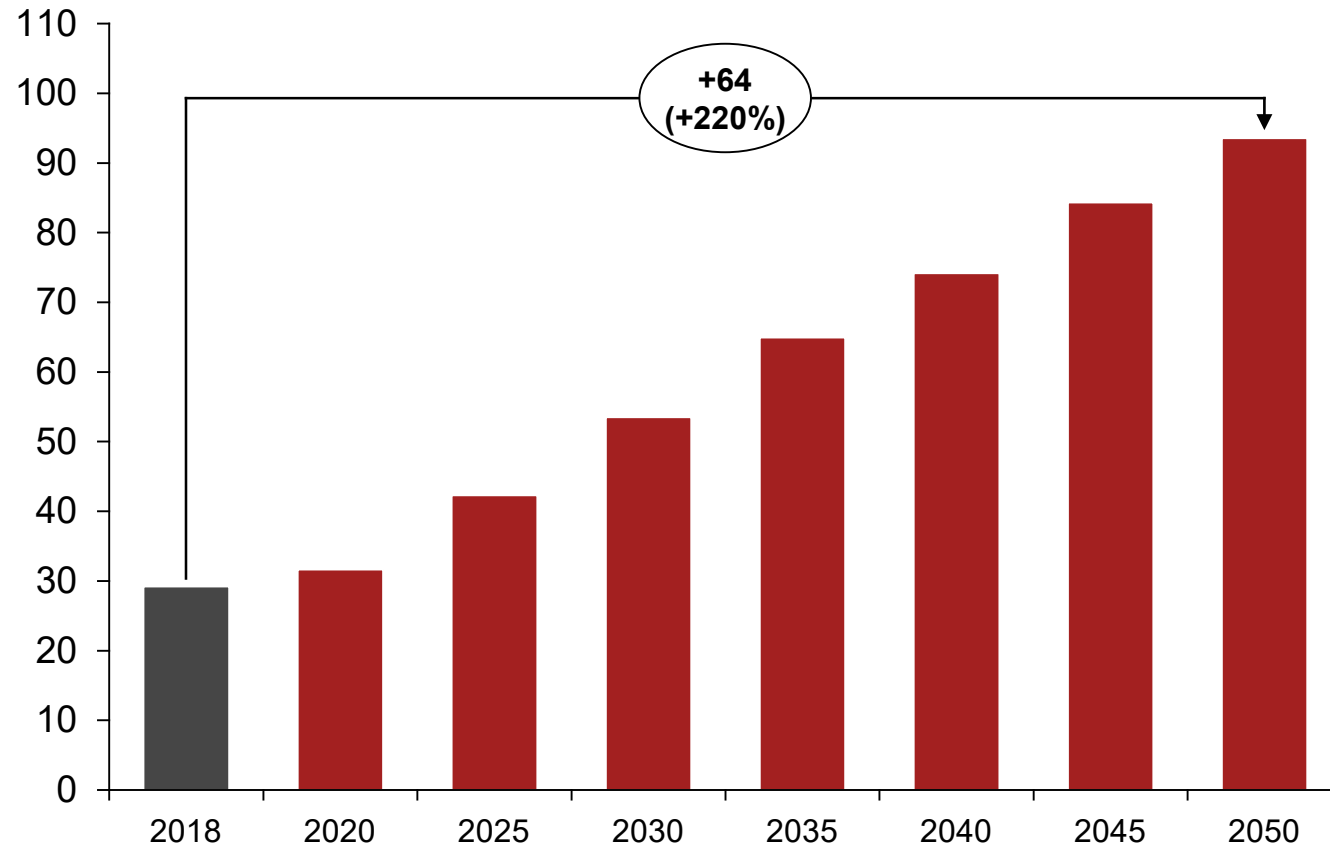
1) Te financieren met vreemd en eigen vermogen, exclusief dividendverwachtingen van de aandeelhouders

De sectorbalans verdriedubbelt tot 2050, als gevolg van de energietransitie

Boekwaarde sector (RNB's en TenneT)

Ontwikkeling totale activa Netbeheerders (commercieel) ¹

Nominaal in miljard euro



1) Inclusief meters en holding, exclusief GTS en kleinere RNB's
Bron: PwC analyse

Observaties

- Op dit moment bedraagt het balanstotaal van de Netbeheerders in dit onderzoek c. €30 mld
- Als gevolg van met name de investeringen in E zal het balanstotaal over de komende 30 jaar bijna verdriedubbelen en toenemen met €64mld tot in totaal €94 mld
- Uitgaande van een versimpelde aanname dat Netbeheerders 50 - 70% vreemd financieren, zal de schuldenlast c. €30 - 45mld toenemen en zal er grofweg €20 – 30mld eigen vermogen nodig zijn. Deze eigen vermogensbehoefte kan, afhankelijk van het dividendbeleid, deels worden ingevuld met ingehouden winsten
- De uiteindelijke kapitaalbehoefte en optimale verhoudingen met betrekking tot het financieren van investeringen met eigen en vreemd vermogen is per netbeheerder verschillend. Dit is onder meer afhankelijk van de huidige financiële positie, de hoogte en timing van de investeringsopgave voor die netbeheerder en het dividendbeleid

Diverse oplossingsrichtingen zijn nodig voor het financieren van de energietransitie

Consequenties van de energietransitie voor Netbeheerders

- 1** **Investerings verdubbelen, niet alleen op korte termijn**
 - Door de energietransitie is de verwachting dat investeringen zullen verdubbelen op sectorniveau. Er is sprake van een duidelijke trendbreuk met het verleden.
 - De Netbeheerders gaan tot en met 2050 c. EUR 102mld (netto) investeren in het gereguleerde netwerk (excl. meters) voor elektriciteit (TenneT en RNB's) en gas (RNB's excl GTS)
- 2** **Kosten gaan uit voor de baten**
 - Door de huidige reguleringsmethodiek gaan de kosten voor de baten uit. Bij ongewijzigd beleid zal er een jaarlijkse financieringskloof zijn tot 2050
 - De investeringen zullen pas volledig in de tarieven komen na c. 40 jaar onder de huidige methodiek. Er bestaat een cumulatieve financieringsbehoefte van €41mld over de periode 2020 – 2050, exclusief dividendverwachtingen
- 3** **Behoefte aan kapitaal**
 - Op korte termijn (voor 2025) is de verwachting dat kredietratio's (met name de FFO / schuld) door de grenzen zakken, tenzij er additioneel kapitaal wordt aangetrokken of andere oplossingen komen. In elk geval zullen significante kapitaalstortingen nodig zijn om de energietransitie te financieren
- 4** **Oplossingen nodig t.a.v. financieringsbehoefte**
 - Netbeheerders zijn met hun stakeholders (aandeelhouders, ACM, overheid) in gesprek om te kijken naar oplossingen. Deze zien op het aantrekken van additioneel kapitaal, het vervroegen van inkomsten en het verminderen van de investeringsopgave
 - Zo hebben ze bijvoorbeeld de ACM gevraagd om over te gaan op een nominaal stelsel, waardoor inkomsten niet verder naar achter worden verschoven. Dit sluit beter aan bij hoe investeringen gefinancierd worden en vermindert de financieringsopgave met c. €17mld, terwijl het tarieffeffect relatief beperkt is
 - Tevens worden er in overleg met de stakeholders ook plannen gemaakt om de investeringsopgave te verminderen (bijv. het nauw samenwerken met de RES-en ten aanzien van de planning van decentrale opwek)

Oplossingsrichtingen

Aantrekken van kapitaal

Timing van de inkomsten

Verminderen investeringsopgave

Mogelijke oplossingen zijn aanpassing in de regulering, verlagen investeringsopgave en kapitaalinjecties

Toelichting oplossingsrichtingen

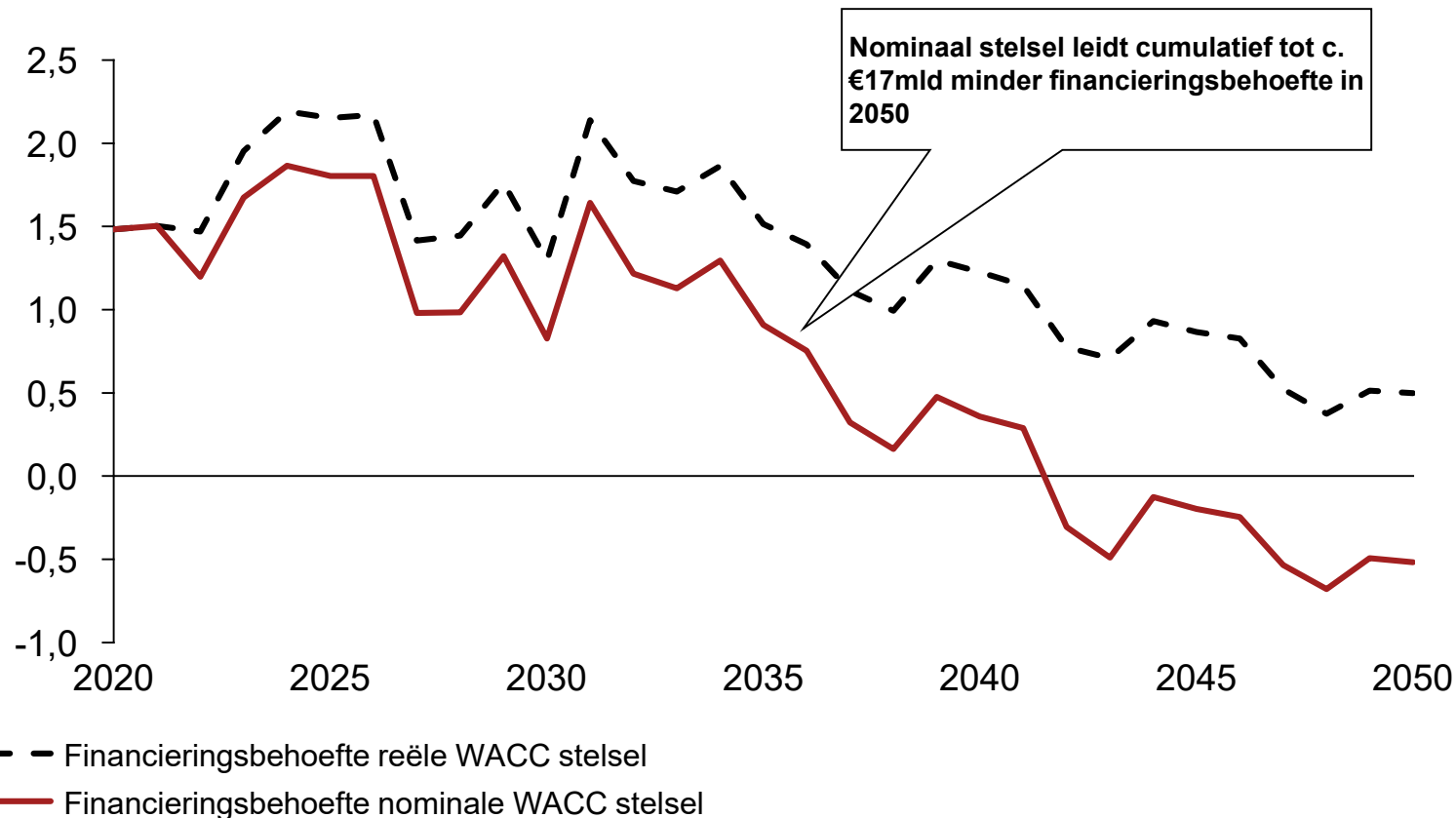
| <u>Draaiknop</u> | <u>Hefboom</u> | <u>Beschrijving</u> |
|------------------------|------------------------------|---|
| Winstgevendheid | Inkomsten | <ul style="list-style-type: none"> Het niet verder naar achter schuiven van de inkomsten, bijvoorbeeld door invoering van een nominaal stelsel, degressief afschrijven of het vooruitkijken in de tarieven kan leiden tot het verkleinen van de financierbaarheidsproblematiek. De ACM en het ministerie zijn hierbij nodig om de regulering te wijzigen Aangezien aandeelhouders normaliter voor een langere termijn investeren, terwijl vreemd vermogen periodiek wordt geherfinancierd, zou het vanuit aandeelhoudersperspectief aantrekkelijker zijn om een meer langjarig gemiddelde kostenvoet voor eigen vermogen te hebben. Dit kan enerzijds tot stabielere inkomsten leiden en anderzijds het aantrekkelijker maken om te investeren voor aandeelhouders |
| | Kosten | <ul style="list-style-type: none"> De hoogte van de investeringsopgave speelt een grote rol t.a.v. de financierbaarheid. Coördinatie tussen partijen, bijvoorbeeld in de RES-en, kan leiden tot significante besparingen. Bovendien kunnen innovaties helpen om investeringen beperkt te houden (bijv. grootschalige opslag van elektriciteit, waardoor balans op het systeem makkelijker te behouden is) Uiteraard dienen netbeheerders ook efficiënt te werken en hun operationele kosten beperkt te houden. Echter efficiëntie leidt in de huidige reguleringssystematiek niet tot lange termijn meeropbrengsten voor RNB's, slechts tot een verschuiving tussen RNB's en uiteindelijk minder inkomsten voor de sector. Tevens zijn sedert de invoering van de regulering RNB's al c. 40% efficiënter geworden |
| Financiering | Dividend | <ul style="list-style-type: none"> Het naar beneden bijstellen van dividend speelt kapitaal vrij voor investeringen. Gezien de verhouding van de betaalde dividenden tot de financieringsbehoefte is dit echter ontoereikend. Bovendien vormen dividend betalingen een betrouwbare inkomstenbron voor lokale overheden, welke zij niet gereduceerd willen zien |
| | Kapitaal-injectie | <ul style="list-style-type: none"> Lokale overheden zijn aandeelhouders in netbeheerders. De staat is aandeelhouder in TenneT Rentestanden zijn historisch laag en voor het Rijk en gemeentes/provincies met financiële ruimte of leencapaciteit vormen kapitaalinjecties in de netbeheerders een relatief veilige investering door het reguleringskader Maatwerk is nodig, aangezien iedere netbeheerder een andere startpositie en investeringsbehoefte kent |
| | Nieuwe aandeelhouders | <ul style="list-style-type: none"> Nieuwe aandeelhouders – bijv. pensioenfondsen – zouden ook een rol kunnen spelen bij de financiering van de energietransitie voor netbeheerders. Op dit moment is privaat eigendom echter niet toegestaan, waardoor een wetswijziging nodig zou zijn om dit mogelijk te maken |

Indien voor zowel E als G een nominaal stelsel wordt ingevoerd, neemt de financieringsbehoefte aanzienlijk af

Op basis van scenario: 'structureel' lage WACC

Financieringsbehoefte 2020-2050 in nominaal vs. reëel stelsel

in miljard euro per jaar



Observaties

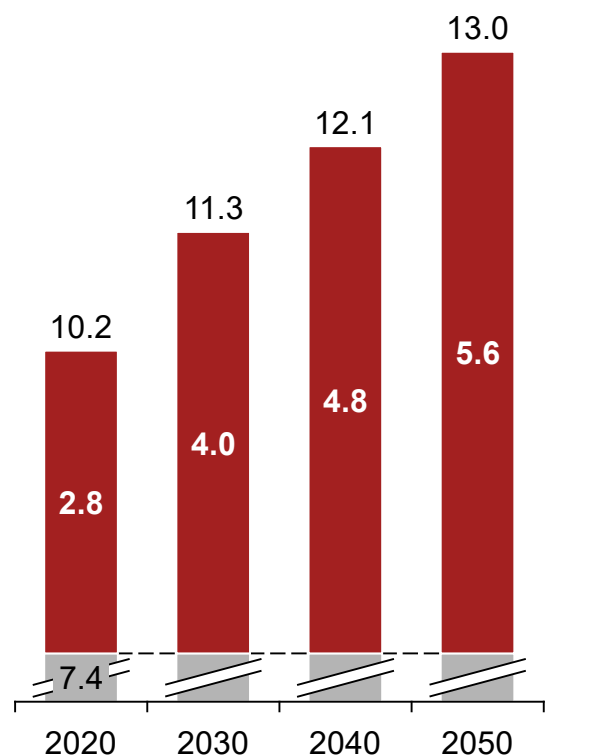
- Indien het reële WACC stelsel zou worden vervangen door het nominale WACC stelsel voor zowel E als G dan neemt de cumulatieve financieringsbehoefte voor de Netbeheerders over de periode 2020 – 2050 met grofweg €17mld af
- Het reële stelsel, zeker in combinatie met een lage WACC en lage inflatie leidt er toe dat de terugverdientijd van investeringen veel langer is dan in vorige reguleringsperiodes. Inkomsten groeien slechts zeer gestaag mee met de investeringstoename en daardoor gaan kosten ruim voor de baten uit. Door de energietransitie waarbij continue hogere investeringen worden geprognoseerd, cumuleert dit effect bovendien
- Uiteraard zijn met betrekking tot de precieze uitwerking van een eventueel nominaal stelsel nog onzekerheden, waardoor het effect hier een schatting betreft
- De tariefimpact van het invoeren van een nominaal stelsel staat op pagina 63 beschreven, maar is beperkt op zowel korte als lange termijn

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

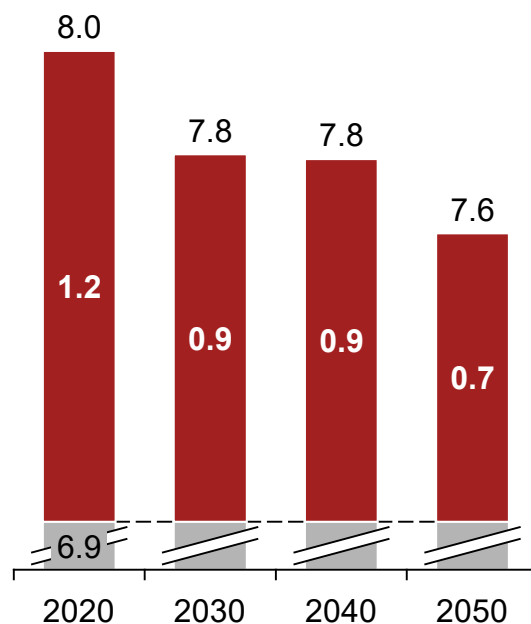
1. Managementsamenvatting
2. Achtergrond bij dit rapport
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
- 6. Ontwikkeling van de tarieven**
7. Appendix

De netbeheerkosten zullen toenemen als gevolg van de energietransitie

Elektriciteit (reëel €mld/ jaar)¹ basispad (lage WACC)



Gas (reëel €mld/ jaar)^{2,3} basispad (lage WACC)



Ontwikkeling netbeheerkosten

- De kosten voor de netbeheerders worden via de nettarieven grotendeels betaald door de afnemers (huishoudens, bedrijven, etc.)
- Op dit moment bedragen de netbeheerkosten voor E en G gezamenlijk ~€4mld per jaar, wat ~25% is van de totale energierekening voor afnemers. In deze energierekening zitten naast netbeheerkosten ook kosten van elektriciteit en gas zelf en belastingen
- De totale netbeheerkosten voor elektriciteit zullen naar verwachting toenemen van €2,8mld nu tot €5,6mld in 2050, ofwel ruwweg een verdubbeling. Tarieven zullen echter niet verdubbelen, omdat het aantal aansluitingen ook toeneemt
- De kosten van gas dalen in reële termen, van €1,2mld nu tot €720mld in 2050. Dit komt onder meer doordat op lange termijn minder wordt geïnvesteerd in het gasnetwerk. Wel is er onzekerheid ten aanzien van de mogelijk alternatieve aanwending van het gasnetwerk op lange termijn
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2020), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie en ook een 'structureel' lage WACC
- Toekomstige ontwikkelingen ten aanzien van energiebelastingen of energieprijzen zijn niet meegenomen in deze analyse

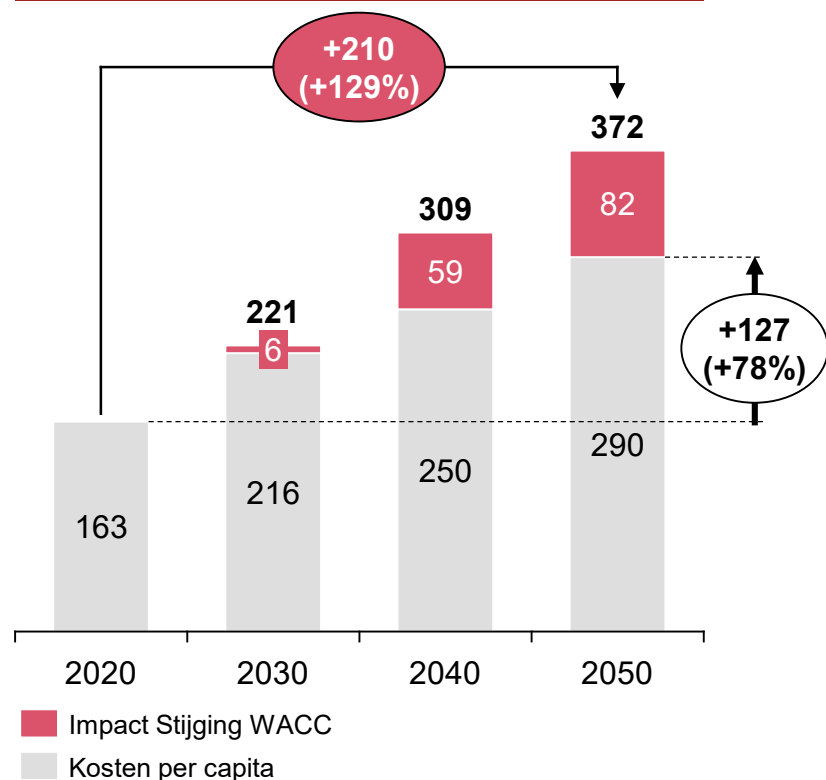
■ Netbeheerkosten 'structureel' lage WACC
■ Belasting en energieprijzen (niet geprojecteerd)

1) Op basis van 67% van de €4,0mld begrote energiebelasting 2020, €40/MWh en 117TWh jaarlijks verbruik
2) Op basis van 33% van de €4,0mld begrote energiebelasting 2020, 1332 PJ Gasverbruik, €15/MWh
3) Hierin is geen mogelijke socialisatie van gasverwijderingskosten meegenomen
Bronnen: ACM, PBL, Rijksoverheid, CBS, PwC & Strategy& analyse

Netbeheerkosten per capita nemen toe van €230 tot €327 per jaar in reële termen in het basispad

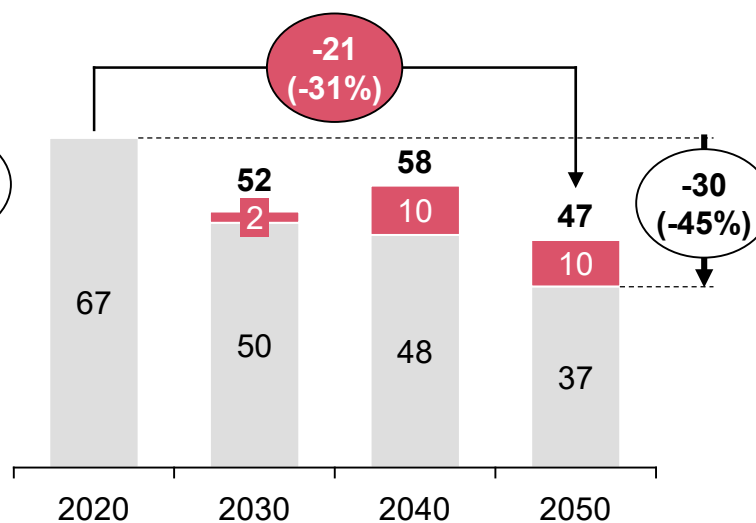
Netbeheerkosten per capita E

Reëel €/ jaar¹



Netbeheerkosten capita G

Reëel €/ jaar¹



Ontwikkeling kosten per capita

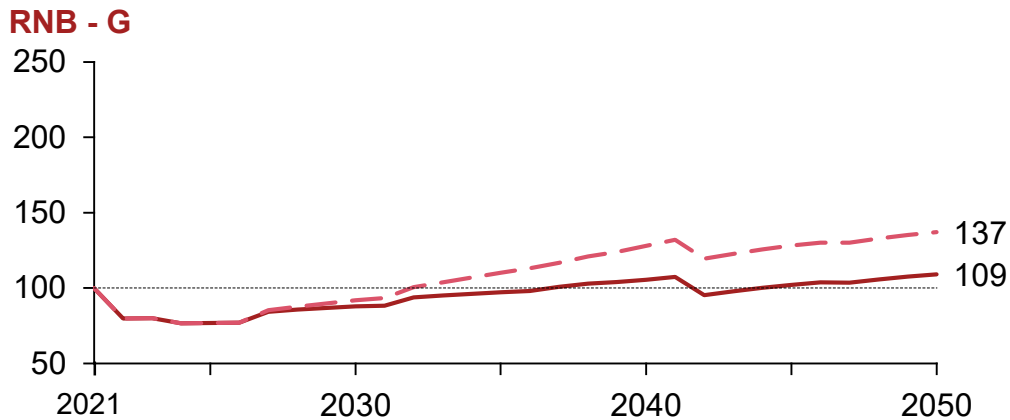
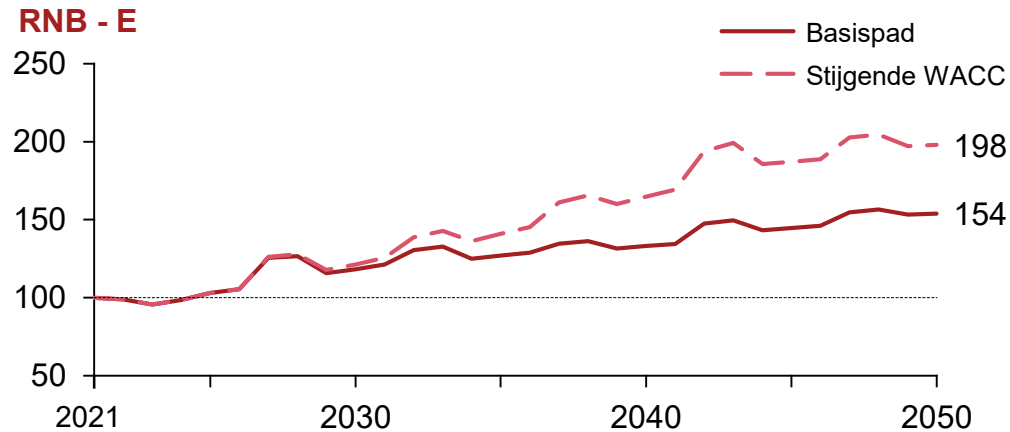
- Eén manier om de kostenontwikkeling uit te drukken zijn de kosten per capita (inwoner), welke niet verward mag worden met de tariefontwikkeling
- Kosten per capita geven weer wat de totale systeemkosten per inwoner zijn, met als achtergrond dat kosten via producten uiteindelijk zullen worden doorberekend aan de consument. Indien bijvoorbeeld de netbeheerkosten toenemen voor bedrijven, dan zullen zij dat op lange termijn waarschijnlijk doorberekenen aan de consument
- Daar staat tegenover dat wellicht andere kosten vermeden worden. Indien de industrie bijvoorbeeld massaal overstapt op elektrificatie van warmte, dan nemen weliswaar de netwerkkosten toe voor elektriciteit, maar nemen andere kosten af (bijv. gasverbruik)
- Per capita zullen de netbeheerkosten voor elektriciteit toenemen van €163 per jaar naar €290 per jaar, ofwel een stijging van 78%. Voor gas zullen de netbeheerkosten per capita dalen van €67 per jaar naar €37 per jaar, ofwel een daling van 45%.

1) Totale kosten RNB (100%) + TenneT (12%) gedeeld door het aantal verwachte inwoners
Bron: PwC / Strategy& Analyse, CBS

Het tarief per aansluiting van RNBs zal daardoor op lange termijn stijgen als gevolg van de energietransitie (1/2)

Ontwikkeling tarief per aansluiting RNB's

Reëel (2021 = 100)¹



Observaties tariefontwikkeling

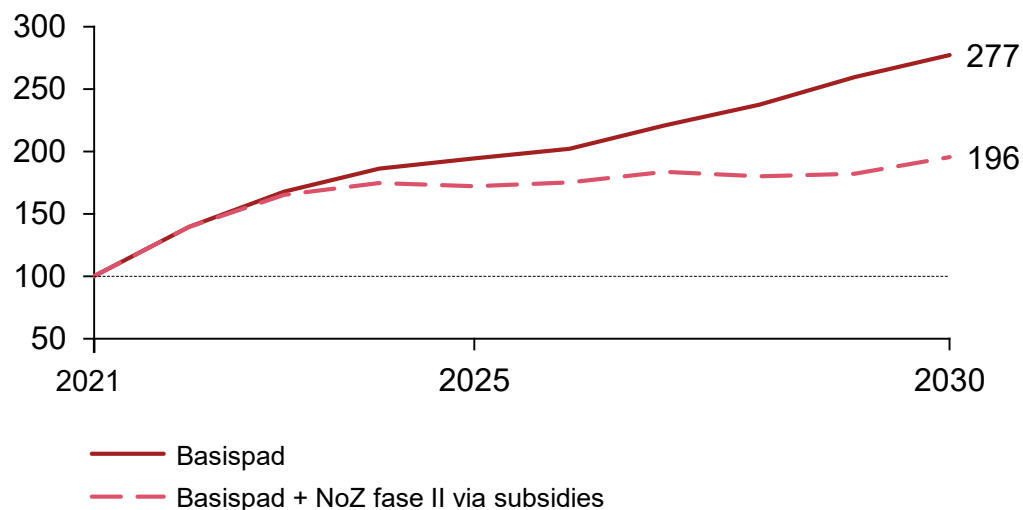
- In het basispad (structureel lage WACC) stijgen de jaarlijkse tarieven per aansluiting uiteindelijk met 54% voor elektriciteit en 9% voor gas in 2050. Deze stijging is uitgedrukt exclusief inflatieverwachting
- In geval van een stijgende WACC nemen de tarieven per aansluiting met respectievelijk 98% en 37% toe voor elektriciteit en gas in 2050
- Een huishouden betaalt in 2021 ong. €440 per jaar voor gas en elektra (sec netbeheerkosten). Indien het huishouden op zowel gas en elektra blijft aangesloten, zou dit inhouden dat het huishouden in 2050 €600 per jaar gaat betalen
- Stijging van netbeheertarief elektriciteit wordt met name gedreven door hogere kosten / investeringen van Netbeheerders, maar het effect wordt deels gedempt door een toenemend aantal aansluitingen (onder meer door bevolkingsgroei waardoor er meer woningen zullen zijn en ruim 1 mln extra laadpalen)
- Stijging van netbeheertarief gas wordt gedreven door een dalend aantal aansluitingen bij beperkt dalende kosten. Een grote onzekerheid op lange termijn betreft het aantal aansluitingen op het gasnetwerk in het kader van de ontwikkeling van stadsverwarming, elektrificatie van warmte middels warmtepompen. In dit onderzoek is aangenomen dat in 2050 het aantal aansluitingen met 45% daalt ten opzichte van 2020
- Op korte termijn (2025) nemen de tarieven voor elektra en gas met respectievelijk 3% toe c.q. dalen deze met 23% bij gelijkblijvende regulering. Dit komt onder meer door:
 - Het wegvallen van precario kosten vanaf 2021 en verwachte kostenbesparingen bij de Netbeheerders ↓
 - Toegenomen inkoopkosten TenneT als gevolg van verrekeningen en hogere investeringsniveaus ↑
 - Een verwachte daling van de kapitaalkostenvergoeding (WACC) ten opzichte van de huidige reguleringsperiode ↓

De TenneT tarieven zullen eveneens stijgen (2/2)

Ontwikkeling tarief per aansluiting TenneT

Reëel (2021 = 100)¹

TenneT



Observaties tariefontwikkeling

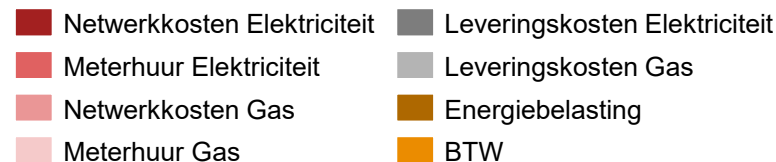
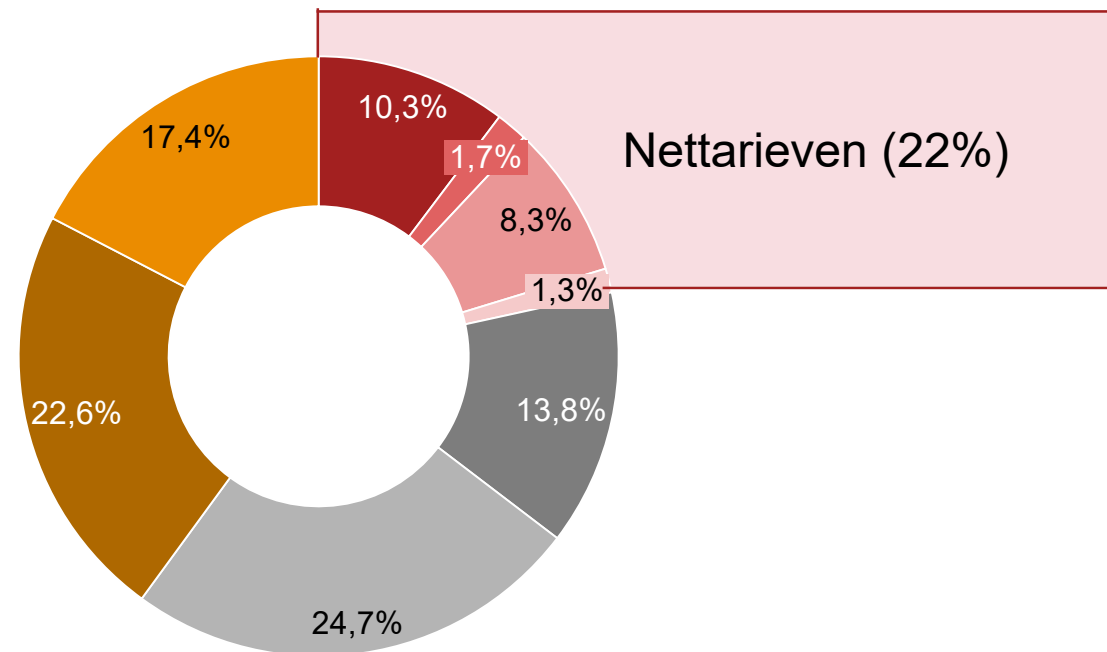
- TenneT berekent haar kosten voor c. 88% door aan de RNB's. De afnemers van RNB's betalen in die zin dus mee aan het TenneT netwerk. De tariefstijging bij TenneT is dus reeds verwerkt in de elektriciteitstarieven van de RNB's op de vorige pagina
- TenneT heeft ook andere klanten, bijvoorbeeld grootverbruikers die direct op het hoogspanningsnet zijn aangesloten. Aangezien de aansluitingen bij TenneT maatwerk zijn, is er niet één tarief maar bestaat dit uit een vastrecht en is het uiteindelijke tarief afhankelijk van de aansluitcapaciteit en de piekbelasting
- Voor TenneT geldt dat de verwachte stijging groter zal zijn dan bij de RNB's. Dit komt doordat de toename van investeringen groter is bij TenneT als gevolg van aansluitingen voor Wind op Zee projecten. Echter, op lange termijn is er veel onzekerheid over de tarieven voor TenneT. Dit heeft onder meer te maken met:
 - De onzekerheid van investeringsprognoses na 2030 als gevolg van onzekerheid t.a.v. verdere uitrol van Wind op Zee projecten en of deze al dan niet via de tarieven of via subsidies worden gefinancierd (zoals voor Net op Zee fase 1 tot op heden het geval is)
 - Hoe om wordt gegaan met de inzet van veilinggelden in de toekomst
 - Algehele onzekerheid t.a.v. regulering en de volumestijging op lange termijn
- In reële prijzen – zonder rekening te houden met inflatie – stijgen de tarieven van TenneT naar verwachting met 177% in 2030. Indien Net op Zee fase II via subsidies wordt verrekend, dan zal de stijging 96% bedragen in 2030
- Vanwege deze onzekerheid is er voor gekozen om in dit rapport de tarieven van TenneT te tonen tot 2030. In de tariefontwikkeling van de RNBs is rekening gehouden met een relatief constant niveau van investeringen voor TenneT na 2030 en tevens van een constante hoeveelheid aansluitingen. Daarnaast is verondersteld dat Net op Zeefase II en verder in de tarieven wordt meegenomen en veilingopbrengsten niet meer in mindering gebracht worden.

Opbouw energierekening voor huishoudens

Energierekening huishoudens

Tarieven voor huishoudens

- Voor een gemiddeld Nederlands huishouden ziet de opbouw van de energierekening op 1 januari 2020 er als volgt uit:
 - 40% van de rekening bestaat uit belastingen (inclusief 'Opslag Duurzame Energie')
 - 38% bestaat uit leveringskosten (prijs van energie)
 - 22% omvat nettarieven (kosten van het netbeheer en de meterhuur)
- Een gemiddeld huishouden betaalt ongeveer €400 - €500 per jaar aan nettarieven (incl. BTW). Dit is afhankelijk van de regio waarin het huishouden zich bevindt en het type aansluiting
- In dit onderzoek is een prognose gemaakt van de netwerkkosten E en G
- De meterkosten zijn niet separaat meegenomen in dit onderzoek, maar kunnen verondersteld worden redelijk constant te blijven en vormen slechts een beperkt deel van de totale kosten

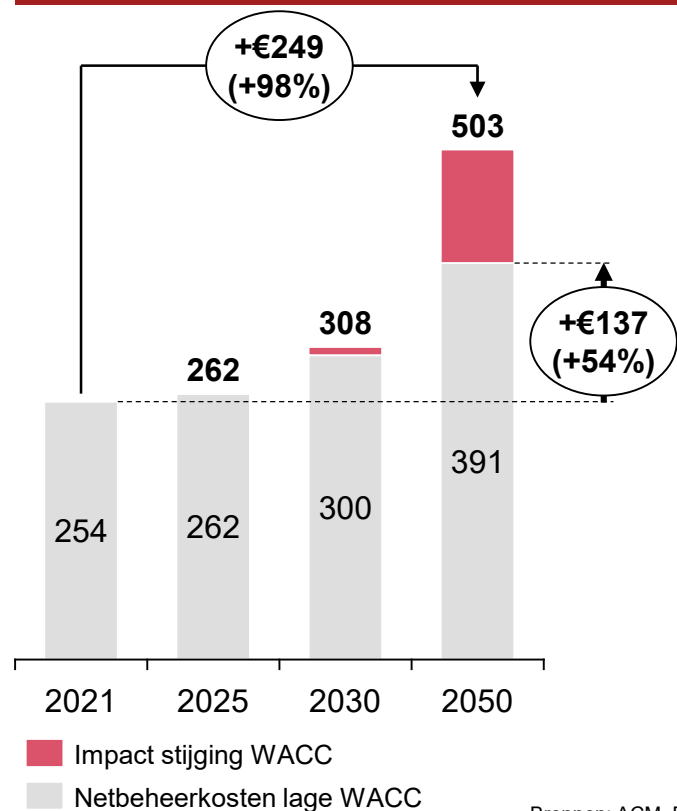


In reële termen zullen de jaarlijkse netbeheerkosten voor huishoudens beperkt stijgen tot 2030

Netbeheerkosten voor consumenten

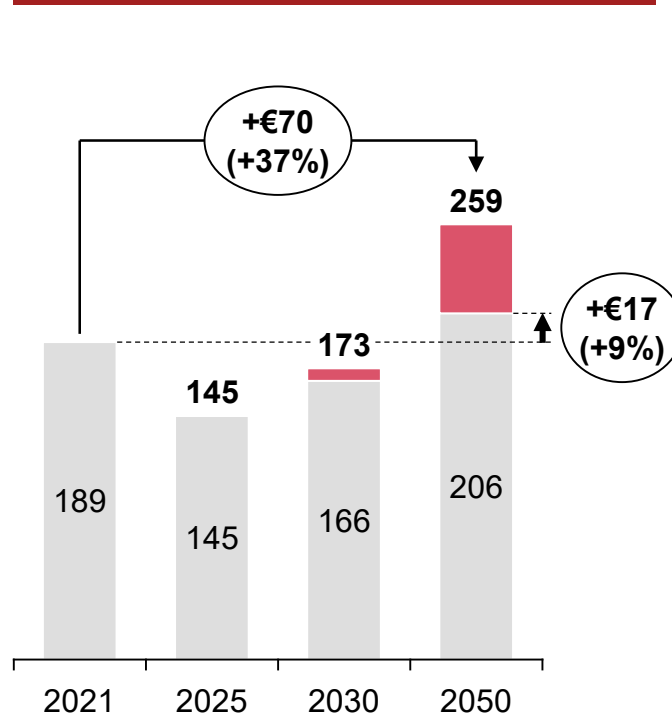
Netbeheerkosten consumenten Elektriciteit (3x25A)

Reëel €/ jaar in pp 2020¹



Netbeheerkosten consumenten Gas (500 – 4000m³)

Reëel €/ jaar in pp 2020²



Impact netbeheerkosten

- Indien wordt uitgegaan van reële prijzen (prijspeil 2020), dan zullen de netbeheerkosten tot 2030 beperkt stijgen en in eerste instantie zelfs licht dalen
- Dit komt door verschillende effecten die impact hebben op elkaar:
 - Toenemende investeringen als gevolg van de energietransitie ↑
 - Dalende WACC vergoeding ↓
 - Wegvallen van precariokosten per 2022 ↓
 - Reeds ingezette kostenbesparingsprogramma's ↓
 - Er worden meer aansluitingen gerealiseerd ↓
- Vanaf 2030 zullen de tarieven voor huishoudens gaan toenemen, omdat de jaarlijkse investeringen in de energietransitie steeds meer gaan meewegen in het tarief. De verwachting is dat bij gelijkblijvende rentestand de tarieven met €137 per jaar zullen toenemen voor elektriciteit en met €17 per jaar voor gas in 2050, ofwel een toename van respectievelijk 54% en 9%
- Een stijgende rente kan in 2050 groot effect hebben op de jaarlijkse kosten voor huishoudens

Bronnen: ACM, PBL, Rijksoverheid, CBS, PwC & Strategy& analyse

1) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte aansluitingengroei voor RNB's van 9% in 2030 en 19% in 2050 t.o.v. 2020

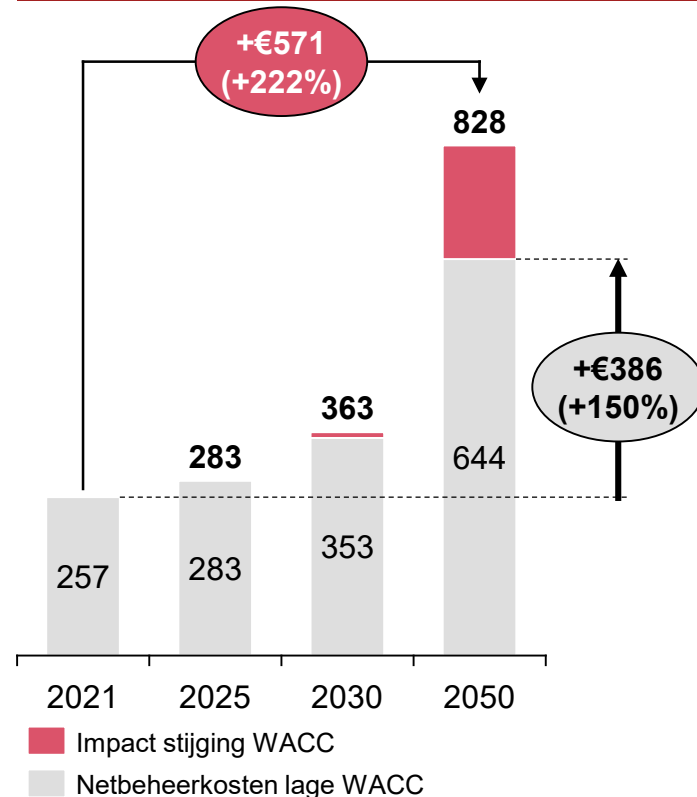
2) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte daling in het aantal aansluitingen voor RNB's van 12% in 2030 en 45% in 2050 t.o.v. 2020

Nominale tarieven voor E en G zullen voor huishoudens stijgen met €644 - €828 per jaar in 2050

Tarieven voor huishoudens

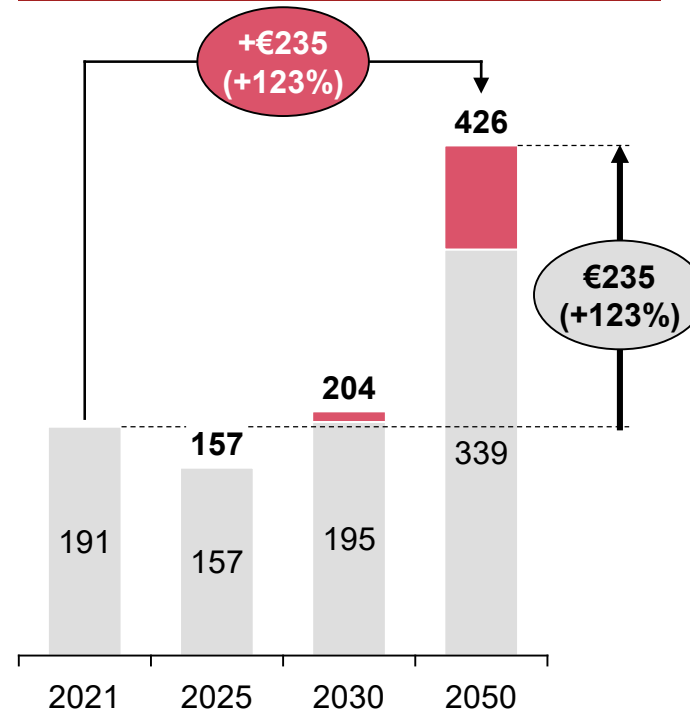
Netbeheertarief huishoudens Elektriciteit (3x25A)

Nominaal €/ jaar¹



Netbeheertarief huishoudens Gas (500 – 4000M³)

Nominaal €/ jaar²



Impact energierekening Nederland

- In nominale termen (incl. inflatie) stijgen de kosten tussen de €621 (basispad) en €806 (stijgende WACC) per jaar in 2050
- Stijging van netbeheertarief elektriciteit wordt met name gedreven door hogere kosten van Netbeheerders in nominale termen, maar worden deels gedempt door een toenemend aantal verbruikers (huishoudens en ruim 1 mln extra laadpalen)
- Stijging van netbeheertarief gas wordt gedreven door een dalend aantal aansluitingen bij ong. gelijkblijvende kosten

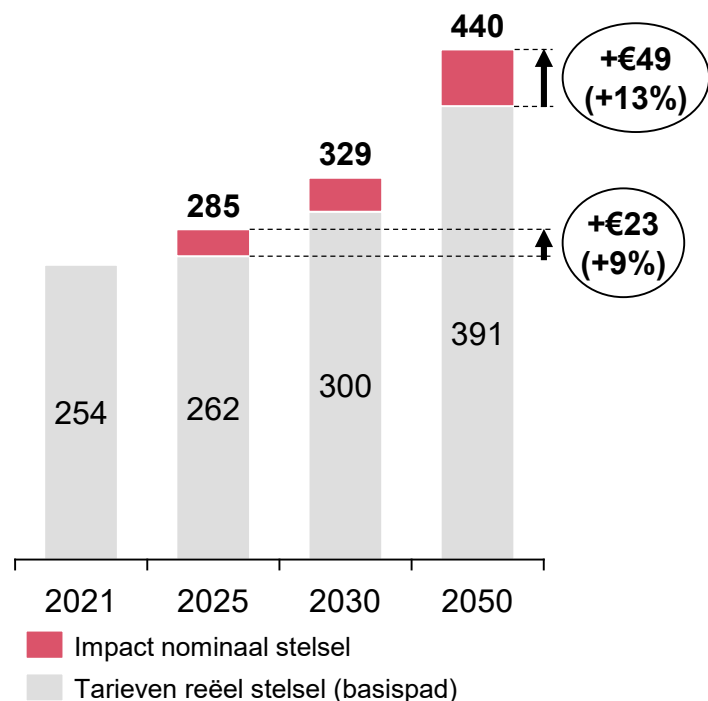
Bronnen: ACM, PBL, Rijksoverheid, CBS, PwC & Strategy& analyse

1) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte aansluitingengroei voor RNB's van 9% in 2030 en 19% in 2050 t.o.v. 2020

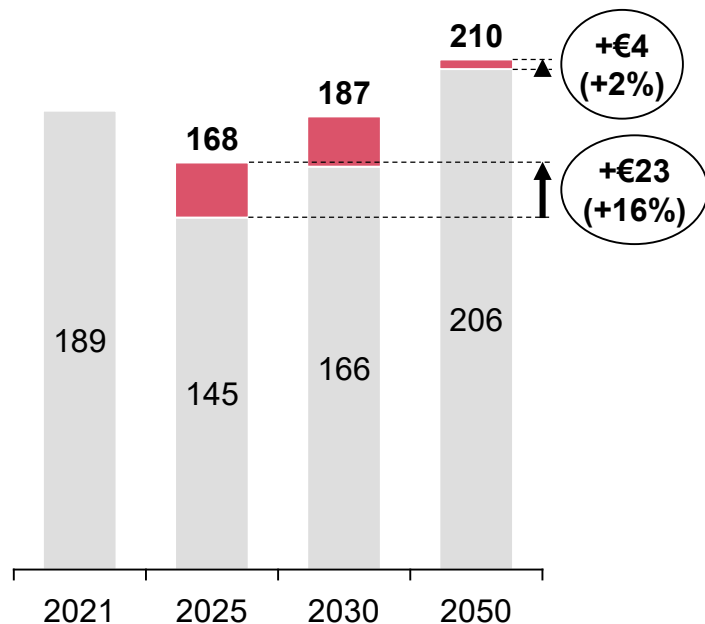
2) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte daling in het aantal aansluitingen voor RNB's van 12% in 2030 en 45% in 2050 t.o.v. 2020

Invoering van een nominaal WACC stelsel heeft beperkt invloed op de tarieven op korte en lange termijn

Netbeheerkosten consumenten Elektriciteit (3x25A) Reëel €/ jaar in pp 2020¹



Netbeheerkosten consumenten Gas (500 – 4000m³) Reëel €/ jaar in pp 2020²



Impact nominale stelsel

- De impact van het invoeren voor een nominaal stelsel op de tarieven is naar verwachting beperkt
- De verwachting is dat de tarieven voor elektriciteit met ong. €23 (9%) per jaar gaan stijgen in 2025 en op lange termijn met €49 (13%)
- Voor gas is een ander patroon zichtbaar. In eerste instantie zullen de tarieven in 2025 met €23 (16%) stijgen, maar op langere termijn – in 2050 – is het tarief nagenoeg hetzelfde
- Dit komt doordat de investeringen bij gas dalen, terwijl de investeringen bij elektriciteit toenemen. Zoals blijkt uit pagina 36 geeft een nominaal stelsel hogere omzet in de eerste c. 20 jaar, maar lagere omzet op de langere termijn waardoor tarieven ook op lange termijn lager zullen worden
- Voor elektriciteit wordt dit punt door de nieuwe investeringen die moeten worden gedaan vooruitgeschoven. Indien we dus een prognose zouden maken op langere termijn (bijv. 2070) dan is de verwachting dat de tarieven lager zullen uitvallen dan in een reëel stelsel
- Ten aanzien van het nominale stelsel bestaan nog wel praktische reguleringsvragen die nog niet nader zijn uitgewerkt. Deze kunnen impact hebben op de berekeningen

Bronnen: ACM, PBL, Rijksoverheid, CBS, PwC & Strategy& analyse

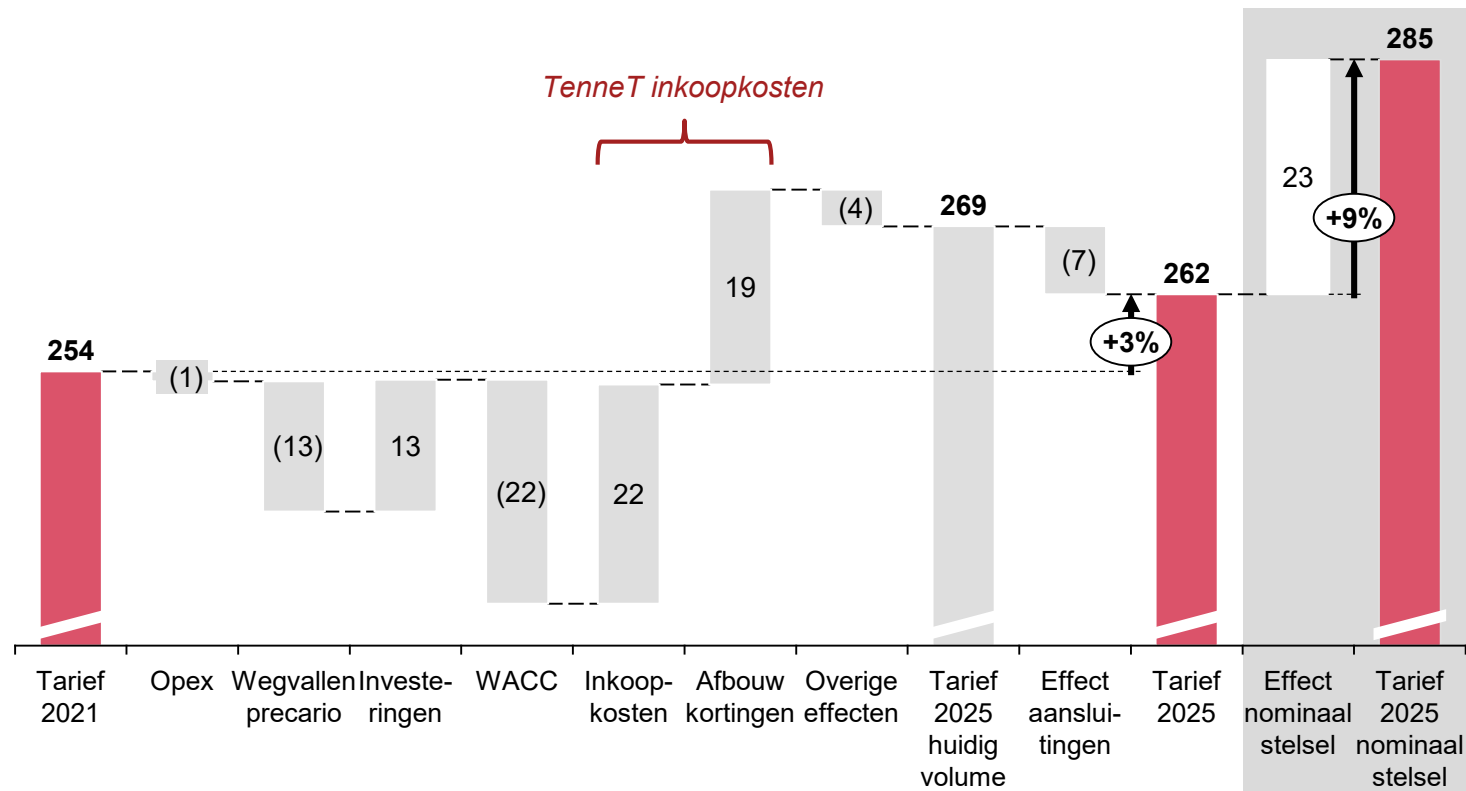
1) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte aansluitingengroei voor RNB's van 9% in 2030 en 19% in 2050 t.o.v. 2020

2) Op basis van het gemiddelde tarief van de RNB's in 2021 en totaal verwachte daling in het aantal aansluitingen voor RNB's van 12% in 2030 en 45% in 2050 t.o.v. 2020

De komende reguleringsperiode nemen tarieven voor E met c. 3% toe

Tarief per aansluiting huishoudens E 2021- 2025

Reëel €/ jaar



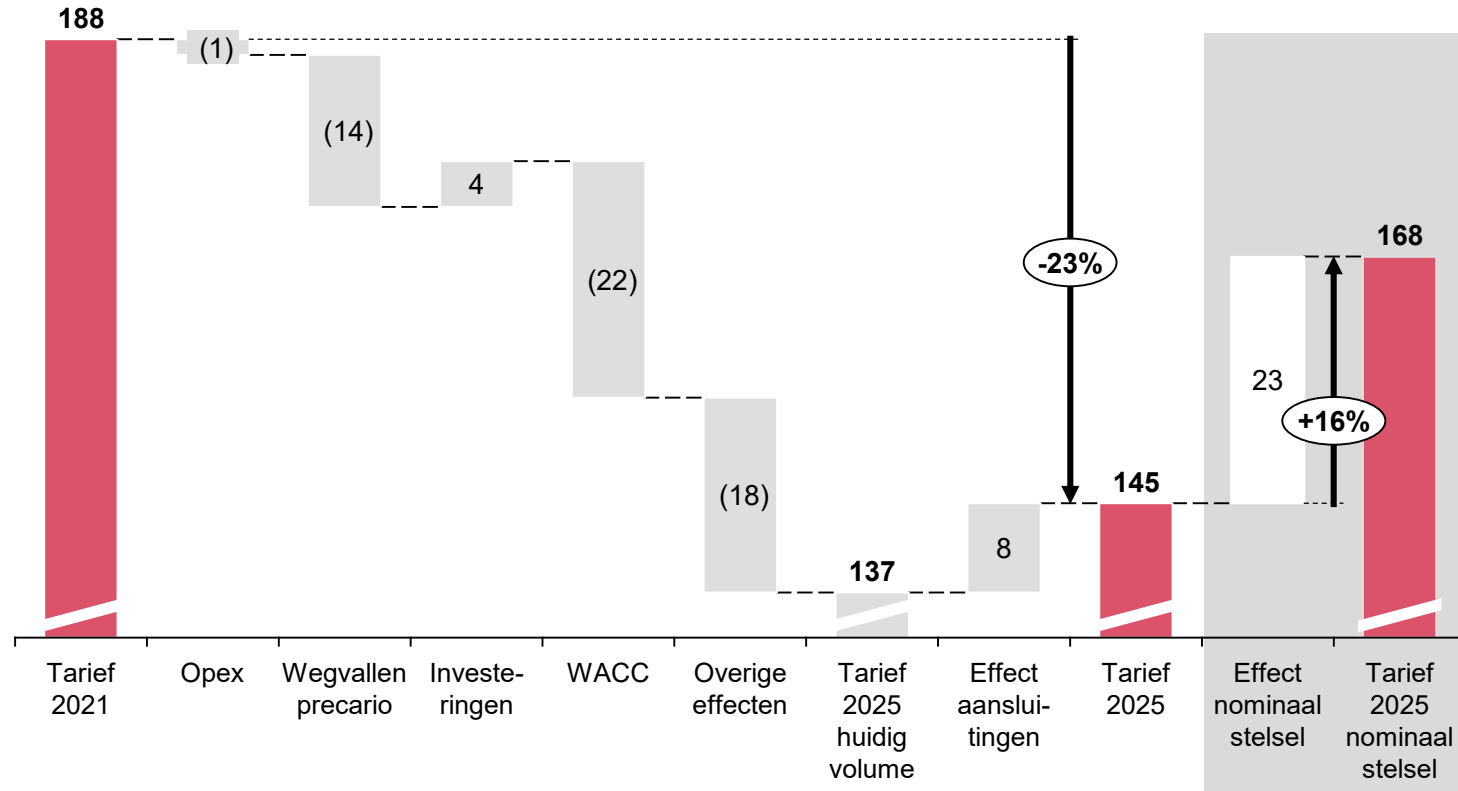
Ontwikkeling tarieven E

- De komende reguleringsperiode stijgen de tarieven per aansluiting voor elektriciteit voor huishoudens met c. 3%, doordat diverse factoren elkaar grotendeels opheffen. De getoonde tarieven zijn op basis van een aansluiting van 3x25A
- Tarieven worden gedrukt door de dalende WACC (- €22) en het wegvallen van de precariokosten (- €13). Ook een toenemend aantal verbruikers leidt tot een lager tarief (- €7)
- Anderzijds nemen investeringen toe (+ €13) en nemen inkoopkosten van TenneT toe (+ €22 + €19)
- Indien een nominaal stelsel zou worden ingevoerd voor E, dan heeft dit een impact van c. 9% op de tarieven op korte termijn
- Indien sec gekeken wordt naar de tariefontwikkeling exclusief de toename van de inkoopkosten dan zou het tarief per saldo dalen in plaats van stijgen

Daar tegenover staat een daling van de tarieven voor G met 23%

Tarief per aansluiting huishoudens G 2021- 2025

Reëel €/ jaar



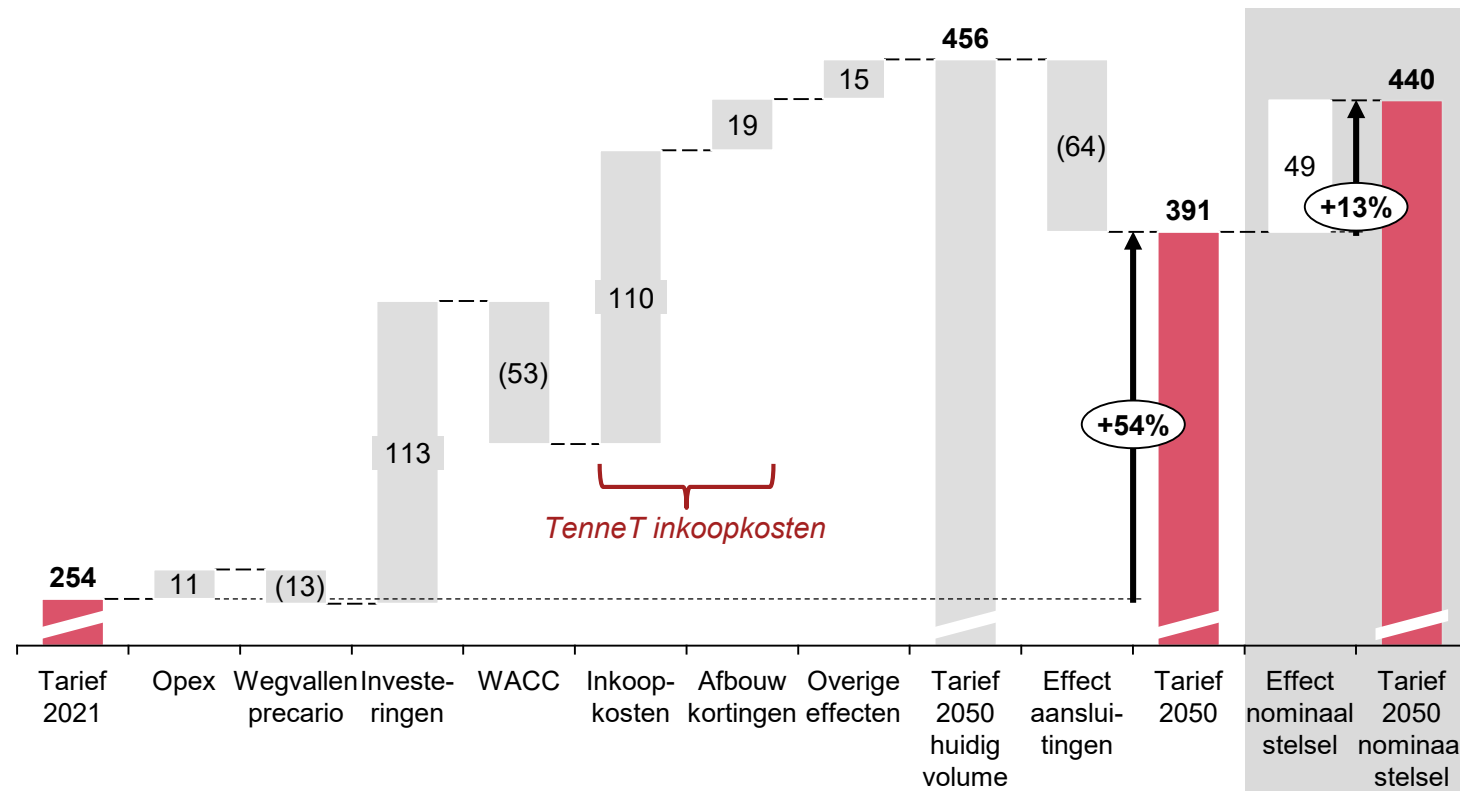
Ontwikkeling tarieven G

- Voor gas dalen de tarieven per aansluiting in 2025 met 23% voor huishoudens. De getoonde tarieven zijn op basis van een aansluitcapaciteit van 500-4000M3.
- De daling komt voornamelijk door een lagere WACC (- €22) en het wegvallen van de precariokosten (- €14).
- Anderzijds leidt een daling van het aantal verbruikers tot een toename van het tarief met €8
- Indien een nominaal stelsel zou worden ingevoerd voor G, dan heeft dit een impact van c. 16% op de tarieven op korte termijn

Op lange termijn nemen de tarieven voor E met 54% toe, waarbij een nominaal stelsel beperkt effect heeft

Tarief per aansluiting huishoudens E 2021- 2050

Reëel €/ jaar



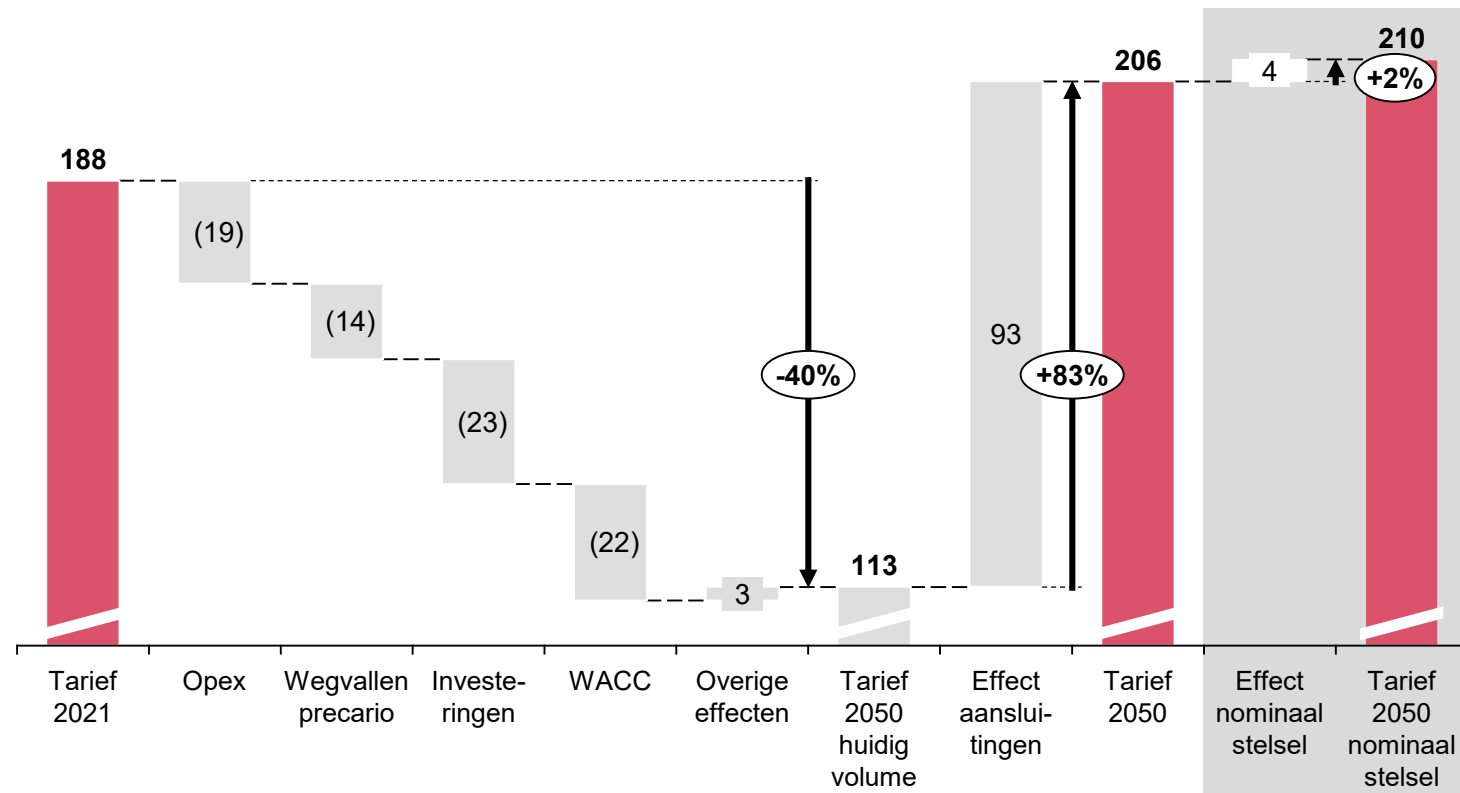
Ontwikkeling tarieven E

- Op lange termijn (in 2050) nemen de tarieven per aansluiting toe met c. 54%. Hierdoor gaat een huishouden €391 per jaar betalen ipv €254 per jaar nu (in reële prijzen)
- Deze stijging wordt met name veroorzaakt door toegenomen investeringen (+ €113), alsmede toenemende inkoopkosten TenneT (+ €110 + €19)
- De daling van de rentestand en daarmee de daling van de WACC zorgt voor een demping van het tariefeffect met €53. Daarnaast zorgt een toenemend aantal verbruikers ook voor een demping van het tarief effect met €64
- Bij het invoeren van een nominaal stelsel zouden de tarieven met 13% toenemen in 2050

Voor G dalen de kosten substantieel, maar dit wordt op lange termijn tenietgedaan door een afnemend aantal verbruikers

Tarief per aansluiting huishoudens G 2021- 2050

Reëel €/ jaar



Ontwikkeling tarieven G

- Voor G (in 2050) nemen de kostenaspecten in de tarieven af met 40%. Echter, door een daling van het aantal aansluitingen in 2050 met 45%, stijgt het tarief toch licht van €188 per jaar in 2020 tot €206 per jaar in 2050
- De daling van de kostenaspecten in de tarieven wordt veroorzaakt door het wegvallen van precariokosten, lagere operationele kosten en investeringen alsmede een daling van de WACC
- Invoering van een nominaal stelsel zou nauwelijks effect op het tarief hebben in 2050

Onzekerheden ten aanzien van tariefontwikkeling

- Naast de genoemde onzekerheden ten aanzien van de investerings- en kostenprognoses op pagina 43, geldt ten aanzien van de berekening van de tarieven nog een aantal andere onzekerheden. Deze zijn als volgt samen te vatten:
 - Er is onzekerheid over aspecten van de regulering voor TenneT, waaronder:
 - Op dit moment geldt dat Net op Zee aansluitingen voor fase I via subsidies worden. Deze lopen dus niet mee in de tarieven die TenneT in rekening brengt bij haar klanten. Voor fase II is verondersteld dat deze wel via de tarieven gaan lopen. Over zowel fase I als fase II moet een definitief besluit nog volgen
 - Tevens worden voor TenneT veilinggelden in mindering gebracht op de tarieven. Er is in dit onderzoek verondersteld dat deze korting per 2024 komt te vervallen, maar hier is ook nog onduidelijkheid over
 - Het aantal verbruikers dat op het gasnetwerk blijft aangesloten varieert sterk in verschillende schattingen. Dit heeft te maken met de diverse scenario's voor het gasnetwerk op lange termijn. Indien het aantal verbruikers sterk varieert, dan heeft dit direct effect op het tarief per verbruiker
 - Netwerkbedrijven dienen kosten op een eerlijke manier te verrekenen naar diverse type eindverbruikers. Daarom is in dit onderzoek verondersteld dat de kosten van RNB's en TenneT over diverse klanten op een gelijke manier ontwikkelen. Netbeheerders kunnen hier in beperkte mate discretionair van afwijken
- Er is op dit moment een nieuwe energiewet in de maak. De verwachting is dat deze nieuwe energiewet per 2025 in gaat. De effecten hiervan op de tarieven zijn onduidelijk en niet meegenomen in het onderzoek
- Er wordt op dit moment geen onderscheid gemaakt tussen RNB klanten met eenzelfde type aansluiting. Er wordt gekeken naar een eerlijke manier van de kostenverdeling, waarin eindverbruik en de timing van het verbruik (dal vs piek) wordt meegewogen. Dit kan tot een verschuiving leiden tussen verschillende verbruikersgroepen alsmede ook tussen klanten met eenzelfde type aansluiting
- Voor de RNB's geldt dat het vrijwel onmogelijk is om de tarieven per regio te prognosticeren, maar er kunnen regionale verschillen optreden indien de ontwikkeling van investeringen uit de pas gaat lopen met de ontwikkeling van de zgn. samengestelde output. Indien bijvoorbeeld een bepaalde regio relatief veel investeringen moet maken in aanleg van hernieuwbare energie, maar dit niet navenant terugkomt in de output, dan kan dat tot een scheefgroei leiden van het tarief per netbeheerder (en tevens tot een financierbaarheidsissue voor die specifieke netbeheerder)
- Producenten dragen slechts beperkt bij aan de totale kosten van netbeheerders, daar zij sec een vergoeding betalen voor hun eigen aansluiting. Het transporttarief – dat niet wordt betaald door producenten – zorgt voor de dekking van de netwerkkosten. Er is in dit onderzoek geen rekening gehouden met een wijziging van de tarieven voor invoeders. De toename van het aantal invoeders en de totale opwekcapaciteit kan een toekomstige wijziging hiervan grote effecten hebben op de tarieven

Inhoudsopgave / deelhoofdstuk

1. Managementsamenvatting
2. Achtergrond bij dit rapport
3. De energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
4. De rol van Netbeheerders in het systeem en uitleg bij de regulering
5. Prognoses ten aanzien van investeringen, kosten en de financieringsbehoefte
6. Ontwikkeling van de tarieven
7. **Appendix**

Reële WACC voor belasting daalt in het basispad naar 1,3% (lage rente scenario)

| WACC per reguleringsperiode | NE7 | | NE8 | | NE9+ | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Begin - 2016 | Einde - 2021 | Begin - 2021 | Einde - 2026 | | |
| Begin- en eindpositie | | | | | | |
| Nominale risicovrije rente voor KVV | 2.50% | 1.33% | 1.34% | 1.03% | 1.03% | 1.03% |
| Renteopslag | 0.93% | 0.81% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| Opslag transactiekosten | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% |
| Kostenvoet vreemd vermogen | 3.58% | 2.29% | 1.49% | 1.18% | 1.18% | 1.18% |
| Nominale risicovrije rente voor KEV | 1.28% | 1.28% | 0.16% | 0.16% | 0.16% | 0.16% |
| Marktrisicopremie | 5.05% | 5.05% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% |
| Asset beta | 0.44 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 |
| Relevered beta | 0.78 | 0.68 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 |
| Kostenvoet eigen vermogen | 5.22% | 4.71% | 3.38% | 3.38% | 3.38% | 3.38% |
| Gearing | 50.0% | 50.0% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% |
| Vennootschapsbelasting | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% |
| Inflatie | 0.77% | 1.42% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% |
| WACC nominaal na belasting | 3.95% | 3.22% | 2.37% | 2.27% | 2.27% | 2.27% |
| WACC nominaal vóór belasting | 5.27% | 4.29% | 3.16% | 3.02% | 3.02% | 3.02% |
| WACC reëel vóór belasting | 4.50% | 2.87% | 1.45% | 1.31% | 1.31% | 1.31% |
| WACC reëel vóór belasting (afgerond) | 4.5% | 2.9% | 1.4% | 1.3% | 1.3% | 1.3% |

- Wij zijn in de berekeningen uitgegaan van de meest recente inzichten die gedeeld zijn door de ACM. Dit betreft de WACC zoals voorlopig vastgesteld voor GTS in Reg2022
- We hebben wel een correctie gemaakt voor recentelijke ontwikkelingen ten aanzien van de vennootschapsbelasting, die naar verwachting 25% blijft
- Voor de periode na de komende reguleringsperiode, hebben we in het basispad alle parameters en dus ook de WACC constant gehouden op 1,3%
- Het is uiteraard onzeker is hoe de WACC zich op lange termijn gaat ontwikkelen. Hoewel de WACC ook verder kan dalen hebben wij in dit rapport alleen een hogere WACC als sensitiviteit meegenomen. Daarbij hebben we verondersteld dat de rente geleidelijk groeit naar een 'natuurlijk' niveau van inflatie (1,7%) plus een reële rente van 1,0 -1,5%. Dit leidt tot een reële WACC van 4,3% (zie volgende pagina)

In het stijgende rente scenario zal de WACC stijgen naar 4,3% in na 2040

| WACC per reguleringsperiode | NE7 | | NE8 | | NE9 | | NE10 | | NE11+ | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Begin - 2016 | Eind - 2021 | Begin - 2021 | Eind - 2026 | Begin - 2026 | Eind - 2031 | Begin - 2031 | Eind - 2036 | | |
| Begin- en eindpositie | | | | | | | | | | |
| Nominale risicovrije rente voor KVV | 2.50% | 1.33% | 1.34% | 1.03% | 1.03% | 1.00% | 1.00% | 2.00% | 2.00% | 3.00% |
| Renteopslag | 0.93% | 0.81% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| Opslag transactiekosten | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% | 0.15% |
| Kostenvoet vreemd vermogen | 3.58% | 2.29% | 1.49% | 1.18% | 1.18% | 1.15% | 1.15% | 2.15% | 2.15% | 3.15% |
| Nominale risicovrije rente voor KEV | 1.28% | 1.28% | 0.16% | 0.16% | 0.16% | 1.00% | 1.00% | 2.00% | 2.00% | 3.00% |
| Marktrisicopremie | 5.05% | 5.05% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% | 5.00% |
| Asset beta | 0.44 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 | 0.39 |
| Relevered beta | 0.78 | 0.68 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 | 0.64 |
| Kostenvoet eigen vermogen | 5.22% | 4.71% | 3.38% | 3.38% | 3.38% | 4.22% | 4.22% | 5.22% | 5.22% | 6.22% |
| Gearing | 50.0% | 50.0% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% | 44.6% |
| Vennootschapsbelasting | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% | 25.0% |
| Inflatie | 0.77% | 1.42% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% | 1.69% |
| WACC nominaal na belasting | 3.95% | 3.22% | 2.37% | 2.27% | 2.27% | 2.72% | 2.72% | 3.61% | 3.61% | 4.50% |
| WACC nominaal vóór belasting | 5.27% | 4.29% | 3.16% | 3.02% | 3.02% | 3.63% | 3.63% | 4.81% | 4.81% | 6.00% |
| WACC reëel vóór belasting | 4.50% | 2.87% | 1.45% | 1.31% | 1.33% | 1.94% | 1.94% | 3.12% | 3.12% | 4.31% |
| WACC reëel vóór belasting (afgerond) | 4.5% | 2.9% | 1.4% | 1.3% | 1.3% | 1.9% | 1.9% | 3.1% | 3.1% | 4.3% |

- In deze berekening is uitgegaan van een stijging van de rente naar een 'natuurlijk' niveau van inflatie (1,7%) plus een reële rente van 1,3% op basis van de lange termijn economische groei
- Wij hebben aangenomen dat dit in stappen zal gaan, mede vanwege de methodiek voor de bepaling van de WACC die uitgaat van een langjarig gemiddelde

Verklarende woordenlijst

| Term | Betekenis |
|-----------------|--|
| A | Ampère |
| ACM | Autoriteit Consument en Markt |
| Basispad | Het structureel lage WACC scenario |
| BFBN | Besluit Financieel Beheer Netbeheerders, wetgeving 26 juli 2008, houdende regels ten aanzien van het financieel beheer van de netbeheerder |
| Capex | Investeringen |
| Cliënt | Netbeheer Nederland |
| E | Elektriciteit |
| EZK | Ministerie van Economische Zaken en Klimaat |
| FFO | 'Fund from operations', maatstaf voor de operationele kasstromen zoals gehanteerd in de BFBN en door de kredietbeoordelaars S&P en Moody's |
| G | Gas |
| GAW | Gestandaardiseerde Activa Waarde |
| GTS | Gasunie Transport Services, de netbeheerder van het landelijke gasnetwerk. GTS is in dit onderzoek niet meegenomen |
| GW(p) | Gigawatt / (Gigawatt piek) |
| IBO | Interdepartementaal onderzoek door het Ministerie van Financiën en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat |
| ii3050 | Studie van Berenschot en Kalavasta naar klimaatneutrale energie-scenario's in 2050, d.d. maart 2020 |
| KV | Kilovolt |
| Mld | Miljard |
| Mln | Miljoen |

Verklarende woordenlijst

| Term | Betekenis |
|---------------------------------|---|
| Mton | Megaton |
| MV | Megavolt |
| MW(h) | Megawatt / (Megawatuur) |
| Nominaal | Uitgedrukt in prijspeil van het specifieke jaar, dus rekening houdend met verwachte inflatie |
| Nominale WACC | De kapitaalkostenvergoeding inclusief inflatie |
| Opex | Operationele kosten |
| PV | Photovoltaïc – Elektriciteit opgewekt met zonnekracht |
| PwC | PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. |
| RAR | Regulatorische Accounting Regels |
| Reëel | Uitgedrukt in prijspeil van een bepaald basisjaar, bijvoorbeeld 2020. Dit houdt dus geen rekening met verwachte inflatie |
| Reële WACC | De kapitaalkostenvergoeding exclusief inflatie |
| REG2022 | Tariefreguleringstraject voor de nieuwe periodebesluiten die per 2022 ingaan voor GTS |
| RNB | Regionale Netbeheerder |
| Stijgende rente scenario | Het in dit rapport gehanteerde scenario waarbij de rentestand zal stijgen een 'natuurlijk' niveau van inflatie (1,7%) plus een reële rente van 1,3% op basis van de lange termijn economische groei. De Reële WACC groeit hiermee in 2041 naar 4,3% |

Verklarende woordenlijst

| Term | Betekenis |
|------------------------------|---|
| Structureel lage WACC | Het in dit rapport gehanteerde scenario waarbij de rentestand laag blijft en de Reële WACC tot 2050 1,3% blijft |
| TSO | Transmission System Operator, beheerder van het hoogspanningsnet zoals TenneT |
| TW(h) | Terawatt / (Terawattuur) |
| WACC | De kapitaalkostenvergoeding zoals vastgesteld door de ACM |

Thank you

strategyand.pwc.com

© 2021 PwC. All rights reserved.

PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see pwc.com/structure for further details.

Disclaimer: This content is general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.