



Investeringsplan 2022
150 kV-net Randmeren

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Wettelijk kader	3
1.2	Afstemming met andere netbeheerders	4
1.3	Zichtperiode investeringsplan	4
1.4	Aggregatieniveau	4
1.5	150 kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet	4
1.6	Investeren in tijden van grote dynamiek	5
1.7	Investeren in tijden van schaarste	6
1.8	Tijdigheid van investeringen	6
1.9	Reacties op zienswijzen	7
1.10	Leeswijzer	7
2	Totaaloverzicht	8
3	Methodiek	9
3.1	In kaart brengen ontwikkelingen en scenario's (stap 1)	9
3.2	Bepalen knelpunten (stap 2)	11
3.3	Vaststellen risicoscore van knelpunten (stap 3)	15
3.4	Investeringsportfolio (stap 4)	16
3.5	Prioritering van projecten en verwachte inbedrijfname-datum	18
4	Ontwikkelingen en scenario's	21
4.1	Overzicht van scenario's	21
4.2	Ontwikkelingen	24
5	Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen	35
6	Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen	39
6.1	Vervangingsprogramma's	40
7	Klantaansluitingen en reconstructies	42
7.1	Klantaansluitingen	42
7.2	Koppelingen met netten van regionale netbeheerders	43
7.3	Reconstructies	43
8	Wijzigingen	44
	Bijlage 1 - Bronnen	45
	Bijlage 2 - Asset risicoregister 150 kV-net Randmeren	47

1 Inleiding

Met het in werking treden van de Wet Onafhankelijk Netbeheer (WON) op 1 januari 2008 is de verantwoordelijkheid voor het beheer van de 110 kV- en 150 kV-hoogspanningsnetten van de regionale netbeheerders overgegaan naar TenneT TSO B.V. (TenneT). Op grond van een overgangsbepaling in de WON is het beheer van met zogeheten Cross Border Leases (CBL) belaste netten niet van rechtswege naar TenneT overgegaan. Hierdoor is het beheer van het 150 kV-netdeel CBL Randmeren onveranderd bij Liander gebleven.

Liander heeft de 110 kV- en 150 kV-hoogspanningsnetdelen die niet met een CBL zijn belast, per 1 juni 2009 in eigendom overgedragen aan TenneT. Voor het met CBL belaste 150 kV-netdeel (het net Randmeren), waarvan Liander eigenaar en formele netbeheerder is gebleven, is een onderbeheerovereenkomst (sub-management agreement) tussen TenneT en Liander afgesloten.

Op grond van deze onderbeheerovereenkomst voert TenneT voor Liander alle taken opgenomen in artikel 16, lid 1 van de Elektriciteitswet 1998 uit. Zo wordt enerzijds in hoogst mogelijke mate tegemoetgekomen aan het doel van de wet, terwijl anderzijds de rechten en verplichtingen uit hoofde van de CBL-overeenkomst worden gerespecteerd.

Tot de in de onderbeheerovereenkomst genoemde taken behoort onder andere het opstellen van het Investeringsplan (IP) voor het 150 kV-net Randmeren. Het IP voor het met CBL belaste netdeel zoals dat nu voorligt, is door Liander goedgekeurd en wordt door Liander, als de formele netbeheerder, aangeboden. TenneT volgt voor het uitvoeren van de in de onderbeheerovereenkomst bedoelde taken dezelfde procedures en werkwijzen zoals die gehanteerd worden voor het beheren van de netdelen waarvoor TenneT zelf de netbeheerder is. Om die reden zijn de teksten in dit IP grotendeels overgenomen van het IP dat TenneT voor de eigen netdelen heeft opgesteld. Daarom komt regelmatig de naam 'TenneT' terug in de tekst. Met het begrip 'Asset Owner' wordt in het IP 150 kV-net Randmeren echter Liander bedoeld.

1.1 Wettelijk kader

De grondslag voor het IP is artikel 21 van de Elektriciteitswet 1998 (E-wet). Dit artikel schrijft voor dat Liander tweejaarlijks een IP dient op te stellen waarin alle noodzakelijke uitbreidings- en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd.

Uit de E-wet volgt de toepasselijkheid van de AMvB¹ en MR² waarin de wettelijke eisen worden gedetailleerd. Deze regelgeving wordt toegepast op dit IP.

Uit de E-wet volgt eveneens de toepasselijkheid van de Netcode elektriciteit ten aanzien van de netontwerpcriteria. Omdat er ten aanzien van de netontwerpcriteria sprake is van discrepantie tussen de E-wet en de Netcode elektriciteit, heeft het Ministerie van EZK een aantal vrijstellingen op de E-wet doorgevoerd middels het Besluit Uitvalsituaties. In deze AMvB zijn uitzonderingen opgenomen op de wettelijke norm van de enkelvoudige storingsreserve als bedoeld in artikel 31, twaalfde lid, van de E-wet (zie de uitleg in [hoofdstuk 3.2](#)).

1 *Besluit van 16 oktober 2018, houdende regels over investeringsplannen voor elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas).*

2 *Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 7 november 2018, nr. WJZ/18038636, houdende nadere regels over het investeringsplan en het kwaliteitsborgings-systeem van beheerders van elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas).*

Conform artikel 21 van de E-wet toetst de ACM of de investeringsplannen van de netbeheerders in redelijkheid tot stand gekomen zijn. Naar aanleiding van deze toets heeft de ACM op 28 maart 2022 een bindende gedragslijn opgelegd aan TenneT en Liander ter aanpassing van de ontwerp investeringsplannen van het TenneT Net op land en het 150 kV-net Randmeren³. De ACM miste in deze ontwerp investeringsplannen onder andere de beschrijving van het gebruikte prioriteringskader en een volledig knelpuntenoverzicht.

Deze zogenoemde 'juli-versie' bevat de opvolging van deze bindende gedragslijn. Achter in dit investeringsplan is een overzicht opgenomen van de wijzigingen ten opzichte van de 'januari-versie', die op 3 januari 2022 bij de ACM en EZK is ingediend.

1.2 Afstemming met andere netbeheerders

Voor dit IP hebben Gasunie Transport Services (GTS) en TenneT samen met de regionale netbeheerders een set van scenario's ontwikkeld. Hierdoor is geprobeerd om in de IP's van alle netbeheerders een consistent vertrekpunt te hanteren voor wat betreft de verwachte ontwikkelingen in de Nederlandse energiemarkt. Ook werkt TenneT samen met buitenlandse netbeheerders in onder andere ENTSO-E verband. De resultaten van deze samenwerking worden in dit IP gebruikt (zie uitleg in [hoofdstuk 4](#)).

Daarnaast is TenneT voortdurend in gesprek met de regionale netbeheerders bij het vaststellen en het oplossen van knelpunten in de aansluiting van de regionale elektriciteitsnetten op het landelijk hoogspanningsnet. In de scenarioanalyse gebruiken alle netbeheerders de uitgangspunten zoals geformuleerd in het Klimaatakkoord. Tussen het IP van TenneT/Randmeren en dat van de regionale netbeheerders zijn echter verschillen waar te nemen. De reden hiervoor is met name gerelateerd aan de doorlooptijden die TenneT en de regionale netbeheerders nodig hebben om te komen tot een Investeringsplan. De sterk vermaasde netstructuur van TenneT maakt dat de analyses en berekeningen die TenneT moet maken complex zijn en veel tijd in beslag nemen. Dit heeft onder meer als consequentie dat de regionale netbeheerders recentere data in hun berekeningen kunnen meenemen dan TenneT. Ten opzichte van het IP2020 is het verschil tussen het moment van vaststellen van de data door TenneT, respectievelijk door de regionale netbeheerders al wel terug gebracht. Desondanks kunnen uit de investeringsplannen van de regionale netbeheerders investeringen voor TenneT/Randmeren volgen - zoals nieuwe stations of stationsuitbreidingen - die nog niet in dit IP zijn opgenomen. Veelal zullen dit investeringen zijn, die door de regionale netbeheerders nog als studieprojecten worden aangemerkt. Naast het gebruik van recentere data door de regionale netbeheerders kan een aanleiding voor verschillen zijn, dat regionale netbeheerders vanwege de beperktere vermazing van hun netten knelpunten berekenen op basis van piektransporten. Na de publicatie van de IP's zullen de netbeheerders in dergelijke gevallen gezamenlijk een oplossingsrichting bepalen op basis van de Samenwerkingscode.

1.3 Zichtperiode investeringsplan

Conform artikel 2.1 van de AMVB is de zichtperiode van elk IP tien jaar. De eerste vijf jaar van de zichtperiode (2022 tot en met 2026) hebben een grotere mate van zekerheid dan de latere jaren. In dit IP geraamde kosten en plannings in de tweede helft van de zichtperiode (2027 tot en met 2031) zijn daarom nog "in potlood geschreven". De doorlooptijd voor de aanleg van (nieuwe) verbindingen is in de praktijk echter vaak zelfs meer dan tien jaar. Het is daarom belangrijk om reeds in een vroeg stadium inzicht te hebben in mogelijke toekomstige ontwikkelingen. Hiertoe stelt TenneT apart lange termijn visies op.

1.4 Aggregatieniveau

In dit IP worden investeringen op geaggregeerd niveau gekwantificeerd. Als aggregatieniveau is gekozen voor het per type investering samennemen van alle investeringen in het 150 kV-net Randmeren, waarbij de volgende typen worden onderscheiden⁴: Capaciteitsuitbreidingen ([hoofdstuk 5](#)), Vervangingen ([hoofdstuk 6](#)), en Klantaansluitingen en reconstructies ([hoofdstuk 7](#)).

1.5 150 kV-net Randmeren binnen het landelijk hoogspanningsnet

Het landelijk hoogspanningsnet bestaat uit een 220/380 kV-net en een aantal 110/150 kV-deelnetten. Het 380 kV-net is de ruggengraat van het landelijk hoogspanningsnet en zorgt voor het transport van grootschalig opgewekt vermogen door heel Nederland én van en naar het buitenland. Het bestaat uit een landelijke ringstructuur met verbindingen naar kustlocaties waar grootschalig productievermogen is aangesloten. Daarnaast zijn er verbindingen met Duitsland, België, Noorwegen, Groot-Brittannië en Denemarken. Het 220 kV-net is kleiner van omvang en gelegen in het noorden van Nederland, met een ringstructuur tussen Ens en Vierverlaten.

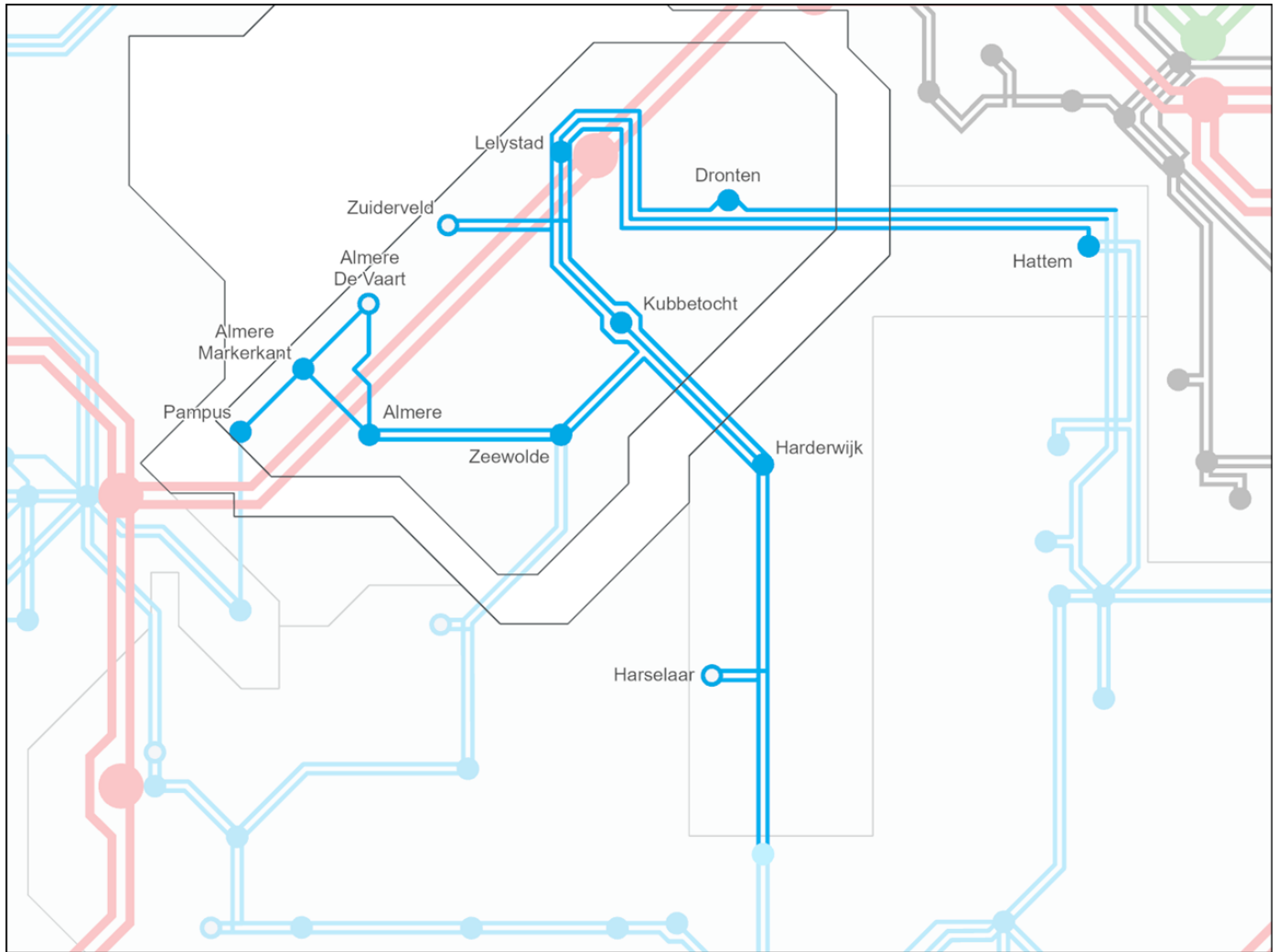
3 <https://www.acm.nl/nl/publicaties/bindende-gedragslijn-voor-investeringsplannen-van-door-tennet-beheerde-netten>

4 Een vierde type investering is 'functionaliteitsuitbreiding'. Deze komt op het moment echter niet voor in het Randmerengebied.

De Nederlandse 150 kV- en 110 kV-netten vormen de provinciale wegen voor elektriciteit. Deze netten zorgen voor de koppeling van het landelijke 380 kV- en 220 kV-net met de distributienetten die beheerd worden door de regionale netbeheerders. Ook zijn op deze netten elektriciteitscentrales en grotere afnemers aangesloten. TenneT onderscheidt negen deelnetten op 150 kV- en op 110 kV-niveau. Deze deelnetten zijn vanuit de historie ontstaan en bestrijken een of meerdere provincies.

Het netdeel Randmeren is onderdeel van één van deze negen deelnetten, te weten het deelnet Flevoland, Gelderland en Utrecht (FGU) en vormt hier één geheel mee. Het FGU-net wordt door TenneT voor wat betreft netberekeningen en het bepalen van knelpunten dan ook integraal beschouwd (zie hiervoor het Investeringsplan van TenneT). Doordat het Randmeren-net onlosmakelijk is verbonden met de andere 110/150 kV-netten en het 220/380 kV-net, hebben landelijke en zelfs Europese ontwikkelingen een invloed op de knelpunten in dit net.

Het 150 kV-net Randmeren is schematisch weergegeven in [Figuur 1.1](#).



Figuur 1.1: Netkaart van het 150 kV-net Randmeren (per 1-1-2021)

1.6 Investeren in tijden van grote dynamiek

De energietransitie genereert grote uitdagingen voor TenneT. Zeker is dat de transitie substantiële uitbreiding van het hoogspanningsnet zal vragen, maar net als bij het opstellen van het vorige IP (IP2020) is er nog grote onzekerheid waar, wanneer en in welke mate aanvullende behoefte aan aansluit- en transportcapaciteit zal ontstaan. Er wordt door verschillende partijen in toenemende mate gewerkt aan de planmatige invulling van maatregelen voor de verduurzaming van het energiesysteem, bijvoorbeeld bij het opstellen van de Regionale Energiestrategieën (RES'en), de Cluster Energie Strategieën (CES'en) en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Echter, niet al deze maatregelen zijn op tijd beschikbaar om te kunnen worden meegenomen in dit IP en/of zijn nog onvoldoende concreet om investeringen op te baseren. Ook over de ontwikkelingen in de omringende landen en de invloed daarvan op het hoogspanningsnet in Nederland bestaat nog veel onzekerheid.

De dynamiek rondom de behoefte aan capaciteit van het hoogspanningsnet speelt niet alleen op het gebied van de energietransitie. De digitalisering van de maatschappij, de economische groei en de ontwikkeling van de woningbouw zorgen voor een toename van de vraag naar elektriciteit en de daarbij behorende behoefte aan netcapaciteit. Dit maakt de situatie waarin de investeringsportfolio voor met name capaciteitsuitbreidingen worden opgesteld uiterst complex en dynamisch. Door te werken met drie scenario's wordt die complexiteit en dynamiek zoveel mogelijk geadresseerd. Ook wordt geprobeerd om de netberekeningen te baseren op zo actueel mogelijke informatie. Het IP is een ijkpunt in een cyclisch proces met een ritme van tweejaarlijkse actualisering. Daarom is informatie, die na maart 2021 beschikbaar is gekomen niet meer verwerkt in dit IP.

1.7 Investeren in tijden van schaarste

TenneT heeft de laatste 3-4 jaar te maken met een sterk toegenomen vraag naar aansluit- en transportcapaciteit in Nederland. In drie jaar tijd is de vraag naar aansluitingen verdrievoudigd. Dit vraagt om forse uitbreidingen van het net. Die uitbreidingen kosten veel tijd, met name door ruimtelijke ordeningsprocedures. Daardoor kon een tijdelijke mismatch tussen de uitbreiding van het net en de vraag naar capaciteit niet worden voorkomen.

Deze mismatch wordt versterkt door een chronisch tekort aan technici en door de interne capaciteit en doorlooptijd, die het opleiden en trainen van nieuwe medewerkers vraagt.

Daarnaast is netuitbreiding niet de enige uitdaging voor TenneT. Een aanzienlijk deel van TenneT's 110kV- en 150 kV-stations heeft de end-of-life-cycle bereikt. In de komende jaren moeten ruim honderd hoogspanningsstations worden vervangen. Dit is een serieuze uitdaging en vraagt veel inzet van geld en middelen, opdat TenneT ook in de toekomst de leveringszekerheid kan garanderen.

Om deze uitdagingen het hoofd te kunnen bieden, zet TenneT ook volop in op innovaties om het bestaande net intensiever te benutten en uitbreidingen te voorkomen, zoals het inzetten van de vluchtstrook van het hoogspanningsnet. Ook participeert TenneT actief in nieuwe ontwikkelingen zoals opslag en de inzet van waterstof, die nog aan het begin van de ontwikkeling staan.

Verder zal TenneT de organisatie komende jaren verder versterken. De komende jaren zal TenneT groeien naar 10.000 werknemers. Naast het aannemen en opleiden van meer, vooral technische, medewerkers probeert TenneT de productiviteit verder te verhogen door innovatie, standaardisatie, innovatieve afspraken met toeleveranciers en verbetering van de interne processen.

Desondanks overschrijdt de omvang van de portfolio momenteel de maximale absorptiecapaciteit van de organisatie. Niet alles kan tegelijk. Er moeten - voor zover netbeheerders daar wettelijk de ruimte voor hebben - prioriteiten worden gesteld. Omdat bij een dergelijke prioritering al snel sprake is van keuzes tussen maatschappelijke belangen, zijn het rijk en de regionale overheden met de netbeheerders in overleg om op landelijk en regionaal niveau een structuur voor programmering en prioritering te ontwikkelen. Dat overleg biedt veel perspectief, maar de urgentie voor prioritering is al actueel. Daarom is TenneT in het najaar van 2021 gestart met een herprioritering van de portfolio. Hiervoor heeft TenneT de resourcebehoefte van de projecten gedetailleerder in kaart gebracht. Dit investeringsplan bevat de inbedrijfsname-data (IBN-data) die voortkomen uit deze herprioritering.

In [hoofdstuk 3](#) (Methodiek) van dit IP staat beschreven hoe de IBN-data van de projecten zijn bepaald.

1.8 Tijdigheid van investeringen

Het prioriteren van investeringen brengt onlosmakelijk met zich mee dat verschillende knelpunten later worden opgelost dan het geval zou zijn zonder resourcebeperkingen. Daarnaast is mogelijke schaarste aan kritieke resources niet de enige factor die een rol speelt bij de planning (en mogelijke vertraging) van een investering. Zo is de inbedrijfsname-datum sterk afhankelijk van de dynamiek van de planologische fase, zoals de doorlooptijd van vergunningsaanvragen en mogelijke inspraakprocedures. De afstemming met stakeholders zoals gemeentes, provincies en grondeigenaren kan tot nieuwe inzichten leiden. Soms leiden onvoorziene ontwikkelingen in de ontwerpfase tot een aanpassing van de gewenste scope. Maar ook de planning van de uitvoering zelf is complex. Zo moeten investeringsprojecten in dezelfde regio zodanig gepland worden, dat de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening niet in gevaar komt: er kan niet overal tegelijk gewerkt worden. Ook moet er in de uitvoeringsfase veelal rekening worden gehouden met weersomstandigheden en andere externe factoren, zoals het ecologische randvoorwaarden. Waar dit nuttig en doelmatig is, worden meerdere werkzaamheden op een locatie mogelijk gecombineerd. Deze complexiteit zorgt ervoor dat een wijziging in de planning van een investering veelal niet één oorzaak heeft, maar volgt uit een samenloop van omstandigheden. Mede door deze complexiteit rijst de vraag of de oplossingen in dit investeringsplan "op tijd" zijn, en wanneer dat niet het geval is, wat de gevolgen hiervan zijn.

In het risicoregister van TenneT, dat als bijlage is toegevoegd bij dit investeringsplan, heeft ieder knelpunt een datum dat deze actueel wordt. De interpretatie van deze 'actueeldatum' verschilt echter per categorie knelpunt, waardoor deze in verschillende mate als streefdatum kan worden gehanteerd.

Bij capaciteitsknelpunten wordt door middel van scenario's een mogelijk toekomstbeeld doorgerekend, waardoor potentiële knelpunten op voorhand worden geïdentificeerd. Voor capaciteitsknelpunten geldt dan ook dat TenneT in beginsel het knelpunt opgelost wil hebben voordat deze actueel wordt. Soms is op moment dat het knelpunt wordt geïdentificeerd al duidelijk dat dit niet haalbaar is. Zo kan de verwachte doorlooptijd van de investering, die voor een groot deel wordt beïnvloed door ruimtelijke procedures, langer zijn dan de resterende periode totdat het knelpunt actueel wordt. In deze en andere gevallen waarin er een mismatch is tussen de actueeldatum van het knelpunt en de verwachte ingebruiknamedatum van de investering, zijn veelal operationele maatregelen mogelijk om het knelpunt tijdelijk te adresseren. Mocht het knelpunt daadwerkelijk optreden, dan wordt hiermee het effect voorkomen. Als operationele maatregelen niet mogelijk zijn, heeft TenneT de mogelijkheid om congestiemanagement toe te passen. Geeft dit ook niet voldoende ruimte, dan zal TenneT per aangeslotene de mogelijkheid van een flexibel aansluitcontract onderzoeken. In een uiterste situatie zal transport moeten worden geweigerd.

Voor kwaliteitsknelpunten hanteert TenneT vooralsnog geen concrete streefdatum per investering. Bij kwaliteitsknelpunten wordt de identificatie namelijk gerelateerd aan de actuele toestand van componenten en niet aan een mogelijk toekomstbeeld. Als de "Health Index" (zie hoofdstuk 6) boven een bepaalde drempelwaarde komt, is dat een signaal om een mogelijk knelpunt te identificeren en een maatregel in te plannen. De actueeldatum wordt gelijk gesteld aan de identificatiedatum van het knelpunt en ligt daarom per definitie eerder in de tijd dan de mitigatie ervan. Dat is geen probleem: de drempelwaarde is zo gekozen dat er nog voldoende tijd is om het risico op te lossen en, in het kader van efficiëntie, de maatregel waar mogelijk te combineren met andere werkzaamheden. Kwaliteitsknelpunten omvatten doorgaans een populatie van componenten. Het risico wordt vanaf het moment van identificeren stapsgewijs gemitigeerd, waar mogelijk door vervangingen toe te voegen aan de scope van bestaande programma's. Om te voorkomen dat kwaliteitsknelpunten onvoldoende aandacht krijgen, worden er binnen het gehanteerde prioriteringskader specifiek resources gereserveerd voor kwaliteitsinvesteringen, zoals vervangingen en functionaliteitsuitbreidingen. Dit prioriteringskader wordt in paragraaf 3.5 nader toegelicht.

Een toename van kwaliteitsknelpunten kan leiden tot een verminderde leveringszekerheid. Kwaliteits- en functionaliteitsinvesteringen zijn echter niet de enige maatregel waarmee storingen en onderbrekingen worden voorkomen. Regulier en periodiek onderhoud is hiervoor ook zeer belangrijk. In het prioriteringskader worden daarom op voorhand resources toegekend aan onderhoud. Onderhoudsactiviteiten maken echter geen deel uit van dit investeringsplan.

Voor klantaansluitingen en reconstructies is het streven dat de investering gereed is wanneer de klant of opdrachtgever dat wenst. Wanneer dit niet lukt, zal een klant later aangesloten moeten worden, en/of op een andere locatie dan zijn eerste voorkeur had. Omdat een klant enkel gebruik kan maken van de aansluiting als er ook voldoende transportcapaciteit is in het achterliggende net, wordt er in het prioriteringskader onderscheid gemaakt tussen klantaansluitingen waarvoor geen diepere netinvestering benodigd is, en klantaansluitingen waarvoor dat wel nodig is.

In hoofdstuk 3 wordt de methodiek van het identificeren van een knelpunt, het definiëren van een maatregel én het, waar nodig, prioriteren in detail besproken.

1.9 Reacties op zienswijzen

Liander heeft het Ontwerpinvesteringsplan 2022 150 kV-net Randmeren op haar website ter consultatie aangeboden van 1 tot en met 29 november 2021. Hierop zijn geen specifieke zienswijzen ontvangen. TenneT heeft 34 zienswijzen binnengekregen op het Ontwerpinvesteringsplan Net op land. Deze komen van provincies, gemeenten, industrie en belangenverenigingen. Een groot aantal reacties gaat in op de voorgenomen planningen van de projecten en de data waarop nieuwe assets in gebruik worden genomen. Er wordt onder meer teleurstelling uitgesproken over de haalbaarheid van eigen doelstellingen.

TenneT begrijpt de teleurstelling die stakeholders afgeven. In het geconsulteerde ontwerpinvesteringsplan hield TenneT bij de opgenomen projecten een conservatieve datum voor de oplevering aan. TenneT hanteerde daar namelijk een zogenaamde verwachtingswaarde. Deze waarde hield rekening met historisch opgedane (portfolio) ervaringen met aspecten die projecten kunnen vertragen, van projectrisico's tot vergunningverlening. Deze methodiek heeft TenneT in deze juli-versie van het ontwerpinvesteringsplan losgelaten en vervangen door een methode waarin explicieter rekening is gehouden met de resourcevraag van de individuele projecten. Dit betekent dat in sommige gevallen de verwachte opleveringsdata nauwkeuriger kunnen worden aangegeven. Deze detaillering is gedaan voor de projecten met een zichtperiode tot vijf jaar. Voor de projecten die in de zichtperiode tussen de zes en tien jaar liggen, is dit op dit moment nog lastig in te schatten. Hiervoor geeft TenneT met een bandbreedte aan wanneer een project hoogstwaarschijnlijk wordt opgeleverd.

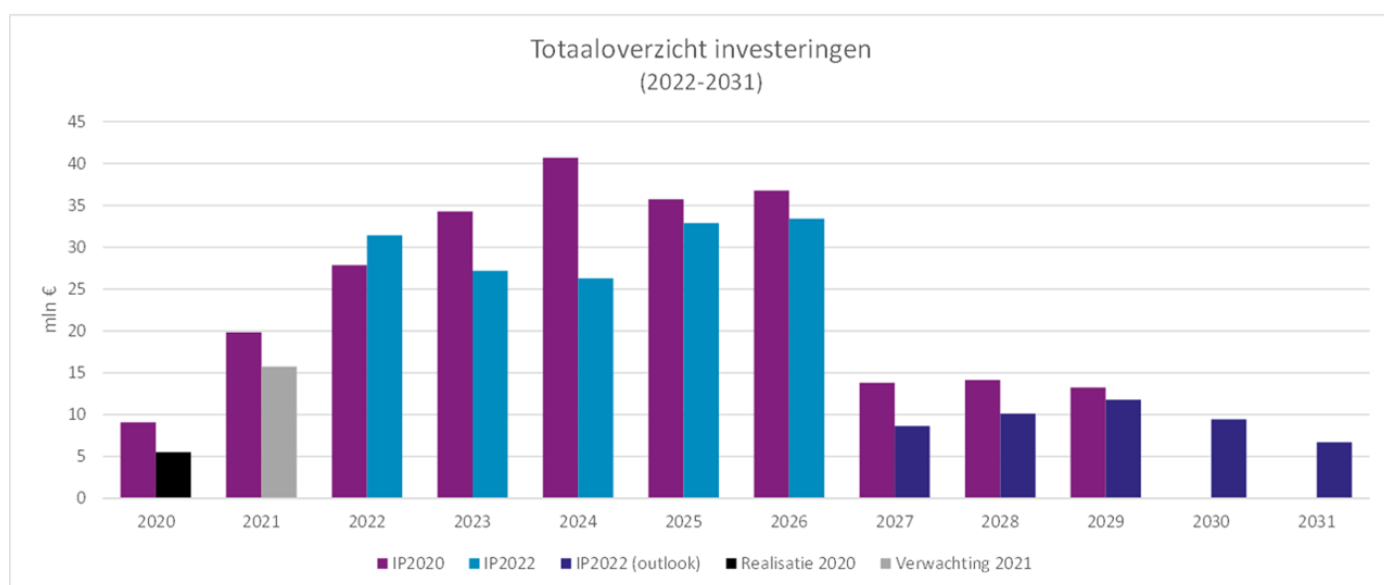
1.10 Leeswijzer

Dit IP begint in hoofdstuk 2 met een totaaloverzicht van de door Liander in het 150kV-net Randmeren voorgenomen investeringen. Het totaaloverzicht wordt in dit hoofdstuk opgesplitst in onderdelen die in hoofdstukken 5 tot en met 7 verder worden gedetailleerd. In hoofdstuk 4 worden de ontwikkelingen in de energiemarkt en het overheidsbeleid beschreven, samen met de gehanteerde scenario's voor het bepalen van capaciteitsknelpunten. De methodiek waarmee hoofdstukken 4 tot en met 7 tot stand zijn gekomen is beschreven in hoofdstuk 3.

2 Totaaloverzicht

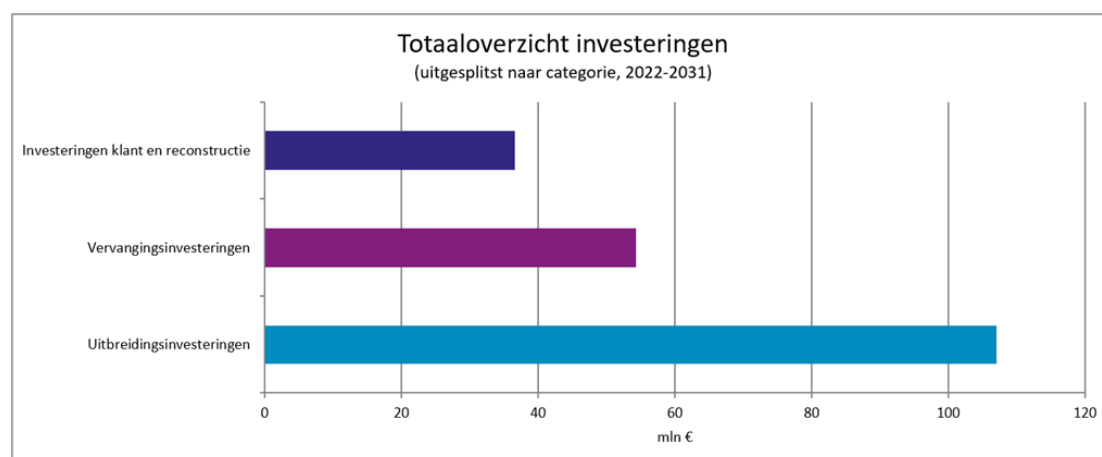
Dit IP beschrijft de door Liander voorgenomen investeringen voor de periode 2022-2031. Liander investeert in deze periode naar verwachting EUR 198 mln in het 150kV-net Randmeren.

Grotendeels worden deze investeringen gedaan ter mitigatie van de in dit IP gerapporteerde knelpunten. De verdeling van deze investeringen per jaar en de ontwikkeling ten opzichte van het vorige IP (IP2020) is weergegeven in [Figuur 2.1](#). Het teruglopen van de het investeringsvolume ten opzichte van het vorige IP wordt met name veroorzaakt doordat enkele geplande klantaansluitingen niet doorgaan en de onderliggende projecten zijn gestopt.



Figuur 2.1: Totaaloverzicht investeringen 2022-2031

[Figuur 2.2](#) splitst het investeringsvolume voor de periode 2022-2031 in categorieën die worden behandeld in [hoofdstukken 5, 6 en 7](#). Hieruit blijkt dat iets meer dan de helft van de investeringen in het 150 kV-net bedoeld is voor uitbreidingen, met name nieuw te bouwen 150 kV-stations door toenemende productie van wind op land en zon-PV, en belasting door datacenters. Dit verklaart ook het investeringsvolume voor klantaansluitingen en reconstructies, samen met een reconstructie (verkabeling) in Hattem. De vervangingsinvesteringen zijn ongeveer gelijk verdeeld over het vervangen van primaire en van secundaire componenten.



Figuur 2.2: Totaaloverzicht investeringen uitgesplitst naar categorie, 2022-2031 (H5, H6, H7)

3 Methodiek

Dit hoofdstuk beschrijft de methodiek die TenneT heeft gehanteerd om te komen tot de resultaten die in hoofdstuk 4 tot en met 7 van dit IP worden beschreven.

TenneT investeert risico-gedreven. Dit houdt in dat risicoanalyses op de capaciteit en de kwaliteit van het net bepalen waar investeringen vereist zijn. [Figuur 3.1](#) toont het proces dat TenneT toepast om deze risico's te identificeren en daarvoor investeringsprojecten te definiëren.

Stap 1 heeft alleen betrekking op capaciteit, stap 2 is verschillend voor risico's met betrekking tot respectievelijk capaciteit en kwaliteit van het net, en stap 3 en 4 zijn voor alle risico's gelijk. [Paragraaf 3.1](#) en [3.2.1](#) beschrijven stap 1 en 2 voor risico's met betrekking tot capaciteit van het net die uiteindelijk resulteren in de portfolio voor uitbreidingsinvesteringen. Eenzelfde risico-gedreven methodiek resulteert in de uitbreidingsinvesteringen in functionaliteit. [Paragraaf 3.2.2](#) beschrijft deze stappen voor risico's met betrekking tot kwaliteit die resulteren in de portfolio vervangingsinvesteringen. [Paragraaf 3.3](#) beschrijft stap 3 en [paragraaf 3.4](#) beschrijft stap 4 voor beide processen. De investeringen in klantaansluitingen en reconstructies worden uitgevoerd op initiatie van derden en zijn daardoor niet risico-gedreven. In [Figuur 3.1](#) zijn de hoofdstappen voor het bepalen van het investeringsportfolio weergegeven.



Figuur 3.1: Hoofdstappen in proces voor bepaling investeringsportfolio

3.1 In kaart brengen ontwikkelingen en scenario's (stap 1)

Om een betrouwbare raming van de capaciteitsbehoefte voor het landelijk hoogspanningsnet op te stellen, is het van belang een goed inzicht te hebben in de toekomstige inzet van productievermogen en de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en het belastingpatroon, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Op basis hiervan kunnen de toekomstige elektriciteitsstromen over het net worden gesimuleerd, waarmee mogelijke knelpunten in het net worden vastgesteld. De toekomstige inzet van productievermogen wordt berekend met behulp van marktsimulaties, die op basis van een gegeven scenario de meest kosteneffectieve inzet van productievermogen berekenen. De scenario's bevatten een set data die een beeld vormen van de elektriciteitsmarkt in een toekomstig jaar. [Figuur 3.2](#) laat de stappen zien die nodig zijn om te komen tot deze scenario's. Deze stappen worden hieronder verder gedetailleerd



Figuur 3.2: Methodiek voor in kaart brengen ontwikkelingen en scenario's

Stap 1.1: In kaart brengen van ontwikkelingen

De ontwikkelingen ten aanzien van de Nederlandse energievoorziening spelen een belangrijke rol bij de vaststelling van de toekomstige capaciteitsbehoefte voor de elektriciteitsvoorziening. Tevens is het van belang om goed te kijken naar de ontwikkelingen in andere Europese landen, omdat de Nederlandse elektriciteitsmarkt niet los van ontwikkelingen in Europese (buur)landen kan worden beschouwd. Bij het in kaart brengen van deze ontwikkelingen maakt TenneT gebruik van zowel interne als externe bronnen van informatie. De Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) is gebruikt om de scenario's consistent te laten aansluiten bij de lange-termijndoelen voor het jaar 2050 ten aanzien van verduurzaming.

Het resultaat van deze stap is een overzicht van de mogelijke ontwikkelingen die van belang zijn voor de ontwikkeling van het net, uitgesplitst in verschillende categorieën elektriciteitsvraag en categorieën productie, import en export van elektriciteit, elektriciteitsopslag, brandstof- en CO₂ prijzen. Waar van mogelijk belang voor de ontwikkeling van het net van TenneT, worden verschillende toekomstige ontwikkelingen onderscheiden.

Het resultaat van deze stap wordt in stap 1.2 gebruikt bij het vaststellen van de scenario's.

Stap 1.2: Vaststellen scenario's

TenneT hanteert voor het IP drie toekomstscenario's, waaronder het Klimaatakkoord, die in samenwerking met Gasunie en de regionale netbeheerders tot stand gekomen zijn. De scenario's dienen om de onzekerheid te vangen die inherent is aan toekomstige ontwikkelingen en zijn op basis van de in stap 1.1 in kaart gebrachte ontwikkelingen gedefinieerd. Elk scenario is representatief voor een mogelijke, toekomstige trend ten aanzien van de ontwikkelingen in de energiemarkt en overige ontwikkelingen. Tezamen omsluiten de scenario's de ontwikkelingen die TenneT van mogelijke invloed acht op de inrichting van het landelijk hoogspanningsnet.

Het resultaat van deze stap is een kwalitatieve beschrijving van de vastgestelde scenario's, die in [hoofdstuk 4](#) worden beschreven.

Stap 1.3: Kwantificeren scenario's

Voor drie steekjaren worden de scenario's gekwantificeerd op basis van verschillende publieke bronnen en op basis van gegevens die direct zijn verstrekt door aangeslotenen op basis van de verplichting in de Netcode. TenneT toetst deze cijfers met behulp van historische data. Voor het buitenland worden scenarioparameters gebruikt die in ENTSO-E-verband zijn gedefinieerd. De tabel in [bijlage 1](#) beschrijft welke bronnen voor dit IP zijn gehanteerd.

Gebruik van steekjaren

Om het aantal berekeningen in de modellen beheersbaar te houden worden de scenario's voor drie steekjaren gekwantificeerd en doorgerekend. Hiermee wordt een goed inzicht verkregen in de mogelijke ontwikkelpaden die zich binnen de zichtperiode van dit IP kunnen afspelen in de elektriciteitsmarkt. De gehanteerde steekjaren voor dit IP zijn 2022, 2025 en 2030. Deze steekjaren sluiten aan bij de door het kabinet gestelde langetermijndoelen (2030) en de door ENTSO-E in het TYNDP gehanteerde steekjaren (2025, 2030), wat de kwantificatie van scenario's op punten vereenvoudigt en bijdraagt aan de vergelijkbaarheid van studies. De resultaten van de berekeningen in de drie steekjaren leveren knelpunten op en daarbij behorende investeringen. De zichtperiode van dit IP is tot en met 2031. De (financiële) informatie na 2031 valt daarom buiten de scope van dit IP.

Het resultaat van deze stap 1.3 zijn kwantitatieve overzichten per scenario en steekjaar van:

- Elektriciteitsvraag per uur in MW;
- Opgesteld productievermogen per (brandstof)categorie in GW;
- Interconnectiecapaciteit per grens in MW;
- Opslagcapaciteit en -vermogen in GWh en MW;
- Brandstof- en CO₂-prijzen.

Stap 1.4: Uitvoeren marktsimulaties

TenneT gebruikt marktsimulaties om de inzet van elektriciteitscentrales voor elk uur in een scenario en per steekjaar te bepalen. In de gehanteerde modellen vormt Nederland een deel van de onderling verbonden Europese elektriciteitsmarkt. Hierdoor is de inzet van Nederlandse centrales mede afhankelijk van de karakteristieken van de rest van het systeem.

Electriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag per land vormt input voor het model, waarbij voor elk land met behulp van een belastingprofiel⁵ de elektriciteitsvraag per jaar wordt omgezet in de elektriciteitsvraag per uur. Het belastingprofiel voor Nederland is gebaseerd op eigen analyses van TenneT. De belastingprofielen voor de rest van Europa zijn afkomstig van ENTSO-E.

Productie wind op land, wind op zee en zon PV

De productie voor elk uur uit weersafhankelijke bronnen (wind en zon PV) wordt bepaald door een vooraf opgesteld profiel dat de beschikbaarheid van deze bronnen op basis van historische meteorologische data op uurbasis weergeeft. Voor elk land en elke bron wordt een afzonderlijk profiel gebruikt dat afkomstig is van ENTSO-E.

Gebruik van weerjaren

Een weerjaar bestaat uit vooraf opgestelde profielen die op basis van historische meteorologische gegevens zijn gemaakt en die per uur de beschikbaarheid van wind- en zonne-energie bevatten. De beschikbaarheid van wind- en zonne-energie verschilt per jaar, net als de elektriciteitsvraag als gevolg van onder andere temperatuurverschillen. Dit kan invloed hebben op de gevonden capaciteitsknelpunten en de ernst daarvan. Voor zowel elektriciteitsvraag als -productie is de weersafhankelijkheid meegenomen. TenneT voert de simulaties uit voor het weerjaar 2011, omdat dit weerjaar een goede gemiddelde inschatting geeft voor de capaciteitsknelpunten.

5 Een belastingprofiel geeft voor elk uur van het jaar aan welk deel van de jaarlijkse elektriciteitsvraag in dat uur plaatsvindt.

Productie van conventionele centrales

De productiecapaciteit wordt per categorie van conventionele centrales gemodelleerd op basis van een onderverdeling in brandstof, technologie en rendement. Afhankelijk van de elektriciteitsvraag en de productie uit weersafhankelijke bronnen wordt met behulp van simulatie de meest kosteneffectieve inzet van de conventionele centrales vastgesteld op basis van techno-economische eigenschappen van centrales. Deze optimalisatie wordt uitgevoerd met een tijdstap van één uur, waarbij ook rekening wordt gehouden met technische limieten en kosten die gepaard gaan met het op- en afregelen van centrales in verschillende uren.

Geografische afbakening

Het geografische gebied van het gemodelleerde systeem bestaat uit de Europese Unie, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen, Zwitserland en de Balkanlanden. Ieder land wordt in de marktsimulaties gemodelleerd als 'koperen plaat'. Dat wil zeggen dat het model binnen een land geen rekening houdt met interne transportbeperkingen.

Tussen landen bestaat echter wel een grens aan de hoeveelheid voor de markt beschikbare transportcapaciteit, waardoor de door de markt gewenste uitwisseling van elektriciteit beperkt wordt (de interconnectiecapaciteit). In de marktsimulaties wordt hiermee rekening gehouden door de uitwisseling te beperken tot de zogenaamde 'lange termijn netto transportcapaciteiten'⁶, vastgesteld op basis van bepalingen uit het Clean Energy Package (zie ook [paragraaf 4.2.3](#)).

Resultaat stap 1: Belasting en productie per uur

Het resultaat van de marktsimulaties zijn tijdseries voor productie, vraag en handel. Voor ieder scenario en steekjaar bestaan deze uit een set van uurwaarden van:

- De elektriciteitsvraag in Nederland en het buitenland;
- De productie in Nederland en het buitenland, uitgesplitst in (brandstof)categorieën (zie [hoofdstuk 4](#));
- Import en export per grens;

Dit resultaat vormt de belangrijkste input voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten (stap 2).

3.2 Bepalen knelpunten (stap 2)

3.2.1 Capaciteitsknelpunten

Stap 2 heeft als doel de capaciteitsknelpunten te bepalen. [Figuur 3.3](#) toont de verschillende stappen die hieronder worden uitgelegd.



Figuur 3.3: Stappen voor de analyse voor de capaciteitsknelpunten

Stap 2.1: Opstellen netmodel

In het netmodel berekent TenneT de vermogensstromen en kortsluitstromen in het net afhankelijk van de topologie, de inzet van elektriciteitsproductie-eenheden en de verdeling van elektriciteitsvraag over de hoogspanningsstations. Voor dit IP hanteert TenneT hiervoor de onderstaande uitgangspunten.

Het netmodel dat voor dit IP wordt gehanteerd, is gebaseerd op de netsituatie per 1 januari 2021. Voor de verschillende steekjaren wordt het netmodel aangevuld met de tussentijds gerealiseerde uitbreidingen, mits die projecten zich in januari 2021 in de realisatiefase bevonden. De overige projecten in het portfolio hebben immers nog geen Final Investment Decision (gate 2).

Het netmodel representeert naast het Nederlandse net ook relevante delen van netten in andere landen. Hierdoor wordt rekening gehouden met de invloed van grensoverschrijdende vermogensstromen op de vermogensstromen in Nederland.

Het startpunt voor de analyses met het netmodel is dat alle netschakels beschikbaar zijn voor bedrijfsvoering, de n-0 situatie (geen uitval). In stap 2.2 worden uitvalsituaties beschouwd door stapsgewijs netschakels te deactiveren (n-1, n-2).

⁶ Lange termijn netto transportcapaciteiten, in het Engels long-term NTCs geheten, representeren de in de toekomst verwachte (voor de markt beschikbare) capaciteit tussen landen.

De set van uurwaarden van de geraamde productie per categorie (zie hoofdstuk 4) wordt gebruikt voor de inzet van de elektriciteitsproductie-eenheden in het model. Deze uurwaarden worden gealloceerd aan de productie-eenheden van een specifieke soort (zon, wind, gas, kolen, etc.) op basis van hun marginale productiekosten.

Het opgestelde productievermogen per station en de aangesloten belasting is gebaseerd op de opgaves van regionale netbeheerders en direct aangesloten klanten. De uurwaarden van de aangesloten opwek en belasting volgen de markt simulaties van TenneT. De maximale uurwaarde van de belasting komt overeen met het maximale stationsverbruik zoals opgegeven door de RNB bij de berekening van de capaciteitsknelpunten in de 150 kV- en 110 kV-netten. Voor het landelijke net wordt het opgegeven verbruik omlaag bijgesteld om de op landelijk niveau geformuleerde scenario's te waarborgen.

Om de gevoeligheid van de vermogensstroomberekeningen voor maximale inzet van productie-eenheden in bepaalde regio's te onderzoeken, worden de netberekeningen voor het 380 kV- en 220 kV-net met twee excursies uitgevoerd waarbij productie-eenheden per specifieke soort eerst in een regio (Noord-Nederland of West-Nederland) maximaal ingezet worden (tot de merit order) en dan pas aangevuld worden met eenheden in de rest van Nederland.

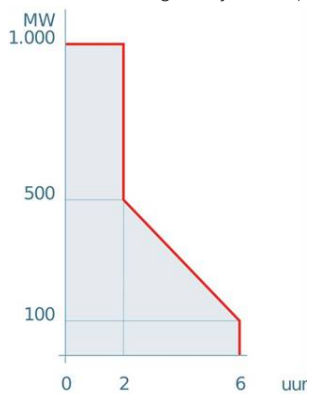
De weersomstandigheden zijn niet in het hele land tegelijkertijd hetzelfde. Daarom wordt voor de inzet van zowel zon PV als van onshore wind een apart profiel per provincie gebruikt. Zowel bij onshore wind als zon PV is er tussen de provincies een kleine ongelijkzijdigheid. Voor zon PV is aan klanten en regionale netbeheerders het paneel- of piekvermogen (MWp) gevraagd, zoals ook in de RES gebruikt wordt. Omdat zon PV slechts een beperkt deel van de tijd het volledige piekvermogen produceert, wordt de aansluiting van zonneparken kleiner gedimensioneerd. Productie boven het aansluitvermogen wordt afgetopt in de berekeningen. In het IP2022 is de maximale inzet op 70% gezet, conform het convenant tussen de zonne-sector en de netbeheerders.

Stap 2.2: Toetsen van het net /Berekening van vermogensstromen en kortsluitstromen

Met behulp van het netmodel worden de vermogensstromen door alle verbindingen bepaald voor elk uur van elk steekjaar en voor elk scenario (inclusief excursies). In het netmodel zijn alle netschakels gespecificeerd met een maximale belastbaarheid, zowel in de zomer (april t/m oktober) als in de winter (november t/m maart). Indien de berekende belasting op een circuit of een transformator groter is dan de maximale belastbaarheid, dan wordt dit aangemerkt als een capaciteitsknelpunt. De vermogensstromen worden bepaald voor de volgende situaties:

- *n-1 criterium*: Enkelvoudige storing aan circuits, transformatoren en productie-eenheden bij normaal bedrijf
- *n-2 criterium*: Onderhoud aan één willekeurig circuit, transformator of productie-eenheid in combinatie met een (ongepande) storing aan één willekeurig circuit, transformator of productie-eenheid. Bij de beoordeling van een eventueel signaleerd capaciteitsknelpunt wordt rekening gehouden met de mogelijkheid om onderhoud te plannen ten tijde van gunstige productie- en belastingsituaties. Dat wil zeggen dat er slechts sprake is van een capaciteitsknelpunt als onderhoud niet meer gepland kan worden zonder dat de enkelvoudige storingsreserve kan worden gegarandeerd. Hiervoor is een onderhoudsvenster van 8 aaneengesloten weken nodig.
- *100 MW/6h knelpunt*: Een uitzondering voor n-2 knelpunten wordt gehanteerd voor de momenten dat de zuivere belasting (verbruik) lager is dan 100 MW. In dat geval is een uitval van maximaal 6 uur toegestaan. Wanneer niet aan dit criterium kan worden voldaan, wordt dit geduid als een 100 MW/6h-knelpunt.
- *n-1 criterium voor railsystemen*: Enkelvoudige storing aan 380/220/150/110 kV-railsystemen bij normaal bedrijf. Bij 380/220 kV-railsystemen is een onderbreking van verbruik niet toegestaan. Bij 150/110 kV-railsystemen mag de onderbreking van verbruik maximaal 500 MW zijn gedurende 1 uur en daarna maximaal 100 MW gedurende 5 uur. De uitval van productie mag niet groter zijn dan 1500 MW.
- *n-2 criterium voor railsystemen*: Railsystemen worden voor onderhoudssituaties getoetst op enkelvoudige storingsreserve indien een enkelvoudige storing kan leiden tot:
 - Een dusdanige verstoring van grote (inter)nationale energietransporten dat elektriciteits- vraag of -productie op andere stations met hetzelfde spanningsniveau onderbroken raakt (alleen van toepassing op het 380 kV- en 220 kV-net);
 - Een onderbreking van meer dan 1.500 MW productievermogen;

- Onderbreking van de elektriciteitsvraag in het onderliggende net die qua omvang en hersteltijd groter is dan de gedefinieerde maximale vermogens-tijdcurve (zie [figuur 3.4](#)).



Figuur 3.4: Maximale vermogens-tijdcurve die de toegestane onderbreking van de elektriciteitsvraag als gevolg van een railstoring bij onderhoud aangeeft

- PQ-knelpunten volgen niet uit de netberekeningen. De PQ-knelpunten worden situationeel (onafhankelijk van de IP-cyclus) in kaart gebracht. TenneT voert interne studies uit naar de verwachte spanningshuishouding en de benodigde hoeveelheid compensatiemiddelen. Het voornemen is dat TenneT met eigen middelen de spanningsondersteuning kan faciliteren. PQ-knelpunten hebben verschillende oorzaken:
 - Door plaatsing van extra transformatoren of nieuwe kabels in het net van TenneT en de regionale netbeheerders wordt het net capaciteiver. Dit veroorzaakt extra blindvermogen. Dan wordt spoelvermogen ter compensatie bijgeplaatst.
 - Het voorziene wegvallen van blindstroom door verminderde inzet van conventionele centrales.

Wettelijk kader van de in dit IP gehanteerde criteria

De criteria voor enkelvoudige storingsreserve zijn vastgelegd in artikel 31 van de Elektriciteitswet. De Elektriciteitswet laat op de enkelvoudige storingsreserve beperkte uitzonderingen toe, indien een vrijstelling is verleend middels een Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB), zoals benoemd in artikel 16. Naar aanleiding van het onderzoek “Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet” (Ministerie van Economische Zaken, augustus 2013) is een Maatschappelijke Kosten Baten Analyse (MKBA) uitgevoerd voor uitvalsituaties in het hoogspanningsnet. Dit heeft ertoe geleid dat per 1 januari 2021 een aantal vrijstellingen in werking zijn getreden middels het Besluit Uitvalsituaties (1 december 2020). Deze AMvB voegt een tweetal paragrafen toe aan het Besluit Investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas waarin de vrijstellingen op de enkelvoudige storingsreserve in normaalbedrijf en tijdens onderhoud benoemd zijn voor circuits, transformatoren en railsystemen. In het toetsingskader van dit IP is de Elektriciteitswet inclusief de vrijstellingen uit het Besluit Uitvalsituaties gebruikt.

De kortsluitvastheid wordt getoetst om de netveiligheid en persoonlijke veiligheid in de nabijheid van installaties vast te stellen. Met behulp van kortsluitstroomberekeningen wordt getoetst of de maximaal optredende stromen tijdens een kortsluiting de kortsluitvastheid van de installaties niet overstijgt.

Bij de kortsluitstroomberekeningen wordt uitgegaan van een volledig beschikbaar net vanaf 110 kV. Alle productie-eenheden met een aansluitovereenkomst op dit net zijn daarbij ‘in bedrijf’ verondersteld, ook de productie-eenheden die geconserveerd zijn. Zowel de éénfase- als de driefasenkortsluitstroom wordt berekend. Een kortsluitknelpunt wordt als zodanig geïdentificeerd als de berekende éénfase en/of de driefasenkortsluitstroom groter is dan de kortsluitvastheid van de betreffende installatie. Dit type knelpunt ontstaat met name als gevolg van nieuwe netuitbreidingen. Voor deze analyse worden in het netmodel in het laatste steekjaar daarom ook projecten opgenomen waarvan de realisatie nog niet definitief zeker is, maar die al wel de alternatieve fase zijn gepasseerd en dus een Gate 1 hebben. Daarnaast is, vanwege zijn impact, het RCR-project NW380-fase 2 meegenomen.

De toetsing aan het railcriterium, het n-2 criterium voor railsystemen en de kortsluitvastheid is alleen voor het scenario ‘Klimaatakkoord’ uitgevoerd, aangezien dit het enige scenario is waarvan in alle steekjaren volledige informatie beschikbaar is. Dit is in lijn met IP2020.

Stap 2.3: Bepalen van de ernst van het capaciteitsknelpunt

Om de ernst van de capaciteitsknelpunten in het net inzichtelijk te maken, wordt een jaarrond-rekenmethode gebruikt. Hierbij wordt voor elk uur van het jaar het effect op het elektriciteitsnet getoetst van de combinatie van productie en elektriciteitsvraag uit de marktanalyses.

Het risico op overbelasting van een netschakel in het net is een resultante van de hoogte van de mediaan van de overbelasting en het aantal uren dat deze optreedt. Deze berekening wordt zowel voor de ongestoorde toestand (n-0) als voor de gestoorde toestanden (n-1 en n-2) afzonderlijk uitgevoerd, waarna de ernst wordt bepaald op basis van een weging van deze resultaten. Een overbelasting tijdens normaal bedrijf wordt daarbij ernstiger beoordeeld dan een overbelasting bij een enkelvoudige storing, die weer ernstiger wordt beoordeeld dan een overbelasting gedurende een enkelvoudige storing ten tijde van onderhoud. Omdat er onzekerheid in de scenario's zit, wordt een overschrijding in de steekjaren 2025 en 2030 pas vanaf 110% als een knelpunt beschouwd.

Het resultaat van deze analyses levert het overzicht met capaciteitsknelpunten op. De ernst van capaciteitsknelpunten wordt voor alle netvlakken op dezelfde wijze bepaald.

Met het besluit Uitvalssituaties van 1 december 2020 is het toegestaan om delen van een net met een spanning lager dan 220 kV niet n-1 veilig te bedrijven voor (duurzame) productie. Om de netveiligheid te garanderen moet bij uitval van een netschakel geautomatiseerd voldoende productievermogen afgeschakeld kunnen worden. Hiervoor is een investering noodzakelijk. Productie-gerelateerde n-1 knelpunten worden daarom wel vermeld in IP2022.

3.2.2 Kwaliteitsknelpunten

Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dient de functionaliteit van de componenten in stand te worden gehouden. Dit gebeurt enerzijds door onderhoud te plegen en anderzijds door componenten te reviseren of te vervangen. De status van de componenten wordt in kaart gebracht door het uitvoeren van inspecties, zoals omschreven in de TOR (TenneT Onderhoudsrichtlijn). Onder andere die inspecties kunnen leiden tot de definitie van een kwaliteitsknelpunt en uiteindelijk tot een investering om componenten of populaties van componenten te vervangen. Het onderhoud aan het landelijk hoogspanningsnet maakt op grond van artikel 21 van de E-wet geen onderdeel uit van het investeringsplan. In het investeringsplan staan alleen de vervangingsinvesteringen vermeld.

TenneT heeft de Health Index ontwikkeld om de conditie van haar componenten, die zijn vastgelegd in het bedrijfsmiddelenregister, te bewaken. De Health Index is een waardeoordeel over de conditie van een component op basis van de verwachte rest-levensduur, gebaseerd op faalstatistieken van een populatie, het bouwjaar en de door inspecties vastgestelde staat van componenten. Er wordt gekeken naar verschillende typen componenten en binnen de typen naar de individuele componenten. Componenten krijgen op grond van conditie-indicatoren een gewogen score, uitgedrukt in een kleur (Health-index).

De Health Index-methodiek geeft een inschatting van de mate waarin de componenten binnen de inspectieperioden voldoen aan de technische uitgangspunten. Hiertoe zijn vier niveaus gedefinieerd, die zijn samengevat in [figuur 3.5](#):



Figuur 3.5: Scores Health Index

- Goed (groen): de verwachte technische conditie blijft binnen zes jaar voldoen aan de technische uitgangspunten;
- Voldoende (oranje): de verwachte technische conditie voldoet binnen zes jaar niet aan de technische uitgangspunten, maar kan met aanvullend onderhoud weer Goed (groen) worden;
- Matig (rood): de verwachte technische conditie voldoet binnen zes jaar niet meer aan de technische uitgangspunten. Afhankelijk van de risico's worden acties vastgesteld om de component weer terug te brengen naar een groene indicatie in de Health Index;
- Onvoldoende (paars): de verwachte technische conditie voldoet binnen drie jaar niet meer aan de technische uitgangspunten. Door uitvoering van revisies of vervangingen, opgenomen in de portfolio, worden deze risico's gemitigeerd.

De Health Index maakt inzichtelijk of identieke componenten elders in het net eenzelfde score laten zien en daarmee of het een populatieprobleem betreft of slechts een probleem met een enkele component. Voor componenten met een rode en paarse Health Index wordt een risicobeoordeling gemaakt om te komen tot een score per bedrijfswaarde (zie [paragraaf 3.3](#)). Op basis daarvan wordt vastgesteld welke van de componenten met welke prioriteit vervangen moeten worden.

De Health Index geeft een weergave van de toestand van de assets maar geeft geen inzicht in het faalgedrag. De conditie van een component is tevens niet de enige reden voor een storing. Met de risicoscore per bedrijfswaarde wordt beter inzicht verkregen in de betrouwbaarheid, veiligheid of gelijkwaardige bedrijfswaarden van de netonderdelen en kan gericht gestuurd worden.

De risico's op falen van de componenten worden gecombineerd op stationsniveau, waarbij stations met gesommeerd een hoog risico een hogere prioritering krijgen in de vervangingsprogramma's, te weten: programma Primair, programma Secundair en programma Stationsvervanging. Er wordt een onderverdeling gemaakt gebaseerd op de configuratie van het station, lopende projecten, geplande uitbreidingen en scope van de problematiek. De Health Index vormt een eerste inschatting van de risico's die aanwezig zijn op het station en vormt de aanleiding om te starten met vervangingen. Na een verdere inspectie van het station ('schouw') wordt de definitieve scope van de problematiek vastgesteld. Het grootste deel van de vervangingsinvesteringen maakt onderdeel uit van één van de programma's.

3.3 Vaststellen risicoscore van knelpunten (stap 3)

Het risicoprofiel wordt bepaald door de risicoscore van alle actuele knelpunten in het net. Knelpunten komen enerzijds voort uit netberekeningen en anderzijds uit de Health Index en andere indicatoren die informatie verstrekken over de conditie van componenten. Ieder knelpunt heeft een actueeldatum, de datum vanaf wanneer het risico kan optreden, en ieder gerelateerd project heeft een inbedrijfname (IBN) datum, de datum waarop TenneT voorziet dat het knelpunt is opgelost. Ligt de IBN datum van een gerelateerd project voorbij de actueeldatum van een knelpunt dan is een knelpunt gedurende deze periode actueel en telt de risicoscore van het knelpunt mee in het risicoprofiel. Het risicoprofiel wordt gedefinieerd als de som van de risicoscores van alle actuele knelpunten in het risicoregister.

Het verloop van het risicoprofiel over de jaren heen geeft daarmee een indicatie van de ontwikkeling van de prestaties en de kwaliteit van het net. Een lager risicoprofiel betekent een voorziene betere prestatie en kwaliteit van het net.

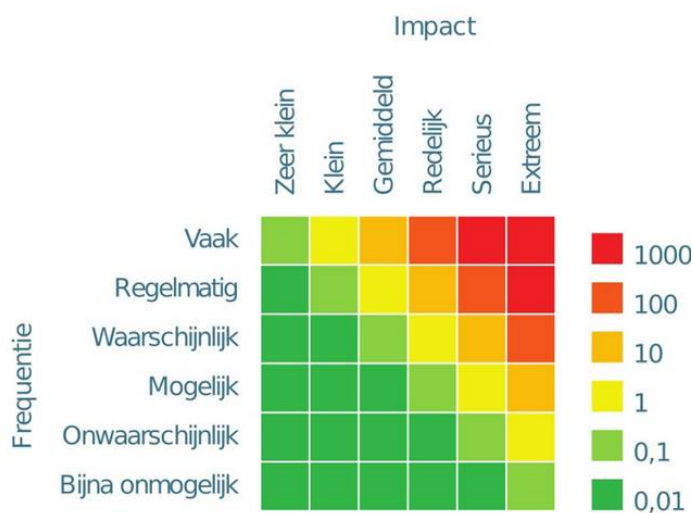
De risicoscore voor een knelpunt wordt bepaald door een beoordeling op zes resultaatgebieden. Dit leidt na weging van de resultaatgebieden tot een kwantitatieve risicoscore per knelpunt, uitgedrukt in een logaritmische schaal en verdeeld in zes risicocategorieën: 0-0,01; 0,01-0,1; 0,1-1; 1-10; 10-100; >100. Een overzicht van de resultaatgebieden en de weging is weergegeven in [tabel 3.1](#). De wegingswaarden staan voor de strategie en het beleid van TenneT. Veiligheid en Kwaliteit van levering zijn de belangrijkste bedrijfswaarden. Financieel, Compliance, Milieu en Belanghebbenden hebben een lagere weging dan Veiligheid en Kwaliteit van levering.

Resultaatgebied	Omschrijving	Weging
Veiligheid	Aantal en zwaarte van ongevallen	26%
Kwaliteit van levering	Beschikbaarheid van het net en spaningskwaliteit	26%
Financieel	Verwachte (maatschappelijke) kosten	12%
Compliance	Straffen en boetes bij niet voldoen aan eisen	12%
Milieu	Herstelbaarheid aangebrachte schade	12%
Belanghebbenden	Beschadigde relaties met belanghebbenden	12%

Tabel 3.1: Overzicht en weging van de resultaatgebieden ter bepaling van de risicoscore

Voor de risicoscore per resultaatgebied worden de impact en frequentie gecombineerd. De risicomatrix in [figuur 3.6](#) geeft schematisch de totstandkoming van de risicoscore per resultaatgebied weer. De frequentie van de gebeurtenis varieert in zes gradaties van vaak (meer dan 1 keer per jaar) tot bijna onmogelijk (minder dan eens per 10.000 jaar) voor ieder resultaatgebied. De impact op de zes resultaatgebieden wordt voor ieder resultaatgebied in zes categorieën geïnclassificeerd. De impact op veiligheid wordt bepaald aan de hand van het aantal en de zwaarte van ongevallen waarbij TenneT personeel, voor TenneT werkende aannemers of derden betrokken zijn. De impact op kwaliteit van levering wordt uitgedrukt in de niet-beschikbaarheid van het net: de totale tijd van storingen en stroomonderbrekingen, in combinatie met de hoeveelheid vermogen dat mogelijk uitvalt of de hoeveelheid grootschalige redispatch om deze uitval te voorkomen. Financiële impact wordt gemeten in kosten die kunnen voortvloeien

uit het bestaan van het betreffende knelpunt, zoals de kosten die volgen uit het herstellen van de energietoevoer, de wettelijke compensatiekosten bij overschrijding van een bepaalde uitvalduur en de kosten als gevolg van noodzakelijke redispatch. Het resultaatgebied compliance is een maat voor de impact die voortkomt uit het mogelijk niet voldoen aan wet- en regelgeving. De impact op milieu wordt gemeten in mate van herstelbaarheid van de potentiële schade aan het milieu, bijvoorbeeld door lekkage van SF6-gas en olie lekkage. Het resultaatgebied belanghebbenden omvat de impact op de betrekkingen met belanghebbenden.



Figuur 3.6: Risicomatrix

De risicoscore voor bepaalde knelpunten kan verschillen in de tijd. Zo houdt TenneT bij knelpunten die opgelost worden door grootschalige vervangingsprogramma's rekening met een aflopende risicoscore bij voortschrijdende realisatie. Dit betekent dat de risicoscore van een knelpunt, gerelateerd aan een vervangingsprogramma, evenredig zal dalen met het aantal vervangingen dat is uitgevoerd of gepland binnen dat programma. De risicoscore van bepaalde knelpunten ontwikkelen zich in de tijd, bijvoorbeeld wanneer n-2 knelpunten met de tijd toenemen tot n-1 knelpunten of wanneer knelpunten pas ontstaan in latere steekjaren.

In het geval dat een capaciteitsknelpunt wordt geconstateerd dat niet optreedt in alle scenario's, wordt de waarschijnlijkheid van het knelpunt lager ingeschat dan 1 en wordt deze waarschijnlijkheid verwerkt in de risicobeoordeling.

Dit investeringsplan bevat de knelpunten met bijbehorende investeringen die met de kennis van nu geïdentificeerd zijn. Dit leidt tot een risicoprofiel dat afneemt met het mitigeren van de huidige knelpunten. In de toekomst zullen nieuwe knelpunten geïdentificeerd worden, zowel voor capaciteit als kwaliteit. Deze komen in toekomstige investeringsplannen in beeld en zullen dan ook leiden tot een hogere risicopositie.

3.4 Investeringsportfolio (stap 4)

Portfolio governance proces

Wanneer de risicobeoordeling een waarde van 0,1 of hoger scoort⁷, wordt er in de meeste gevallen direct een project aangemaakt in de investeringsportfolio door middel van een Study Initiation Form (SIF) en eventueel met een Gate 0-document (Initial Alternatives) waarin een eerste verkenning van de oplossingsalternatieven wordt vastgelegd. Hiermee wordt de scope van de te onderzoeken alternatieven bepaald. Dit betekent dat het overgrote deel van de geïdentificeerde knelpunten met een score van 0,1 of hoger in dit IP zijn opgenomen. Enkele knelpunten⁸ worden echter vooralsnog operationeel opgelost of vanwege de grote onzekerheid in het volgende IP opnieuw beoordeeld.

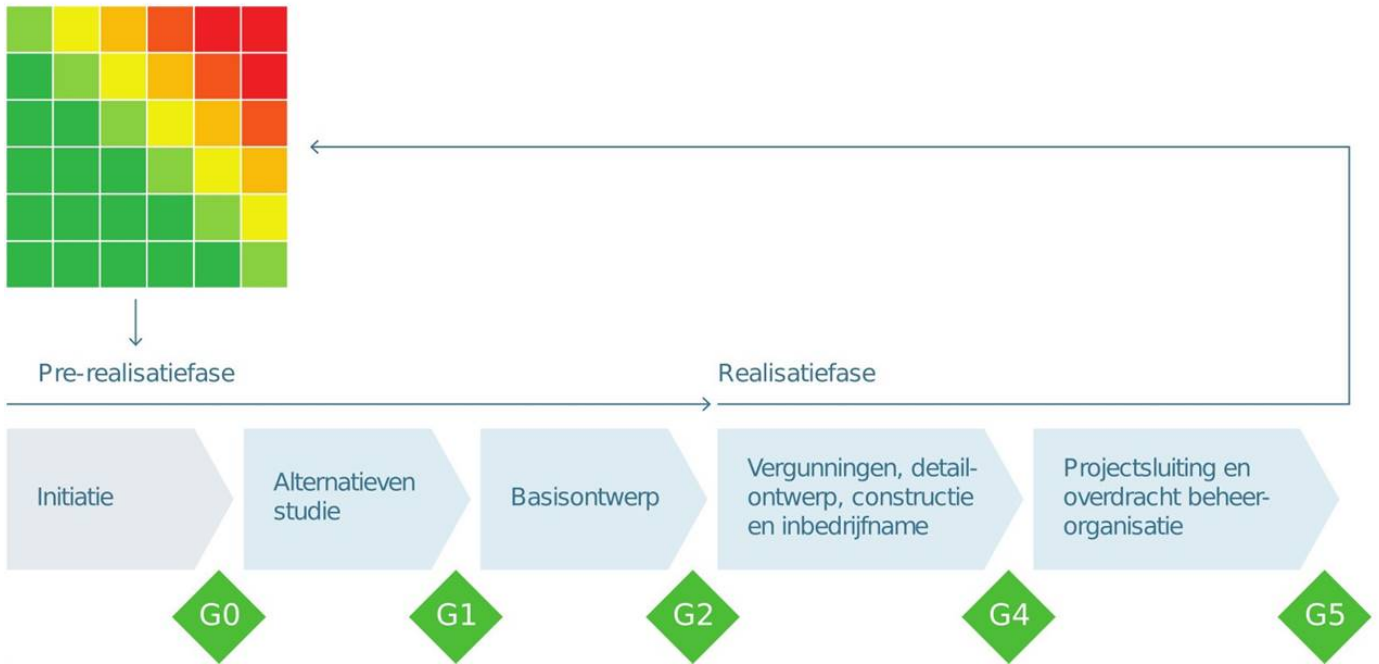
Er zijn diverse redenen waarom een knelpunt niet direct tot een investering hoeft te leiden. Het kan zijn dat het mitigeren van het knelpunt dusdanig complex is, dat mogelijke maatregelen niet kostenefficiënt zijn ten opzichte van de gevolgen van het optreden van het risico. Het risico kan dan worden geaccepteerd. Soms is een operationele oplossing efficiënter – bijvoorbeeld door energiestromen anders te schakelen of het gebruik van redispatch – zeker wanneer een knelpunt naar verwachting van tijdelijke aard is. Soms kan een knelpunt worden weggenomen met extra onderhoudsactiviteiten. In alle gevallen zijn dit specifieke afwegingen die per knelpunt worden gemaakt.

⁷ Een uitzondering wordt gemaakt voor resultaatgebied Compliance. Voor alle Compliance knelpunten wordt een (operationele) oplossing aangedragen.

⁸ In de bijlage "xxx naam bijlage" is het volledige risicoregister weergegeven. Zo wordt ook duidelijk welke knelpunten niet met een in het IP genoemde investering worden opgelost.

De afronding van de studiefase resulteert in een Gate 1-document (Decision on Alternatives), waarin diverse alternatieven om het betreffende knelpunt te mitigeren worden uiteengezet en een voorkeursalternatief wordt aangedragen. Dit kan een investering in fysieke infrastructuur zijn, maar ook een andersoortige oplossing. Het is een vereiste dat de oplossingsrichting het knelpunt volledig oplost. In het geval van een investering wordt het geselecteerde alternatief na het Gate 1-besluit uitgewerkt tot een basisontwerp, waarna een Gate 2-document (Final Investment Decision) wordt ingediend. In deze aanvraag zijn scope, budget en planning in detail bepaald. Tijdens de looptijd van het project kan de op dat moment beschikbare informatie aanleiding zijn om een Project Exception Report (ER document) in te dienen om het projectmandaat te wijzigen. Een ER kan betrekking hebben op een technische scopewijziging, een overschrijding van het budgetmandaat of een vertraging (meer dan twee kwartalen) in de realisatie van het betreffende project. Daarnaast is een ER nodig om een project op te schorten (On hold). In [figuur 3.7](#) is het investeringsproces schematisch weergegeven.

Capaciteits- of kwaliteitsknelpunt



Figuur 3.7: Schematische weergave investeringsproces

De governance-structuur borgt dat het oplossen van knelpunten in een vroegtijdig stadium wordt opgepakt, er formele goedkeuring plaatsvindt van de oplossingsrichting en de voortgang van het oplossen van het knelpunt wordt gemonitord.

Hierdoor is steeds de officiële documentatie beschikbaar die ten grondslag ligt aan de gegevens in de investeringsportfolio. De governance-structuur is geborgd in het investeringsproces en vastgelegd in de Corporate Investment Manual.

Projecttypen in investeringsportfolio

De investeringsportfolio omvat verschillende typen projecten:

- *Uitbreidingsprojecten* omvatten alle investeringen die zorgen voor een uitbreiding van de capaciteit van het net en komen voort uit de analyse voor capaciteitsknelpunten. Daarnaast is er een aantal projecten opgenomen, zoals de bouw van nieuwe stations, om voorziene klantaansluitingen gerelateerd aan de energietransitie, tijdig te kunnen faciliteren.
- *Vervangingsprojecten* omvatten investeringen die uitgevoerd worden wegens afnemende functionaliteit, betrouwbaarheid of veroudering van de componenten, en komen veelal voort uit de Health Index-score van componenten. Daarnaast kunnen aangescherpte regelingen vervangingen noodzakelijk maken.
- *Functionaliteitsprojecten* omvatten investeringen die een functionaliteit aan het net toevoegen maar de capaciteit van het net niet uitbreiden, zoals additionele fysieke beveiliging van stations of verbeteringen in de telecommunicatie.
- *Klantaansluitingen en reconstructieprojecten* worden geïnitieerd als klanten aangesloten willen worden op het net of als andere infrastructurele werkzaamheden een wijziging van het net noodzakelijk maken. Deze projecten liggen vaak buiten de beslissingsbevoegdheid van TenneT. Aan deze projecten zijn geen knelpunten en risicoscore verbonden, hoewel het al dan niet doorgaan van bepaalde aansluitingen kan leiden tot nieuwe knelpunten in het net (diepere net-investeringen) of het wegvallen van eerder geïdentificeerde knelpunten.

3.5 Prioritering van projecten en verwachte inbedrijfsname-datum

In korte tijd is de omvang van het portfolio aanzienlijk gestegen. Aangezien niet alle investeringsprojecten tegelijkertijd in uitvoering kunnen worden genomen, werkt TenneT met een prioritering. Voor de prioritering in het portfolio heeft TenneT de methodiek aangevuld ten opzichte van het vorige investeringsplan (2020-2029) en de 'januari-versie' van dit investeringsplan. Deze methode leidt tot een verbeterd inzicht in de maakbaarheid van het portfolio en de – op dit moment – best mogelijke inschatting van IBN-data.

De ontwikkeling stopt hier echter niet: prioriteren zal de komende jaren noodzakelijk blijven en de methode waarmee TenneT dit doet is voortdurend in ontwikkeling. In overleg met het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, de Autoriteit Consument en Markt, regionale netbeheerders en andere stakeholders zal TenneT in gesprek blijven over mogelijke aanpassingen aan de wijze van prioriteren.

Kwartaalproces versus herziene prioriteringslag

Om de haalbaarheid van het portfolio te toetsen, wordt de beschikbaarheid van kritieke resources in de uitvoeringsfase met een driemaandelijkse cyclus inzichtelijk gemaakt op twee tijdshorizonnen: voor de komende anderhalf jaar een gedetailleerd plan (integrated activity plan - IAP) en voor de komende vijf jaar een outlook (integrated activity outlook - IAO). In het IAP en IAO worden mogelijk beperkte resources in de uitvoeringsfase verdeeld over de projecten. Indien de toegewezen resources of de beschikbaarheid van VNB significante impact hebben op de planning van een project, leidt dit conform het reguliere proces tot een Exception Report (zie paragraaf 3.6). Hiermee wordt de IBN-datum in het portfolio aangepast en dientengevolge ook de IBN-datum in het (eerstvolgende) investeringsplan. In het portfolio dat ten grondslag lag aan de 'januari-versie' van het onderhavige IP was op deze manier informatie verwerkt tot en met de update van het tweede kwartaal van 2021.

Naar aanleiding van de zienswijzen op het ontwerp-investeringsplan en de bindende gedragslijn van de ACM heeft TenneT besloten om in het eerste halfjaar van 2022 de aldus ontstane planning nogmaals gedetailleerd onder de loep te nemen. Deze prioriteringslag heeft zowel overeenkomsten als verschillen met de voorgaande analyses. In beide gevallen worden vraag en aanbod van resources in kaart gebracht en IBN-data dusdanig verschoven dat vraag en aanbod met elkaar matchen. Een in het oog springend verschil is echter dat de IAP- en IAO-analyses vooralsnog geen rekening hielden met beperkingen in de voorbereidingsfase van een project. In de herziene analyse is daarnaast ook een (grove) inschatting gemaakt van de kritieke resources die nodig zijn voor projecten die zich nog in de studiefase bevinden, en waarvoor nog geen definitief oplossingsalternatief gekozen is. Tevens is het gebruikte prioriteringskader op details aangescherpt en zijn hernieuwde aannames gedaan voor resourcevraag én resource-aanbod. Door deze scherpere en uitgebreidere analyse heeft TenneT de zogenoemde 'verwachtingswaarde', waarmee een generieke portfoliocorrectie werd toegepast op de IBN-data, kunnen loslaten. Dit was een expliciete wens uit meerdere ingediende zienswijzen.

Beschikbare kritieke resources

De belangrijkste knelpunten in de maakbaarheid van het portfolio worden veroorzaakt door de beschikbaarheid van kritieke rollen in voorbereidingsfase en in de uitvoeringsfase van een project. De beschikbaarheid van deze rollen is dan ook bepalend voor de keuzes die gemaakt moeten worden. Kritieke resources zijn in deze context functies die de uitvoering beperken en niet op korte termijn intern of extern kunnen worden opgeschaald.

Deze beschikbaarheid is bepaald aan de hand van de maximale inzetbaarheid van zes kritieke, technische rollen (zoals beveiligingsspecialisten en technici) in de uitvoeringsfase en twee kritieke rollen in de voorbereidingsfase (grondzaken en engineers). TenneT hanteert de aanname dat de andere functies die een rol spelen in de realisatie van een project, geen beperkingen kennen.

Afhankelijk van rol, regio en bedrijfs onderdeel is hierbij een geprognostiseerde groei tot 10% per jaar voorzien. Dit percentage is gebaseerd op marktomstandigheden, maar houdt ook rekening met de maximale jaarlijkse groei die een organisatie kan opvangen in termen van training en opleiding. Naast de groei in fte is tevens een positieve productiviteitsontwikkeling en toenemende outsourcing voorzien.

Dit leidt tot een prognose van beschikbare, kritieke resources per functie en per regio, voor de komende tien jaar.

Benodigde kritieke resources

Om de benodigde kritieke resources te bepalen, wordt gebruik gemaakt van het zogeheten budget-and-resource-model. Op basis van historische data worden de benodigde hoeveelheden uren per functie gekoppeld aan type werkzaamheden. De projecten uit het investeringsportfolio worden vertaald naar deze kengetallen (historische uren): hoeveel uren zijn er per functie benodigd om de scope van dit project uit te voeren? Ook onderhoudsactiviteiten (zoals inspecties) die geen onderdeel zijn van het IP, moeten in deze analyse worden betrokken, omdat deze werkzaamheden in de uitvoeringsfase grotendeels gebruik maken van dezelfde kritieke resources. Ook worden er generieke reserveringen gemaakt voor activiteiten die in de toekomst voorzien worden, maar op dit moment nog niet als project gespecificeerd zijn, zoals toekomstige klantaansluitingen en grootschalige vervangingen.

Om de benodigde uren aan een specifiek jaar te koppelen wordt gebruik gemaakt van de meest recente inschattingen van de projectteams ('latest estimate'). Voor de analyse die ten grondslag ligt aan de IBN-data in dit IP zijn de latest estimates van februari 2022 gebruikt. Een 'latest estimate'-datum is geen 'wensdatum', maar het gevolg van alle eerdere (intern én extern gedreven) ontwikkelingen in de planning van een project. Hier kunnen dus reeds gevolgen van resourcebeperkingen in verwerkt zijn, bijvoorbeeld uit een eerdere IAO- of IAP-cyclus.

In de januari-versie van het investeringsplan waren de IBN-data nog gebaseerd op het bevroren portfolio van september 2021. Omdat er soms vertraging zit tussen het bekend worden van een mogelijke vertraging en de verwerking hiervan in het governance portfolio, geven de latest estimate-data een nauwkeuriger beeld van de verwachte IBN. Verschillen tussen de IBN van een project in de januari- en de juli-versie hebben dus meerdere oorzaken die niet los van elkaar gezien kunnen worden: de meest recente prioriteringsslag, het loslaten van de verwachtingswaarde, en projectspecifieke omstandigheden die in februari 2022 duidelijk waren, maar (nog) niet waren verwerkt in het governance portfolio van september 2021.

Analyse knelpunten

In de analyse wordt expliciet rekening gehouden met het ontstaan van nieuwe inzichten of informatie na vaststelling van het maakbare portfolio. Het kan daarbij bijvoorbeeld gaan om nieuwe activiteiten, of een grotere resourcevraag van bestaande activiteiten. Om zulke onvoorziene wijzigingen te kunnen opvangen moet de planning enige flexibiliteit bieden, zonder dat dit leidt tot te voorzichtige inschattingen en beperkingen. Om deze reden is ervoor gekozen om de beschikbare capaciteit niet helemaal 'vol' te plannen, maar gebruik te maken van een afnemende vulgraad: In de jaren 1 en 2 wordt 100% van de geprognoseerde capaciteit gebruikt om de activiteiten mee te plannen, in jaren 3, 4 en 5 wordt 90% hiervan gebruikt, en in de jaren 6 tot en met 10 wordt 80% van de capaciteit ingezet.

Met dit uitgangspunt worden totale vraag en aanbod met elkaar vergeleken per regio, per soort werk (voorbereiding of uitvoering) en per jaar. In die gevallen dat het geprognoseerde aanbod van kritieke resources groter is dan de vraag, is er geen noodzaak tot het toepassen van een prioriteringskader, en volgt de IBN-datum uit de 'latest estimate'-inschatting van het project. Zoals hierboven beschreven, betekent dit niet automatisch dat er geen maakbaarheidsbeperkingen zijn: het is mogelijk dat deze reeds afdoende in de latest estimate-planning waren opgenomen. Wanneer echter de vraag naar kritieke resources het aanbod overstijgt, dienen projecten dusdanig verschoven te worden dat vraag en aanbod voor ieder jaar en voor iedere regio op elkaar aansluiten, en zal de IBN-datum wijzigen.

Prioriteringskader: Safeguard the grid

Wanneer projecten verschoven moeten worden, is het zogeheten 'Safeguard the grid'-scenario hiervoor de basis. Het 'Safeguard the grid'-scenario biedt een kader om de kritieke resources op een dusdanige wijze over de benodigde werkzaamheden en projecten te verdelen, zodat de balans wordt gewaarborgd tussen netuitbreiding en instandhouding. Hiervoor zijn de werkzaamheden in drie categorieën verdeeld. Het onderscheid tussen de categorieën zorgt er op voorhand voor dat voor iedere categorie projecten voldoende capaciteit beschikbaar wordt gemaakt.

De drie categorieën zijn op de volgende wijze en in de volgende volgorde verdeeld:

1. Onderhoud en andere OPEX-werkzaamheden: aan de hand van historische gegevens wordt een reservering gemaakt voor het benodigde correctieve en preventieve onderhoud. Hierbij wordt als startpunt maximaal 50% van de kritieke resources gereserveerd voor deze activiteiten.
2. Extern gedreven projecten zoals klantaansluitingen, reconstructies en de aanlanding van het net op zee, zonder dat hiervoor een diepere netinvestering nodig is: voor deze werkzaamheden wordt een (realistische) inschatting gemaakt.
3. Vervangingen, uitbreidingen en functionaliteitsprojecten: in deze categorie wordt een onderscheid gemaakt tussen de benodigde resources in de voorbereidende en de uitvoerende fase.
 - De uitvoerende resources die na toedeling aan onderdelen 1 en 2 overblijven, worden voor 60% toebedeeld aan vervangingsinvesteringen en functionaliteitsuitbreidingen en voor 40% aan capaciteitsuitbreidingen en daarvan afhankelijke klantaansluitingen.
 - De voorbereidende resources worden eerst toebedeeld aan vervangingsinvesteringen en functionaliteitsinvesteringen, zodat deze niet voor vertraging in de planning zorgen. De resterende voorbereidende resources worden aan de capaciteitsuitbreidingen (en daarvan afhankelijke klantaansluitingen) toebedeeld.

Nadat de resources op deze wijze zijn toebedeeld aan de diverse categorieën, dienen ze te worden verdeeld over de diverse werkzaamheden binnen een categorie. Voor het bepalen van de (volgorde van de) werkzaamheden binnen elke categorie worden, afhankelijk van de eigenschappen van de categorie, verschillende methoden gehanteerd. Voor wat betreft de projecten in dit investeringsplan geldt het volgende. Klantaansluitingen en reconstructies worden op basis van het 'first come – first serve' principe geprioriteerd, in lijn met het non-discriminatoire handelen als netbeheerder. Voor de vervangingen, uitbreidingen en functionaliteitsprojecten wordt een waardegedreven prioritering gehanteerd op basis van het aantal gemitigeerde risicopunten in verhouding tot de omvang van het project, zodat met iedere resource zoveel mogelijk risico kan worden gemitigeerd.

Let wel, dit kader betreft de verdeling van specifieke kritieke resources. Dit is niet representatief voor de verdeling van de totale investeringsvolumes over de verschillende categorieën projecten, omdat de hoeveelheid benodigde kritieke resources geen maatstaf is voor de omvang van een investering.

Naast deze generieke uitgangspunten bevat de toepassing van het prioriteringskader tevens enkele gedetailleerde, technische richtlijnen. Zo worden projecten in de uitvoeringsfase (na gate 2) in principe niet meer gedeprioriteerd en moet tevens rekening worden gehouden met afhankelijkheden tussen verschillende projecten.

Indien de toegewezen resources significante impact hebben op de planning van een project, leidt dit conform het reguliere proces tot een Exception Report (zie paragraaf 3.4). Hiermee wordt de IBN-datum in het governance portfolio aangepast.

Weergave in dit investeringsplan

De betrouwbaarheid van de genoemde IBN-datums in dit IP is afhankelijk van twee aspecten. Ten eerste geeft de fase waarin een project zich bevindt aan hoe zeker een project is. In de studiefase is alleen de noodzaak van een mitigerende maatregel bepaald. In de basisontwerpfase is ook de oplossingsrichting bekend, waardoor de zekerheid over kosten en planning toenemen. In de realisatiefase is het definitieve investeringsbesluit (de final investment decision of FID) genomen, met nog grotere zekerheid over kosten en planning. Bij iedere gate (zie paragraaf 3.4) wordt de planning, en daarmee de IBN-datum, herzien en waar nodig bijgesteld.

Ten tweede blijkt planning op de langere termijn - verder dan vijf jaar vooruit - erg complex vanwege de toenemende onzekerheid. Dit betreft interne factoren, zoals de beschikbare resources en voorziene niet-beschikbaarheid, maar ook externe factoren waarop TenneT een beperkte invloed heeft, zoals de voortgang van vergunnings- en inspraakprocedures en andere planologische processen. Omdat de projecten die na 2026 in bedrijf komen veelal nog in studie- of basisontwerpfase verkeren, spelen planologische processen juist bij deze projecten een grote rol. Deze factoren zijn bepalend voor de mogelijke IBN van een project, maar niet op voorhand in detail te plannen.

Zoals hierboven is toegelicht, wordt er in dit investeringsplan geen algemene portfoliocorrectie toegepast. Om toch rekenschap te geven aan de inherente onzekerheid in de planning, zijn de IBN-data op de volgende wijze in dit investeringsplan weergegeven:

- IBN-data van projecten in de eerste vijf jaar van de zichtperiode (2022 t/m 2026) worden in hele jaren weergegeven. IBN-data in de tweede helft van een kalenderjaar zijn hierbij afgerond naar het volgende kalenderjaar.
- IBN-data van projecten in de tweede vijf jaar van de zichtperiode (2027 t/m 2031) worden met een bandbreedte weergegeven die loopt vanaf het geplande jaar van IBN tot het tweede jaar erna.
- IBN-data van projecten na de zichtperiode van dit investeringsplan worden weergegeven als 'na 2031'.

4 Ontwikkelingen en scenario's

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op ontwikkelingen in onder andere de energiemarkt en het overheidsbeleid, voor zover die van invloed zijn op de inrichting van de elektriciteitsnetten die door TenneT worden beheerd. De ontwikkelingen worden beschreven en geanalyseerd aan de hand van scenario's.

De gebruikte methodiek om te komen tot de scenario's wordt beschreven in [paragraaf 3.1](#) van dit investeringsplan. [Paragraaf 4.1](#) beschrijft de ontwikkelingen in het energielandschap voor de drie scenario's. [Paragraaf 4.2](#) gaat kwantitatief in op de ontwikkelingen binnen deze scenario's en beschrijft de parameters waarmee TenneT in dit Investeringsplan gerekend heeft. [Bijlage 1](#) bevat een overzicht van de bij de scenario-ontwikkeling en -kwantificering gebruikte bronnen.

4.1 Overzicht van scenario's

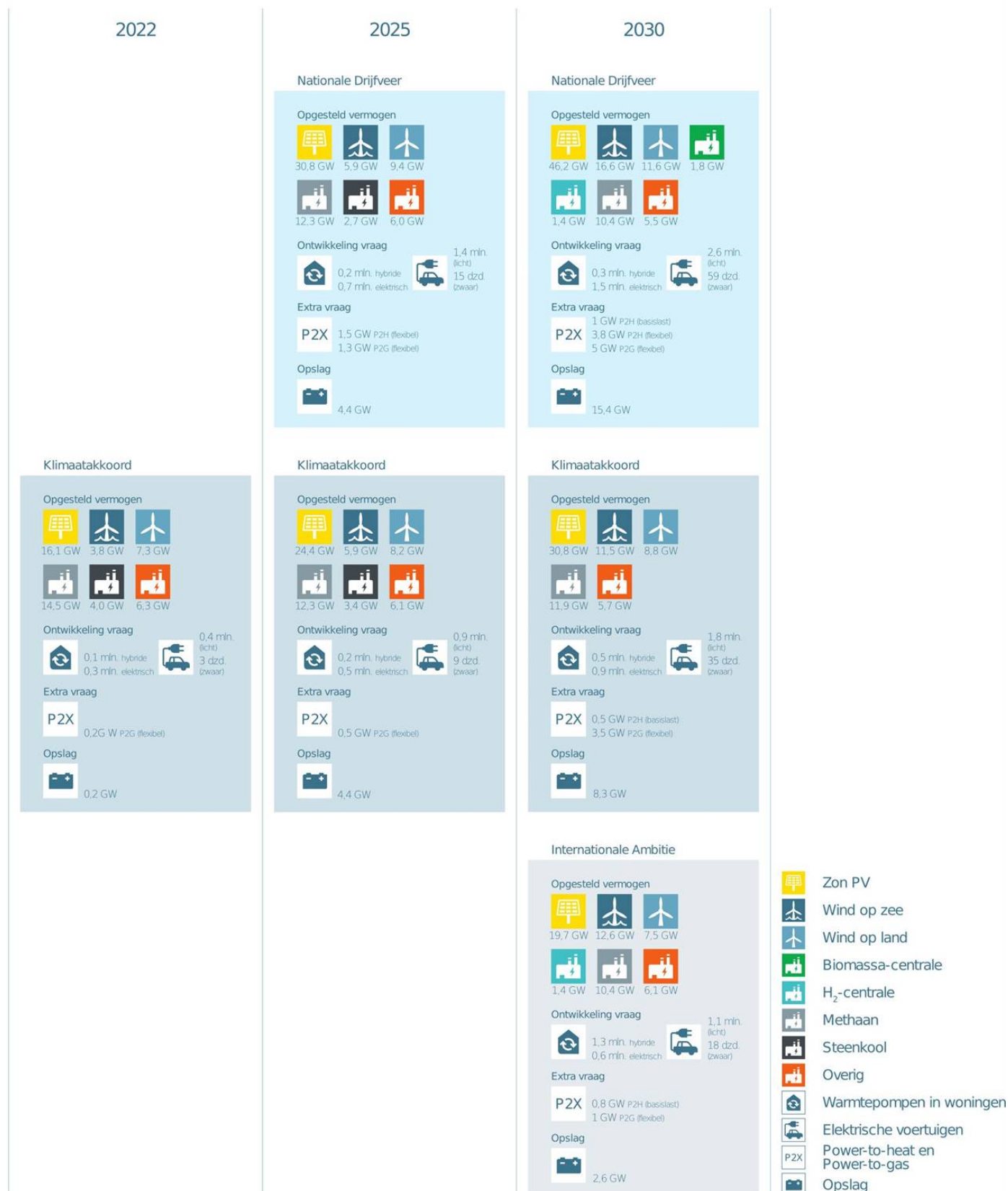
In dit Investeringsplan hanteert TenneT drie scenario's, zoals weergegeven in [figuur 4.1](#). De scenario's zijn tot stand gekomen in afstemming met de andere landelijke en regionale Nederlandse netbeheerders en omvatten een realistische inschatting van de toekomst voor zover deze van invloed is op de inrichting van de elektriciteitsnetten die door TenneT worden beheerd. Alle scenario's houden rekening met de Nederlandse klimaatdoelstellingen. Het scenario 'Klimaatakkoord' bevat de vastgestelde en voorgenomen maatregelen om de doelstelling van 49% CO₂-emissiereductie uit het Klimaatakkoord te behalen. De scenario's 'Nationale Drijfveer' en 'Internationale Ambitie' bevatten verdergaande maatregelen ten aanzien van duurzame elektriciteitsopwekking, elektrificatie en duurzame gassen. Deze scenario's schetsen een beeld voor het jaar 2030 dat op een logisch pad ligt naar de doelstellingen voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050, zoals voorgesteld in de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050) die op 28 april 2021 door de gezamenlijke netbeheerders aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat is aangeboden.

Er wordt momenteel op veel plekken gewerkt aan de nadere invulling van de energietransitie. Door verschillende partijen wordt een nadere concrete invulling gegeven aan maatregelen voor de verduurzaming van het energiesysteem, bijvoorbeeld bij het opstellen van de Regionale Energiestrategieën (RES'en) en de Cluster Energie Strategieën (CES'en). Niet al deze maatregelen zijn op dit moment nog even concreet. Bij het opstellen van de scenario's zijn deze invullingen waar beschikbaar meegenomen en verwerkt in één of meerdere scenario's. Met deze drie scenario's worden zowel het afgesproken Klimaatakkoord verkend als ook twee realistische, alternatieve paden die een verdergaande ambitie kennen met betrekking tot CO₂-emissiereductie en die op verschillende manieren ingevuld kan worden.

Om de verhaallijnen een realistische grondslag te geven laten alle verhaallijnen ontwikkelingen zien waarover actief beleid geformuleerd wordt. Het scenario 'Klimaatakkoord' (KA) is gebaseerd op voorgenomen overheidsbeleid en verwachte ontwikkelingen in de energiemarkt op basis van het Klimaatakkoord. Waar relevant is ook de doorrekening van het Klimaatakkoord door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) van november 2019 gebruikt. De twee andere scenario's zijn opgesteld om de invloed van verdergaande emissiereductiedoelstellingen op de landelijke en regionale transportnetten te kunnen analyseren. De invulling (voor de steekjaren 2025 en 2030) is zodanig gekozen dat deze in lijn ligt met de eindbeelden voor 2050, zoals beschreven in de scenario's die zijn opgesteld voor de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050. Deze scenario's bevatten veel elementen die in de voorstellen voor het Klimaatakkoord wel een plaats hebben, maar die door PBL niet zijn meegenomen in de doorrekening daarvan als gevolg van het ontbreken van concrete maatregelen. Hier is de aanname dus dat deze maatregelen wel ontwikkeld worden, waardoor de verhoogde ambitie alsnog gerealiseerd kan worden. Voorbeelden hiervan zijn grootschalige toepassing van Power-to-Heat en Power-to-Gas en de elektrificatie van de mobiliteit en de gebouwde omgeving.

In het scenario 'Nationale Drijfveer' (ND) wordt de impact van een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-emissiereductie in combinatie met systeemintegratie verkend. In dit scenario is er sprake van fors meer duurzame opwek en neemt ook de elektriciteitsvraag toe. In dit scenario is ook de actuele stand van de plannen uit de RES'en ten aanzien van duurzaam productievermogen op land meegenomen. Het scenario 'Internationale Ambitie' (IA) gaat eveneens uit van een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-emissiereductie dan zoals verondersteld in het Klimaatakkoord, waarbij de nadruk meer ligt op waterstofimport, groen gas, CCS en andere niet-elektrische invullingen van de energiebehoefte.

De verhaallijnen van de drie scenario's worden in de hieropvolgende paragrafen beschreven.



Figuur 4.1: Overzicht van de scenario's die TenneT voor het IP2022 hanteert.

4.1.1 Scenario 'Klimaatakkoord' (KA)

Met het akkoord van Parijs is in 2015 afgesproken dat de opwarming van de aarde beperkt moet worden tot minder dan twee graden Celsius ten opzichte van het pre-industriële tijdperk. Het streven is om de opwarming beperkt te houden tot anderhalve graad. In Nederland is deze ambitie vertaald in een Klimaatakkoord, dat in juni 2019 door het kabinet is gepresenteerd. Dit omvat een omvangrijk pakket van afspraken, maatregelen en instrumenten dat de Nederlandse CO₂-uitstoot in 2030 met ten minste 49 procent moet terugdringen ten opzichte van 1990.

De plannen en ambities hebben hun uitwerking in alle sectoren in Nederland. Nieuwe woningen worden zonder aardgas aansluiting gebouwd en bestaande woningen worden verduurzaamd met een mix van technieken zoals warmtenetten, elektrische en hybride warmtepompen. Voor de resterende gasvraag ligt er een stevige ambitie om deze deels te verduurzamen met groen gas. Elektrisch rijden wordt fiscaal gestimuleerd, dit zorgt voor een forse stijging van het aantal elektrische auto's.

Daarnaast worden ook in de industrie maatregelen genomen om de CO₂-uitstoot te verminderen. Opslag van CO₂ (Carbon Capture and Storage; CCS) speelt hierbij een belangrijke rol en wordt gefinancierd vanuit de SDE++. De waterstofvraag neemt toe, met een mix van grijze, groene en blauwe waterstof. Een deel van de Duitse waterstofvraag wordt voorzien middels importen die via Nederland Europa binnenkomen. De rol van Power-to-Heat (P2H) in de industrie blijft beperkt. In de glastuinbouw krimpt tot 2030 het areaal, maar intensificeert de teelt. Het aantal WKK's neemt af en de levering van elektriciteit aan tuinders uit het net neemt toe. Per saldo blijft de totale elektriciteitsvraag gelijk.

Ook het aanbod van elektriciteit wordt aanzienlijk verduurzaamd. Kolencentrales gaan versneld dicht. Het opgestelde vermogen van zon PV en wind op zee wordt aanzienlijk uitgebreid. De optie om biomassa te verstoppen in kolencentrales wordt uiteindelijk in 2030 niet benut.

4.1.2 Scenario 'Nationale Drijfveer' (ND)

Het scenario 'Nationale Drijfveer' sluit aan bij de verhaallijn van het scenario Nationale Sturing uit II3050. In dit scenario neemt de Rijksoverheid het voortouw. Op nationaal niveau wordt gericht sturing gegeven over zaken als de richting en snelheid van de transitie, wanneer welke transitiekeuzes worden gemaakt en wat de noodzakelijk ruimtelijke aanpassingen zijn. Deze keuzes worden in samenspraak met lagere overheden en maatschappelijke actoren genomen. Op regionaal niveau is draagvlak voor meer gedetailleerde uitwerking van de plannen, onder andere binnen de RES'en, de NAL, en de CES'en. Nederland streeft in dit scenario naar een hoge mate van zelfvoorzienendheid, veel duurzame energie en een circulaire economie. De krachtige sturing vanuit het Rijk zorgt samen met een sterke regionale en lokale motivatie om de energietransitie vorm te geven zodat Nederland volledig klimaatneutraal is in 2050 en de Nederlandse energievraag met binnenlandse energieproductie wordt gedekt.

Er wordt hard gewerkt aan het realiseren van een groot aanbod van duurzame energie in Nederland. Dit gebeurt binnen de RES'en die hun taakstelling overstijgen, met voornamelijk zon PV. Dit wordt ruimhartig ondersteund door stimulering vanuit de overheid (SDE++, alternatief voor salderingsregeling, etc.). Nationaal worden grote projecten, zoals wind op zee, gerealiseerd doordat dit ook vanuit de overheid wordt gestimuleerd.

Het grote aanbod van niet-regelbare hernieuwbare energie leidt tot grote en toenemende behoefte aan flexibiliteit in het energiesysteem. Flexibiliteit wordt gerealiseerd middels energieopslag, vraagsturing en conversie naar warmte en duurzame gassen. Conversie naar warmte (Power-to-Heat) wordt voornamelijk toegepast in de industrie en ten behoeve van warmtenetten. Groene waterstof die door conversie ontstaat wordt voornamelijk benut in de industrie, energetisch en als grondstof, en voor flexibele elektriciteitsproductie. Op deze manier raken verschillende energiesystemen steeds verder geïntegreerd. De hiervoor benodigde systeemkeuzes worden tijdig gesignaleerd, en om de meest gunstige alternatieven te verwezenlijken worden beleidsmaatregelen getroffen.

Door energiebesparing en efficiëntieverbeteringen neemt de energievraag in Nederland af. Een deel van de efficiëntieverbeteringen worden behaald door middel van elektrificatie van de energievraag. In combinatie met de focus op elektrische toepassingen neemt de gasvraag verder af.

De energie-intensieve industrie in Nederland realiseert energie efficiëntieverbeteringen waardoor de vraag daalt. Naast efficiëntieverbeteringen en elektrificatie gaat de industrie bovendien steeds meer over naar een hoger aandeel hernieuwbare en circulaire manier van grondstofgebruik. In de periode na 2030 zal de raffinage- en kunstmestsector een krimp doormaken als gevolg van een lagere vraag naar deze producten. Ook de sectoren mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw worden verder geëlektrificeerd. In de mobiliteitssector gaat de ontwikkeling in elektrisch personenvervoer zeer snel, waarbij slim laden wordt toegepast. Ook het aantal elektrische vrachtwagens groeit. In de glasbouw krimpt het totale areaal. Daarnaast vindt intensivering van de teelt plaats en neemt elektrificatie toe. Het aantal WKK's neemt af en de levering van elektriciteit neemt toe.

Daarnaast worden duurzame gassen (LNG, waterstof) en andere vloeibare biobrandstoffen een belangrijke brandstof voor het zwaar transport. De Rijksoverheid neemt de regie met betrekking tot huisvesting. Het bouwen van nieuwe duurzame woningen neemt in dit scenario fors toe. In de gebouwde omgeving wordt de volledig elektrische lucht- en bodemwarmtepomp veelvuldig toegepast in combinatie met isolatie en zon PV. Restwarmtebronnen worden optimaal benut, wat zorgt voor een significante uitbreiding van het aantal warmtenetten in Nederland. Daarnaast spelen voor warmtenetten geothermie, warmte-koudeopslag en biomassa ketels een steeds grotere rol.

Biomassa en biobrandstoffen kennen in de andere sectoren een in omvang beperkte inzet. Er is enige inzet van biobrandstoffen, voornamelijk ten behoeve van zwaar transport, en inzet van vaste biomassa als brandstof voor ketels voor warmtenetten en in voormalige kolencentrales als transitiebrandstof. Beschikbaarheid van biomassa voor groen gas blijft beperkt.

Het gebruik van waterstof in Nederland neemt toe ten opzichte van vandaag. Extra vraag wordt hoofdzakelijk ingevuld met groene waterstof uit elektrolyse. Voor de middellange termijn draagt ook blauwe waterstof productie bij aan de CO₂-reductiedoelstellingen. Hierdoor komt ook de afvang en opslag van CO₂ (CCS) tot ontwikkeling, maar de rol hiervan blijft relatief beperkt.

4.1.3 Scenario 'Internationale Ambitie' (IA)

Het scenario 'Internationale Ambitie' sluit aan bij de verhaallijn van het scenario Internationale Sturing uit I13050. Er is sprake van sterke internationale samenwerking en vrijhandel. In het akkoord van Parijs is in 2015 afgesproken dat de opwarming van de aarde beperkt moet worden tot minder dan twee graden celsius ten opzichte van het pre-industriële tijdperk. Het wordt hierbij steeds duidelijker dat de internationale gemeenschap nauw moet samenwerken om dit doel te bereiken. Internationale samenwerking wordt versterkt om de emissies van broeikasgassen sneller te reduceren. Ook op mondiaal niveau wordt een krachtig klimaatbeleid gevoerd. Beleidsmaatregelen worden internationaal afgestemd zodat overal emissiereductie plaatsvindt en niet alleen in de koploperregio's.

De interne energiemarkt wordt versterkt en vrije handel gestimuleerd. In 2030 zijn de eerste stappen gezet richting een wereldwijde energiemarkt op basis van duurzame energiedragers zoals waterstof. Nederland ontwikkelt haar handel-georiënteerde en industriële economie, vergroot de duurzame energieproductie met concurrerende technieken, maar blijft ook op langere termijn sterk afhankelijk van energie-import. Dit zal in toenemende mate import van duurzame en hernieuwbare energie zijn. Daarnaast ontwikkelt Nederland zich als een doorvoerland voor waterstof naar bijvoorbeeld Duitsland. Om leveringszekerheid te kunnen garanderen zal het Rijk zich richten op het ontwikkelen van internationale handelsrelaties. Daarnaast zorgt Nederland voor infrastructuur met strategische reserves om het transport en opslag van verschillende hernieuwbare energiedragers in zeer grote volumes mogelijk te maken.

Vrijhandel zorgt voor een grote diversiteit van energiedragers (elektriciteit, waterstof, biobrandstof). Het aandeel van groen gas en waterstof in de energiemix neemt substantieel toe. Deze hernieuwbare gassen komen deels uit het buitenland. Ook in Nederland groeit de productie van hernieuwbare energie. De afbouw van de salderingsregeling zorgt er wel voor dat de groei van zon PV in Nederland al voor 2030 voorzichtig afvlakt. In Zuid-Europa en andere landen met een groot aanbod van zonne-energie neemt zon PV wel een grote vlucht. Hierdoor kunnen deze landen op termijn ook groene, uit zonne-energie geproduceerde waterstof gaan exporteren.

Het groeiende aanbod van goedkoop hernieuwbaar gas zorgt ervoor dat hybride warmtepompen vooral in de gebouwde omgeving in aantal toenemen. Tot en met 2030 zal dit in combinatie met aardgas en groen gas zijn, na 2030 wordt ook waterstof steeds belangrijker. Het in één keer aardgasvrij maken van woonwijken wordt losgelaten. De gebouwde omgeving wordt nu stapsgewijs verduurzaamd. Elke wijk loopt een transitiepad op maat door. Hiermee wordt in veel meer woningen een besparing gerealiseerd, maar zullen minder woningen aardgasvrij zijn in 2030. Hierdoor kunnen woningen en gebouwen worden verduurzaamd zonder dat dure verbouwingen en vergaande isolatie nodig zijn. All-electric verwarming en warmtenetten groeien wel, maar houden een relatief beperkt marktaandeel.

Gunstige omstandigheden, mede door de beschikbaarheid van groen gas, voor tuinders maken dat het glastuinbouwareaal en het aantal WKK's tot 2030 gelijk blijft.

De transportsector zal in de komende jaren nog veel gebruik maken van fossiele brandstoffen. Door de relatief hoge aanschafprijs blijft de groei van elektrisch vervoer achter bij de doelstelling van het klimaatakkoord. Later, wanneer de CO₂-belastingen verder omhoog gaan, winnen zowel elektrisch als waterstof aan marktaandeel. Voor zwaar vervoer en scheepvaart ligt de focus op waterstof en (vloeibaar) gas.

Nederland focust zich op zijn kenniseconomie, zodat de technieken die hier ontwikkeld worden in het buitenland ingezet kunnen worden. Hierdoor behoudt Nederland zijn (goede) concurrentiepositie, waarmee Nederlandse kennis en producten aantrekkelijk zijn voor het buitenland. Dit leidt er ook toe dat de industrie in Nederland blijft groeien. De emissies in deze sector worden echter drastisch omlaag gebracht, onder andere door efficiëntieverbetering, toenemend gebruik van duurzame energie en toepassing van CCS.

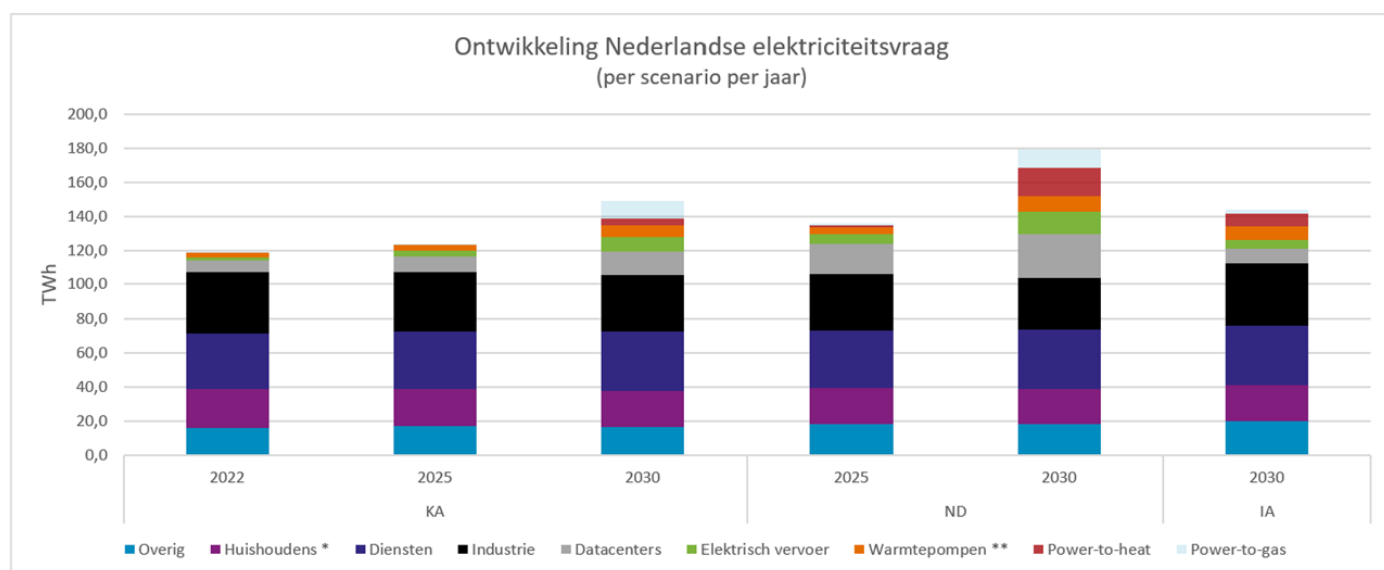
4.2 Ontwikkelingen

In deze paragraaf worden de ontwikkelingen en (kwantitatieve) kenmerken van de scenario's beschreven ten aanzien van de elektriciteitsvraag (paragraaf 4.2.1), het productievermogen in Nederland (paragraaf 4.2.2), de interconnectiecapaciteit met omringende landen (paragraaf 4.2.3), de van belang zijnde trends die zich in deze landen voordoen (paragraaf 4.2.4), de gehanteerde brandstof- en CO₂-prijzen (paragraaf 4.2.5) en elektriciteitsopslag en conversie (paragraaf 4.2.6).

4.2.1 Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag

Figuur 4.2 laat de raming van de elektriciteitsvraag zien voor de drie gehanteerde scenario's in de drie steekjaren. De verwachte ontwikkelingen in de sectoren 'huishoudens' en 'diensten' volgen uit de KEV 2020. De verwachte elektriciteitsvraag in de andere sectoren wordt hieronder toegelicht.

Richting 2030 wordt een grote stijging van het elektriciteitsverbruik verwacht voor een aantal verbruikstypen, zoals datacenters, warmtepompen, elektrificatie van industriële warmtevraag (Power-to-Heat), elektrolyse (Power-to-Gas) en elektrisch wegvervoer. In het scenario 'Nationale Drijfveer' is deze stijging van verbruik het meest duidelijk. In dit scenario leidt de toename van het aantal datacenters, elektrificatie van de industriële warmtevraag en elektrolyse tot een stijging van het totale verbruik van 119 TWh in 2022 naar circa 180 TWh in 2030. De totale vraag in het scenario 'Internationale Ambitie' valt lager uit dan in de andere scenario's, maar kent alsnog een sterke stijging ten opzichte van de huidige situatie. Met name door de toename van het gebruik van warmtepompen en elektrisch vervoer loopt het jaarlijkse verbruik in dit scenario op tot circa 144 TWh in 2030. De overige elektriciteitsvraag kent door efficiëntieverbeteringen juist een lichte daling, met uitzondering van de landbouw, waarvoor in de scenario's 'Nationale Drijfveer' en 'Internationale Ambitie' een groei wordt verondersteld als gevolg van toenemende elektrificatie.

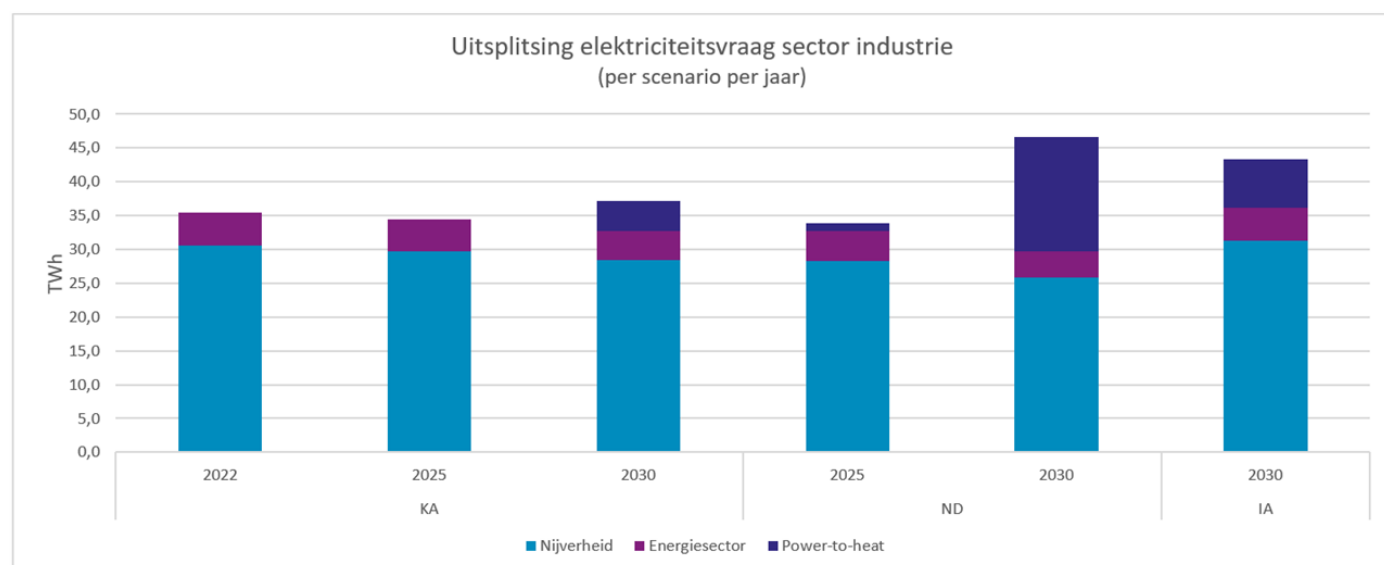


Figuur 4.2: Ontwikkeling Nederlandse elektriciteitsvraag

Industrie

De elektriciteitsvraag van de sector Industrie omvat de KEV2020-categorieën 'Nijverheid' en 'Energiesector', alsmede de elektriciteitsvraag ten behoeve van industriële Power-to-Heat.

In figuur 4.3 is de ontwikkeling van deze onderliggende categorieën binnen de sector Industrie weergegeven voor de drie scenario's.

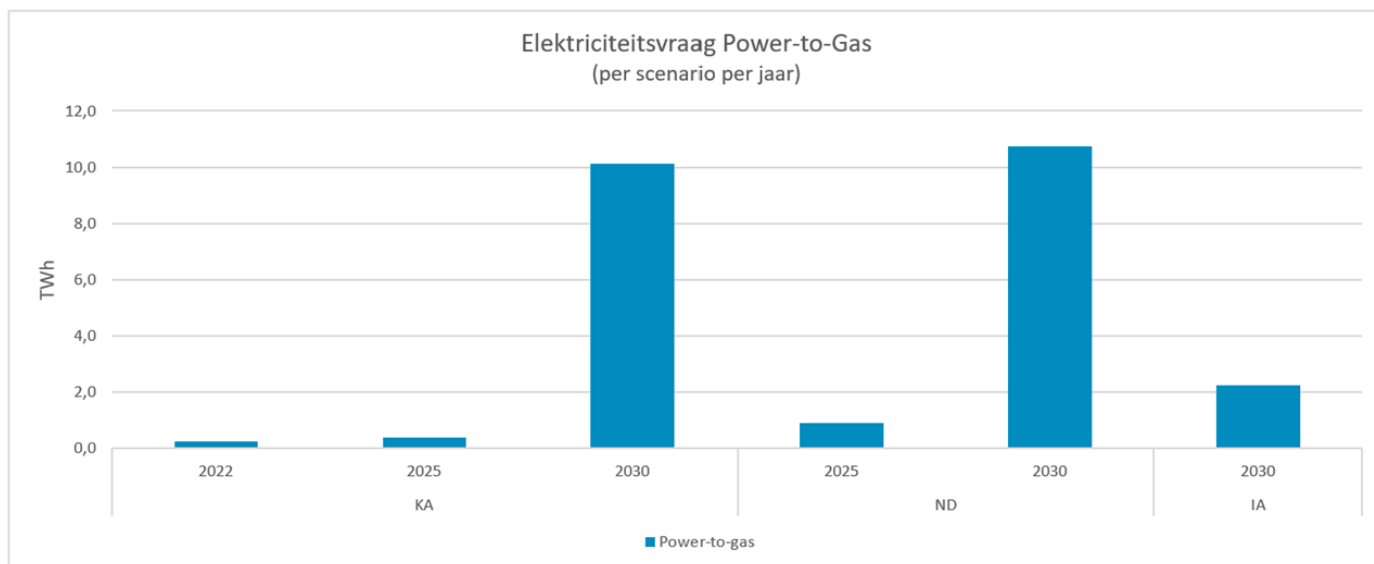


Figuur 4.3: Uitsplitsing elektriciteitsvraag sector Industrie

Ten aanzien van Power-to-Heat (zie ook paragraaf 4.2.6) wordt een verschil gemaakt tussen basislast en flexibele vermogens. Basislast betreft Power-to-Heatinstallaties die volcontinue worden ingezet, terwijl flexibele vermogens alléén elektriciteit gebruiken als de elektriciteitsprijs voldoende laag is. Dit is doorgaans het geval in situaties dat wind-, zonne-, of kernenergie de elektriciteitsprijs bepalen. Daarnaast is in de marktberoeeningen aangenomen dat 700 MW aan industriële vraag afgeschakeld kan worden bij (zeer) hoge marktprijzen.

Power-to-Gas

Figuur 4.4 geeft de jaarlijkse elektriciteitsvraag van (prijsgedreven) inzet van Power-to-Gas (P2G) weer.

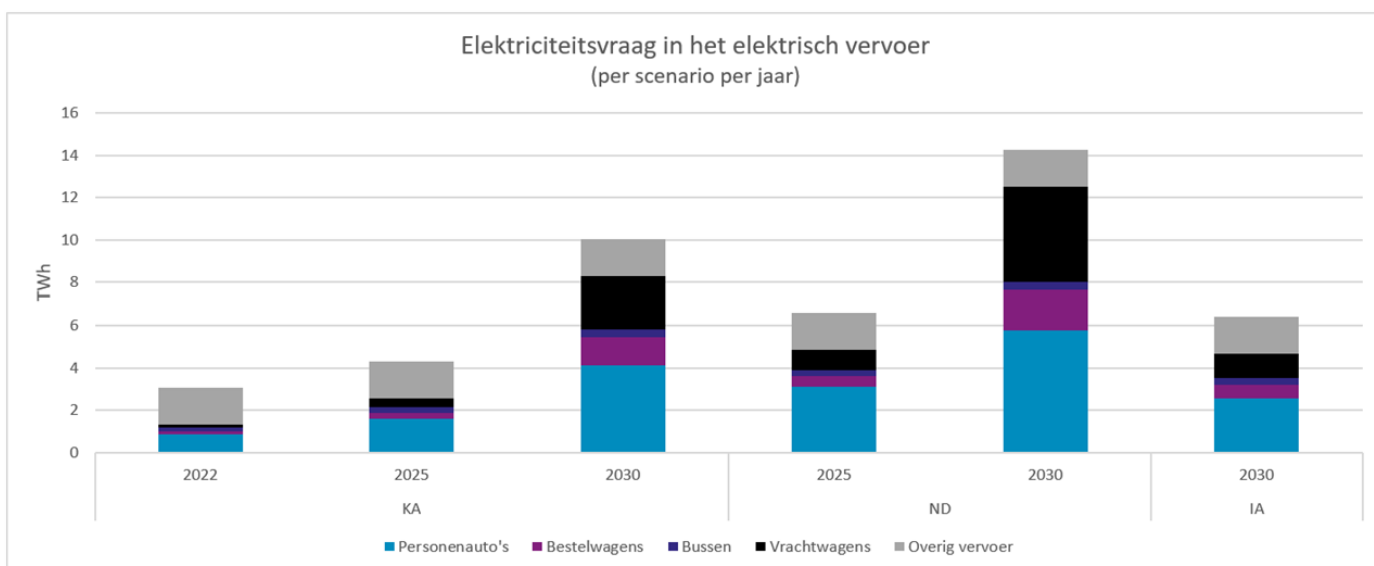


Figuur 4.4: Elektriciteitsvraag Power-to-Gas

Elektrisch vervoer

Het elektriciteitsgebruik binnen de sector Elektrisch vervoer verandert in de periode tot aan 2030 aanzienlijk. Dit komt hoofdzakelijk door elektrificatie van het wegvervoer. Onder de afspraken uit het Klimaatakkoord wordt het aantal elektrische personenauto's gestimuleerd tot een aantal van ruim anderhalf miljoen in 2030. In het scenario 'Internationale Ambitie' wordt ervan uitgegaan dat de groei achterblijft (1 miljoen voertuigen in 2030), terwijl in het scenario 'Nationale Drijfveer' juist een sterkere toename wordt aangenomen (2,2 miljoen voertuigen in 2030). Ook het aantal elektrische bestelwagens, OV-bussen en vrachtwagens neemt in alle scenario's toe. De cijfers voor de aangenomen aantallen voertuigen zijn gebaseerd op scenario's van de stichting ElaadNL, zoals gepubliceerd in verschillende Outlooks. In de scenario's van ElaadNL wordt telkens een laag, midden en hoog scenario gepresenteerd, die in dit investeringsplan zijn gebruikt voor respectievelijk de scenario's 'Internationale Ambitie', 'Klimaatakkoord' en 'Nationale Drijfveer'.

In figuur 4.5 is de ontwikkeling van het jaarlijkse elektriciteitsgebruik ten behoeve van vervoer weergegeven en uitgesplitst naar de categorieën personenauto's, bestelwagens, OV-bussen, vrachtwagens en 'Overig' (hoofdzakelijk treinen en ander railvervoer).

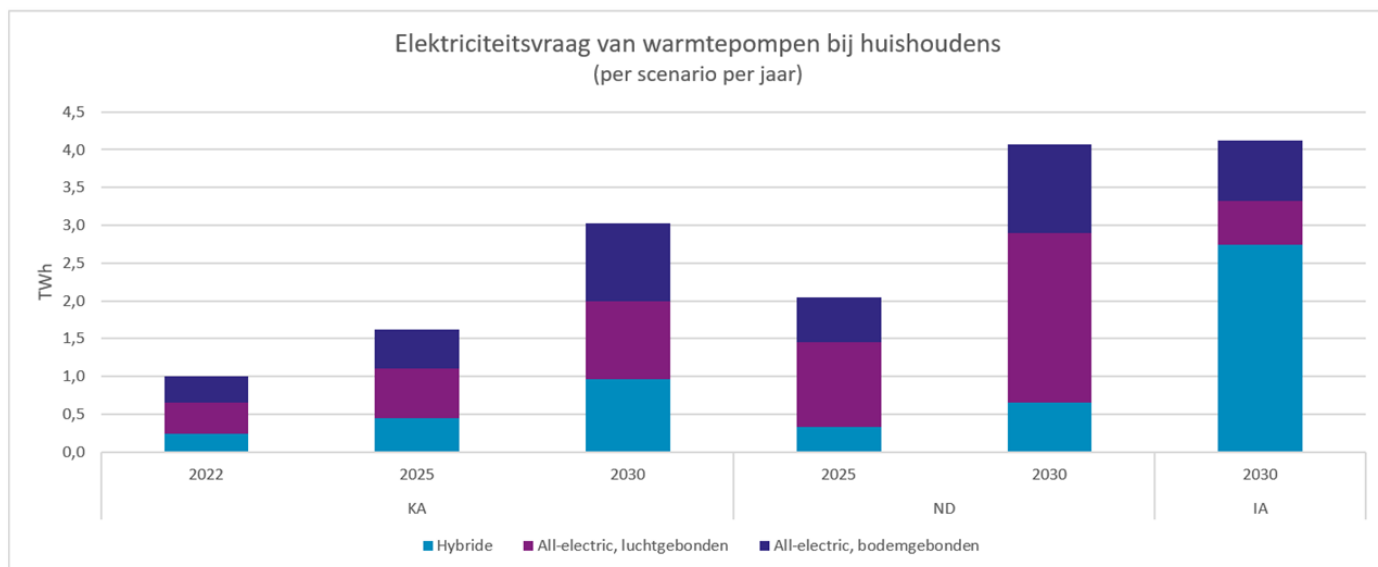


Figuur 4.5: Verwachte ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag in het elektrisch vervoer

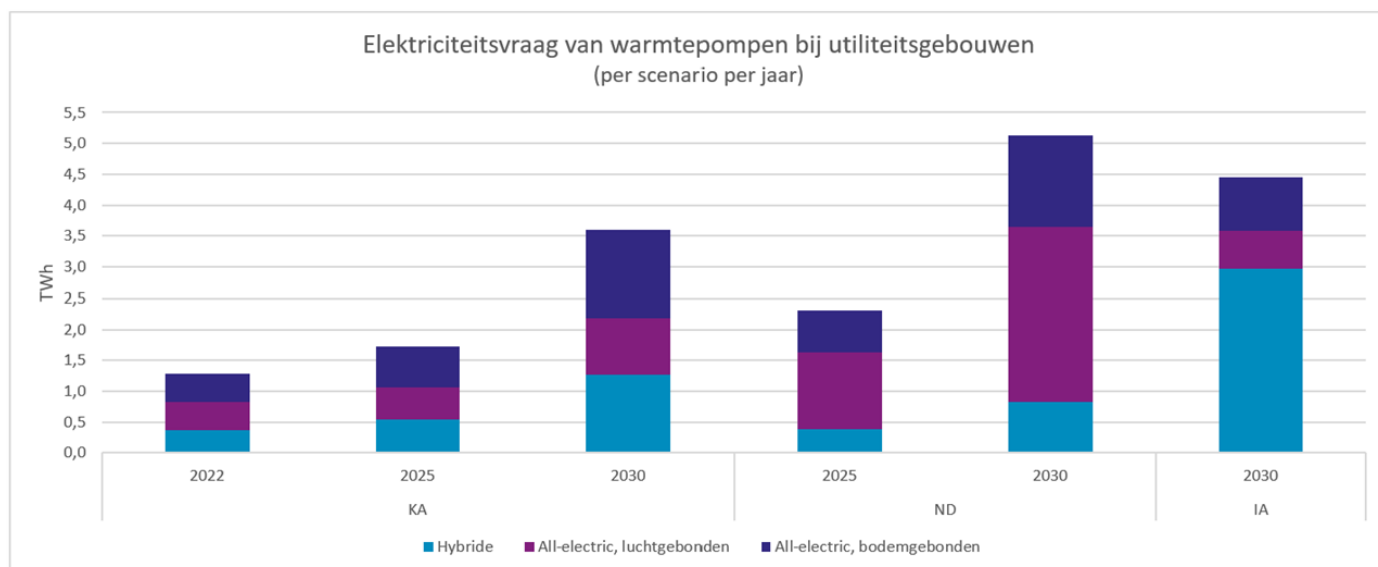
Warmtepompen in gebouwen

Figuur 4.6 en figuur 4.7 tonen de ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik van elektrische en hybride warmtepompen in woningen en utiliteitsgebouwen.

Voor alle scenario's wordt tot 2030 een forse groei van het aantal warmtepompen aangenomen. Voor huishoudens wordt in het scenario 'Internationale Ambitie' van een relatief groot aandeel hybride warmtepompen uitgegaan, in lijn met de scenarioverhaallijn waarin groengas een belangrijke rol speelt in de verduurzaming. In de twee andere scenario's zijn er relatief meer volledig elektrische warmtepompen.



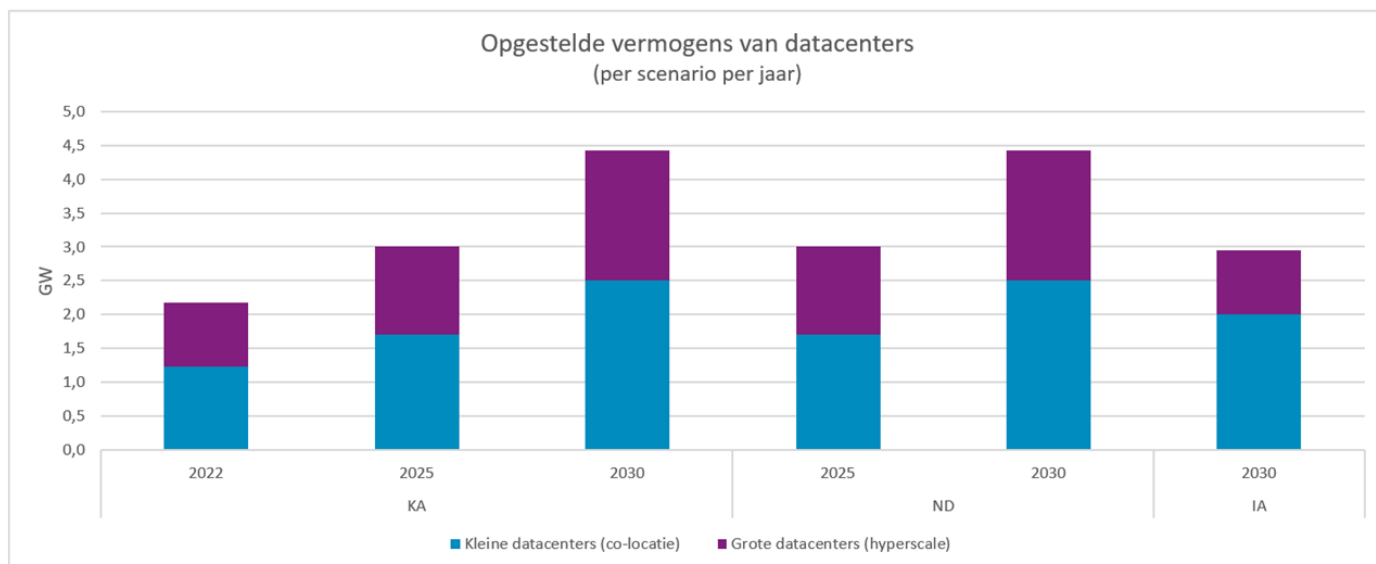
Figuur 4.6: Verwachte ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag van warmtepompen bij huishoudens



Figuur 4.7: Verwachte ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag van warmtepompen bij utiliteitsgebouwen

Datacenters

In de komende jaren wordt een groeiende vraag naar ICT-diensten voorzien. Door een voordelige geografische koppeling van Nederland aan de globale informatie infrastructuur en politieke keuzes wordt een verdere groei van datacenters in Nederland verwacht. Hierbij is sprake van verschillende typen en groottes van datacenters, die op verschillende netvlakken zowel in de regionale als landelijke stroomnetten zullen worden aangesloten. Er worden twee soorten datacenters onderscheiden: (geclusterde) decentrale, 'colocatie datacenters', met een aansluitvermogen tot zo'n 100 MW, en zogenaamde 'hyperscale datacenters' met een aansluitvermogen van soms honderden Megawatts. De ontwikkeling van datacenters in Nederland kent nog grote onzekerheden wat betreft hoeveelheid, inzet en regionalisatie. In de drie scenario's worden daarom verschillende aannames gedaan. Figuur 4.8 toont de aangenomen vermogens voor alle scenario's en steekjaren.



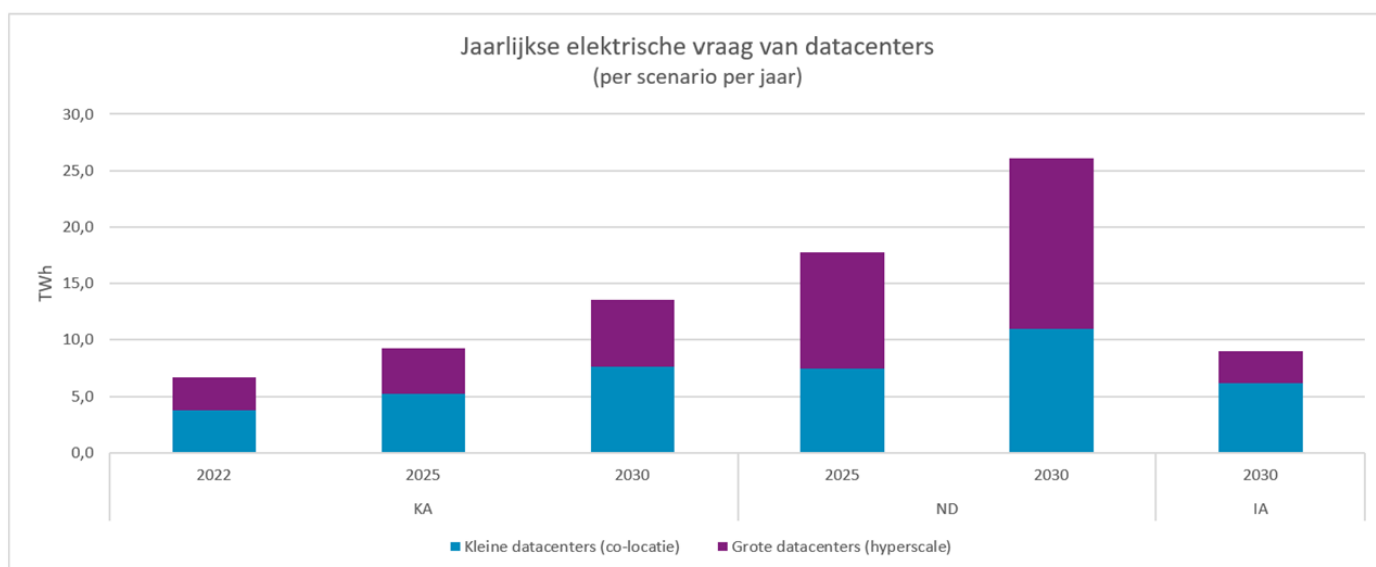
Figuur 4.8: Opgestelde vermogens aan datacenters

Terwijl de scenario's 'Klimaatakkoord' en 'Nationale Drijfveer' uitgaan van dezelfde ontwikkeling qua vermogen en verhouding tussen kleine en grote datacenters, groeit het vermogen van grote datacenters in het scenario 'Internationale Ambitie' door relatief gezien minder beschikbare opgewekte hernieuwbare productie binnen Nederland niet verder na 2022.

Energiegebruik van datacenters

In scenario KA en IA wordt ervan uitgegaan dat de inzetfactor van de datacenters niet wijzigt ten opzichte van de huidige situatie met een gemiddelde load factor van 35%. De groei van het dataverkeer wordt deels gecompenseerd door een zuiniger en flexibeler gebruik van de datacenters. In scenario ND zorgt de hoge nationale productie uit wind en zon daarentegen voor de beschikbaarheid van goedkope energie en minder prikkels voor een flexibele inzet. Ook kan de restwarmte van datacenters goed worden gebruikt voor het voeden van regionale warmtenetten. De datacenters worden als gevolg hiervan in meer uren van het jaar met hogere loadfactoren bedreven.

Figuur 4.9 toont de resulterende jaarlijkse elektriciteitsvraag van datacenters in de verschillende scenario's en steekjaren. De vraag naar elektrische energie neemt in alle scenario's tot 2030 verder toe, met de duidelijkste stijging in scenario ND.



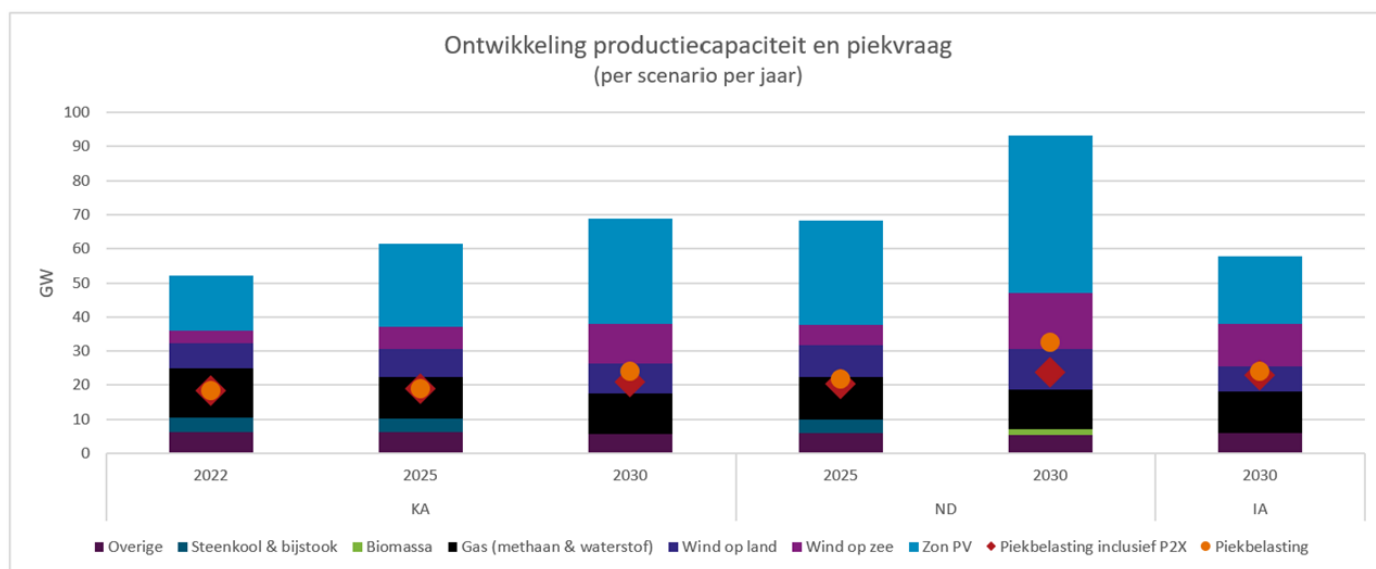
Figuur 4.9: Jaarlijkse elektrische vraag van datacenters

Overig

De categorie 'Overig' omvat de in de KEV'20 onderscheiden categorieën 'Landbouw' en 'Waterbedrijven en afvalbeheer'.

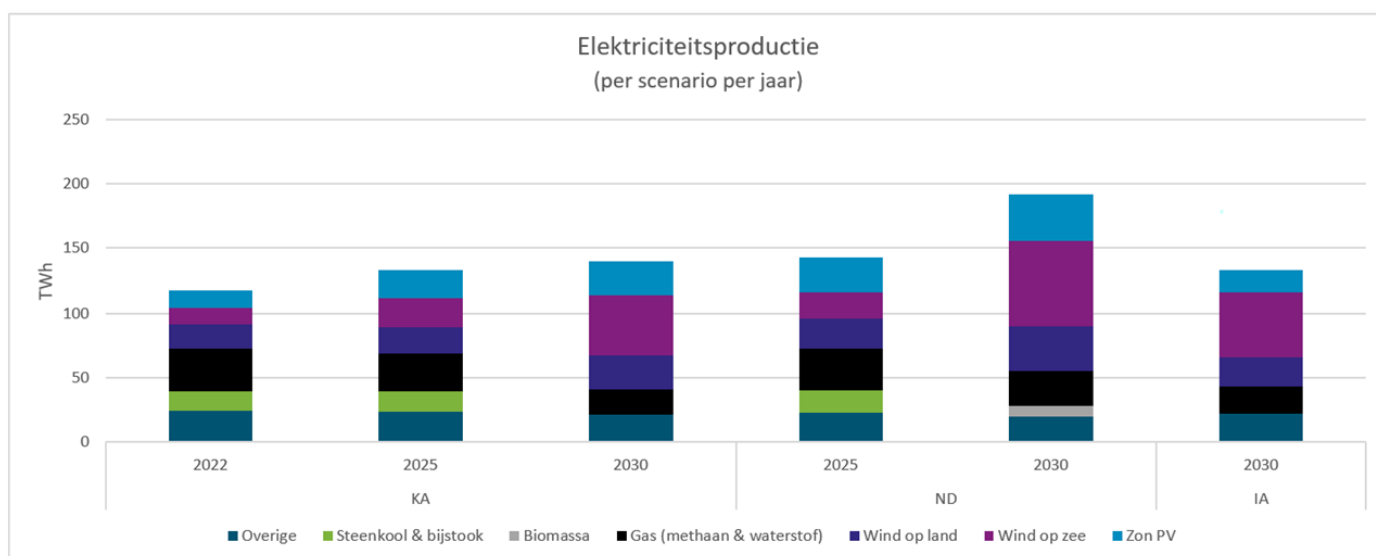
4.2.2 Ontwikkelingen in productievermogen elektriciteit

Figuur 4.10 toont de ontwikkeling van de productiecapaciteit in Nederland. Het operationeel opgestelde vermogen groeit in alle scenario's aanzienlijk, met name door de toename van zon PV, wind op zee en wind op land. De groei van deze bronnen is het grootst in het scenario 'Nationale Drijfveer'. In dit scenario is er ook sprake van een groter verbruik van elektriciteit. Het productievermogen valt in het scenario 'Internationale Ambitie' lager uit, omdat de duurzaamheidsdoelstellingen in dit scenario minder gedreven worden door binnenlandse hernieuwbare opwek. In alle scenario's worden de kolencentrales voor 2030 uitgefaseerd, met uitzondering van de kolencentrales die in het scenario 'Nationale Drijfveer' overgaan op 100% biomassa. Tot 2030 worden ook een aantal aardgascentrales uit bedrijf genomen. Dit leidt in alle scenario's tot een lichte daling van het gasgestookt vermogen. Voor 2030 wordt in de scenario's 'Nationale Drijfveer' en 'Internationale Ambitie' aangenomen dat 1,4 GW aan productiecapaciteit overgaat van aardgas naar waterstof. De kerncentrale in Borssele blijft in alle scenario's tot 2033 in bedrijf.



Figuur 4.10: Ontwikkeling productiecapaciteit en piekvrage

Figuur 4.11 toont de verwachte elektriciteitsproductie, resulterend uit de marktsimulaties (zie ook paragraaf 3.1). Wat betreft de hernieuwbare elektriciteitsproductie is er een groei in alle scenario's. Waar bij het geïnstalleerd vermogen de groei het sterkst is bij zon PV, is de groei van productie beduidend sterker in de categorie wind op zee. Daarnaast is te zien dat hoewel het operationeel opgestelde gasvermogen tussen 2025 en 2030 slechts licht daalt, de productie door gaseenheden veel sterker daalt doordat variabele duurzame bronnen een groter aandeel in de energiemix krijgen.



Figuur 4.11: Elektriciteitsproductie onder de verschillende scenario's

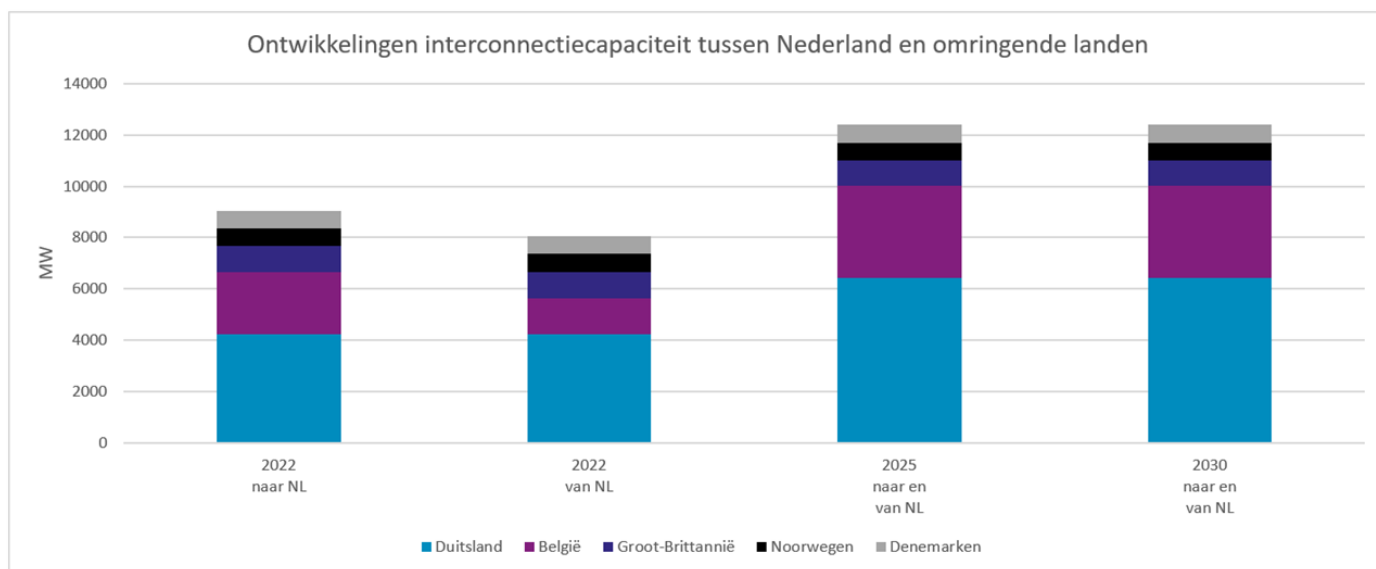
Indeling categorieën

De categorie 'Biomassa' heeft enkel betrekking op het in de tekst genoemde vermogen van kolencentrales, die vanaf 2030 verondersteld worden volledig op biomassa te worden gestookt. De bijstook van biomassa in kolencentrales wordt vermeld onder 'steenkool en bijstook'. Merk daarnaast op dat de categorie 'Overige' tevens kleinschalig vermogen bevat dat (deels) op biomassa wordt gestookt. Hiernaast bevat deze categorie kleinschalig WKK-vermogen (veelal gestookt op aardgas), vermogen van afvalverbrandingsinstallaties, gasexpansie, nucleair en waterkracht.

De eenheden op hoogovengas en productie door waterstofcentrales zijn ingedeeld in de categorie 'Gas (methaan en waterstof)'.

4.2.3 Ontwikkelingen interconnectiecapaciteit

De elektriciteitsuitwisseling van Nederland met het buitenland wordt begrensd door de aan de markt beschikbaar gestelde interconnectiecapaciteit. De aangenomen uitwisselingscapaciteiten zijn weergegeven in [figuur 4.12](#). Voor de marktberoeeningen in dit Investeringsplan zijn de uitwisselingscapaciteiten met omringende landen en op andere Europese grenzen vastgesteld volgens de bepalingen van het recentelijk van kracht geworden Europese wetgevingspakket 'Clean Energy Package' (CEP) (zie kader). Het CEP stelt onder andere dat netbeheerders, na aftrek van veiligheidsmarges, ten minste 70% van de fysieke uitwisselingscapaciteit op een biedzonegrens aan de markt ter beschikking moeten stellen. Omdat in de eerste jaren een overgangsregeling geldt, zijn deze bepalingen alleen toegepast bij de capaciteitsberekening voor de steekjaren 2025 en 2030. Voor het steekjaar 2022 worden de traditioneel gehanteerde NTC-waarden gebruikt.



Figuur 4.12: Ontwikkelingen interconnectiecapaciteit tussen Nederland en omringende landen

Interconnectiecapaciteit in het IP2022

Verordening (EU) 2019/943⁹ stelt eisen aan de minimale uitwisselingscapaciteit die op grenzen beschikbaar wordt gesteld aan de elektriciteitsmarkt. Alle hoogspanningsnetbeheerders die onder deze Verordening vallen moeten minimaal 70% van de thermische capaciteit van infrastructurele componenten beschikbaar stellen voor grensoverschrijdende uitwisseling. Hierbij mag wel rekening worden gehouden met uitvalsituaties. In het Investeringsplan Net op Land 2020-2029 is een methodiek opgesteld die ervoor zorgt dat er voldoende recht wordt gedaan aan de inhoud van de Verordening en die ook voor alle landen op een eenduidige manier is toe te passen. De gehanteerde methodiek resulteert meestal in uitwisselingscapaciteiten die groter zijn dan de NTC-waarden zoals gehanteerd in het TYNDP 2020¹⁰.

9 Official Journal of the European Union - Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council.

10 In situaties waar de in het TYNDP 2020 gehanteerde NTC-waarde hoger is dan de volgens deze methodiek berekende waarde, is de hogere NTC-waarde gebruikt in de berekeningen. Dit is bijvoorbeeld altijd het geval waar het gaat om HVDC-verbindingen, zoals op de NorNed-, BritNed- en COBRA-kabel.

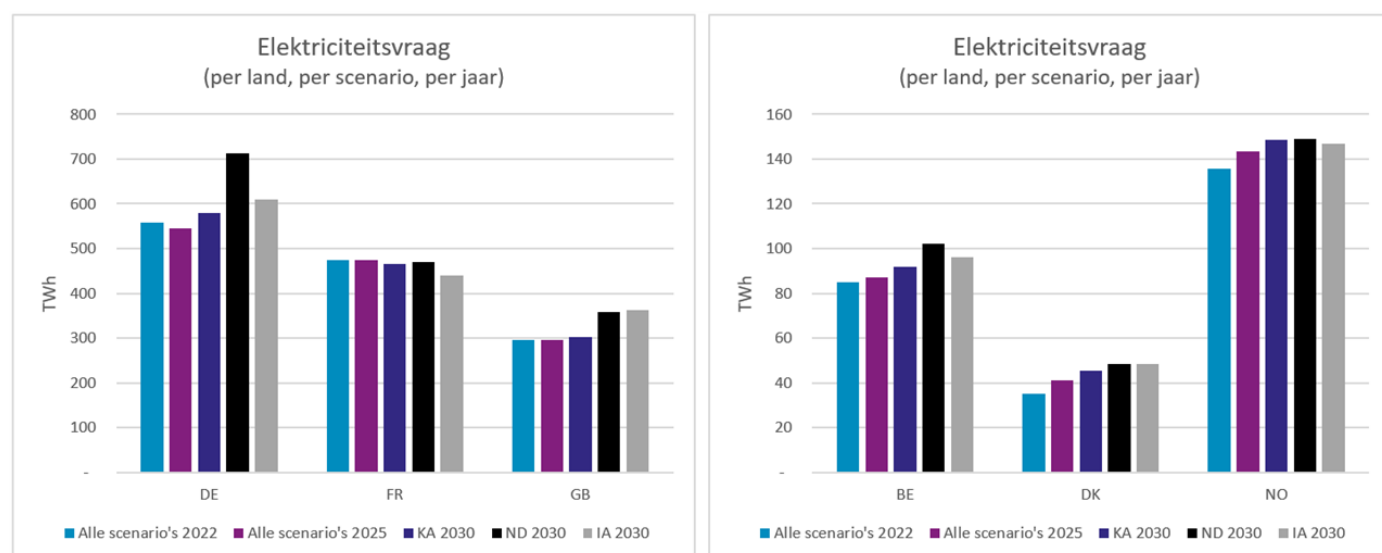
4.2.4 Ontwikkelingen in elektriciteitsvraag en productie in omliggende landen

De ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag en -productie in omliggende landen zijn van grote invloed op de elektriciteitsuitwisseling van Nederland met het buitenland en de inzet van binnenlandse productie en flexibiliteitsmiddelen zoals conversie en opslag van elektrische energie. Voor de opgestelde productievermogens, de elektriciteitsvraag en de hoeveelheden aan flexibiliteitsmiddelen per land wordt voor het steekjaar 2022 de MAF 2019 en voor de steekjaren 2025 en 2030 het TYNDP 2020 als consistente en met een brede groep stakeholders geconsulteerde bron gebruikt. Net zoals het investeringsplan kent het TYNDP drie verschillende scenario's om rekening te houden met verschillende ontwikkelpaden richting de lange termijn klimaatdoelstellingen op Europees niveau. Tabel 4.1 laat zien hoe deze op basis van de achterliggende verhaallijnen zijn gekoppeld aan de drie scenario's voor Nederland:

Scenario IP2022	Gekoppeld scenario uit TYNDP2020
Klimaatakkoord (KA)	National Trends (NT)
Nationale Drijfveer (ND)	Distributed Energy (DE)
Internationale Ambitie (IA)	Global Ambition (GA)

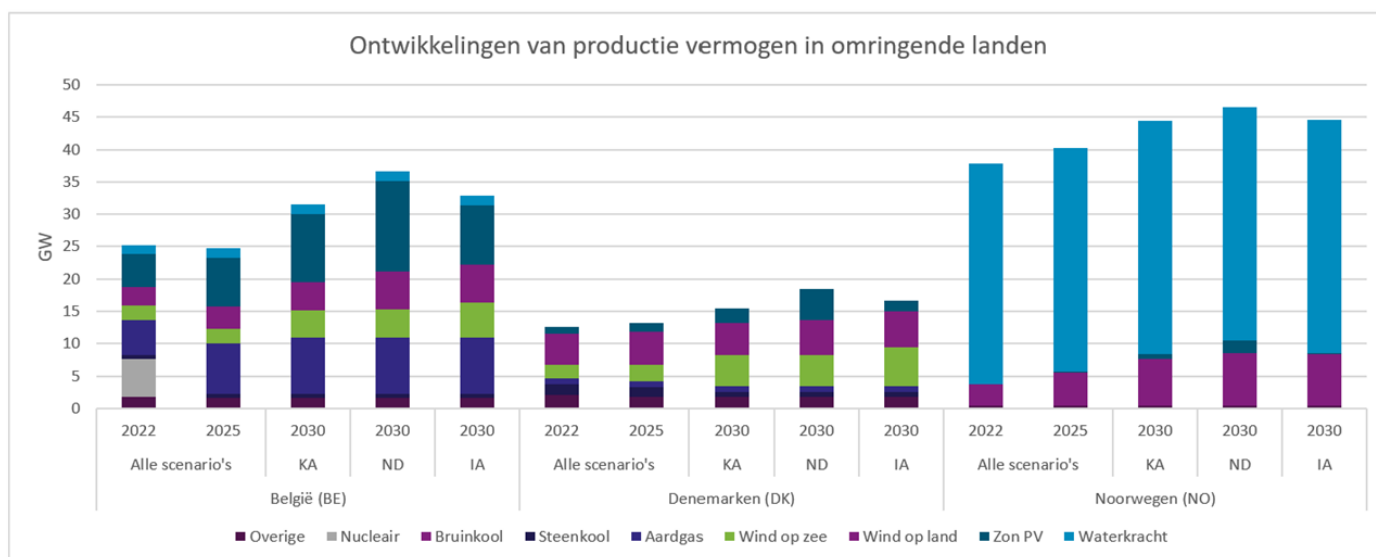
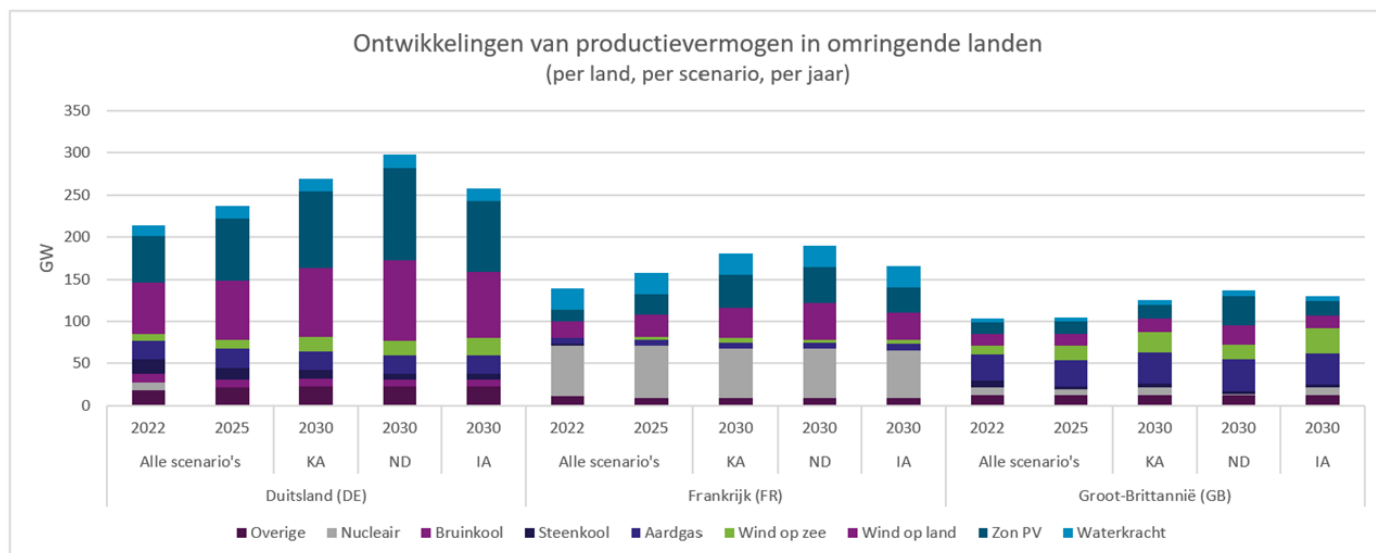
Tabel 4.1: koppeling tussen scenario's IP2022 en TYNDP2020

De onderstaande figuren tonen de elektriciteitsvraag en het opgestelde vermogen in de landen waarmee Nederland elektrisch rechtstreeks verbonden is alsmede Frankrijk¹¹.



Figuur 4.13: Ontwikkelingen elektriciteitsvraag in omliggende landen

11 Vanwege de grote impact op de uitwisseling van energie binnen Europa.



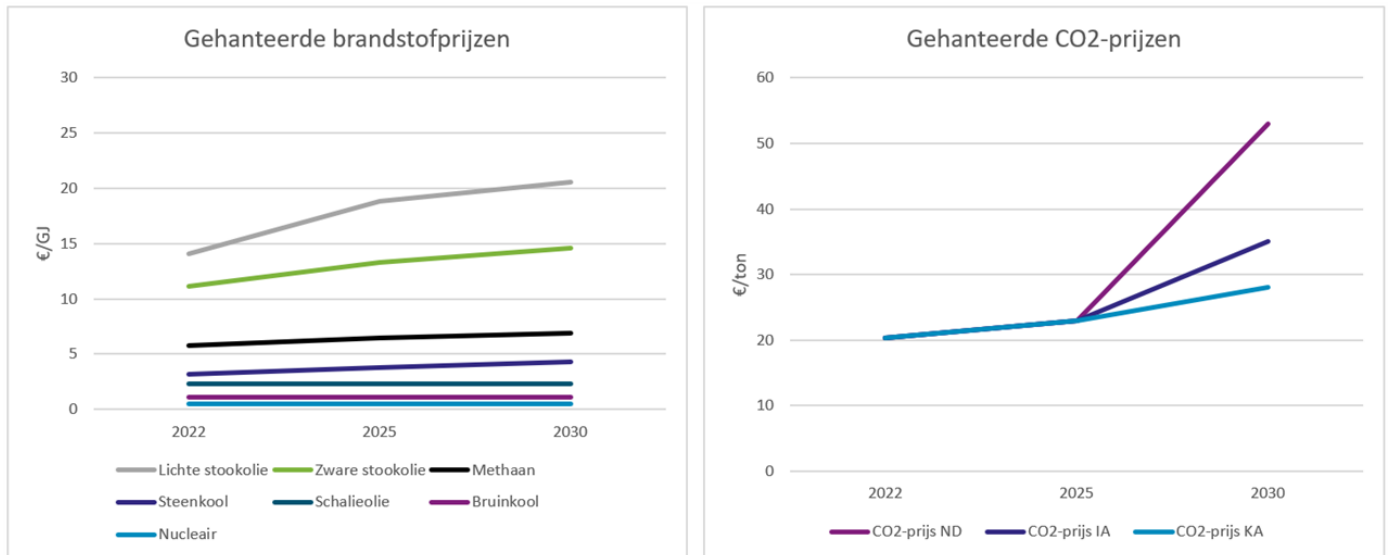
Figuur 4.14: Ontwikkelingen van productievermogen in omliggende landen

De belangrijkste ontwikkelingen binnen de zichtperiode zijn als volgt:

- Forse toename van hernieuwbare opwek uit zon PV, wind op land en wind op zee in alle omliggende landen;
- Sluiting van alle kerncentrales in Duitsland en België voor 2025;
- Hoge productie en export van kernenergie in Frankrijk in alle scenario's;
- Daling van het opgesteld vermogen aan steen- en bruinkoolcentrales in Duitsland;
- Gedeeltelijke compensatie van afgenomen vermogen van kern-, bruinkool- en steenkoolcentrales door gasgestookt vermogen in België en het Verenigd Koninkrijk.
- Waterkracht in Noorwegen is een belangrijke bron van flexibiliteit.

4.2.5 Ontwikkelingen in brandstof- en CO₂-prijzen

De brandstof- en CO₂-prijzen worden voor alle scenario's van het TYNDP2020 overgenomen en weergegeven in Figuur 4.15. Verschillende CO₂-prijzen per scenario weerspiegelen verschillende ambities met betrekking tot de klimaatdoelstellingen.



Figuur 4.15: Gehanteerde CO₂- en brandstofprijzen in de scenario's

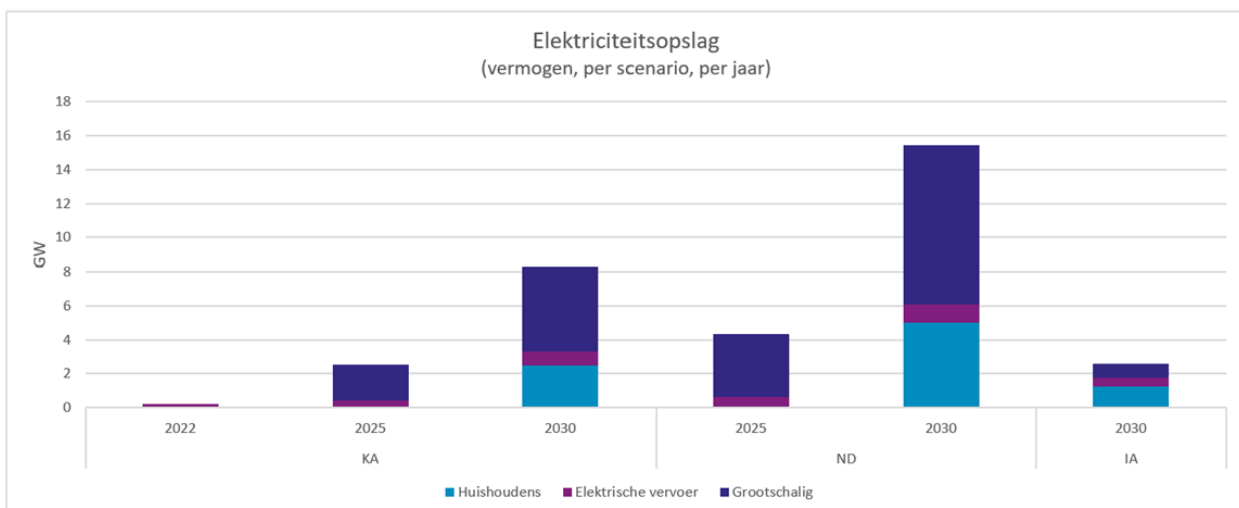
4.2.6 Ontwikkelingen in opslag en conversie

In alle scenario's neemt de productie van duurzaam opgewekte elektriciteit toe. De bronnen hiervoor zijn veelal weersafhankelijk en kennen een variabele productie. Naast interconnectiecapaciteit neemt daarom ook de noodzaak voor andere vormen van flexibiliteit toe.

Opslag

Elektriciteitsopslag vindt plaats bij huishoudens met batterijen, door elektrische voertuigen waarvan de batterijcapaciteit deels aan de markt beschikbaar wordt gesteld, en middels grootschalige elektriciteitsopslag. Op dit moment is elektriciteitsopslag nog duur en niet wijdverbreid. Als belangrijkste en in toenemende mate volwassen technologie voor kortetermijnopslag wordt in dit investeringsplan rekening gehouden met batterijen, maar ook perslucht of andere technieken kunnen worden ingezet. Figuur 4.16 geeft een overzicht van de in dit investeringsplan aangenomen vermogens aan elektriciteitsopslag per scenario.

Doordat de salderingsregeling waarschijnlijk slechts geleidelijk wordt afgebouwd is de aanname dat er momenteel weinig prikkels zijn om te investeren in opslag. Hierdoor zal de ontwikkeling van opslag bij huishoudens pas na 2023 langzaam op gang komen. In het scenario 'Klimaatakkoord' wordt voor 2030 uitgegaan van 500.000 huishoudens met een thuisbatterij, elk met een vermogen van 5 kW en een opslagcapaciteit van 10 kWh. De scenario's 'Nationale Drijfveer' en 'Internationale Ambitie' gaan uit van 1.000.000 resp. 250.000 huishoudens met een zelfde type batterij. Elektrische auto's worden verondersteld voor een deel 'slim' te laden, door te laden wanneer de prijzen laag zijn. Hierdoor bieden ze flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem. In de marktberoeeningen is aangenomen dat gemiddeld 10% van de batterijcapaciteit van elektrische personenauto's beschikbaar is voor slim laden, met een vermogen van maximaal 5 kW per voertuig. Een deel van de grootschalige elektriciteitsopslag wordt bij zonneparken geplaatst om de invoeding van elektrische energie over de dag te spreiden.



Figuur 4.16: Elektriciteitsopslag (vermogen)

Conversie

Een deel van de industriële elektrische warmtevraag (Power-to-Heat) en de volledige waterstofproductie uit elektrolyse (Power-to-Gas) wordt als flexibel verondersteld. Dit houdt in dat deze installaties uitsluitend worden gebruikt op momenten dat de elektriciteitsprijs voldoende laag is. Het uitgangspunt hierbij is dat deze niet worden ingezet als hiervoor kolen- en gascentrales moeten draaien. Tabel 4.2 geeft het vermogen aan Power-to-Heat en Power-to-Gas in de verschillende scenario's weer. De resulterende jaarlijkse elektriciteitsvraag is reeds in paragraaf 4.2.1 behandeld.

Opgesteld (GW)	2022	KA		ND		IA
		2025	2030	2025	2030	2030
Power-to-Heat (baseload)	0 GW	0 GW	0,5 GW	0 GW	1 GW	0,8 GW
Power-to-Heat (flexibel)	0 GW	0 GW	3 GW	1,5 GW	3,8 GW	0 GW
Power-to-Gas	0,2 GW	0,5 GW	3,5 GW	1,25 GW	5 GW	1 GW

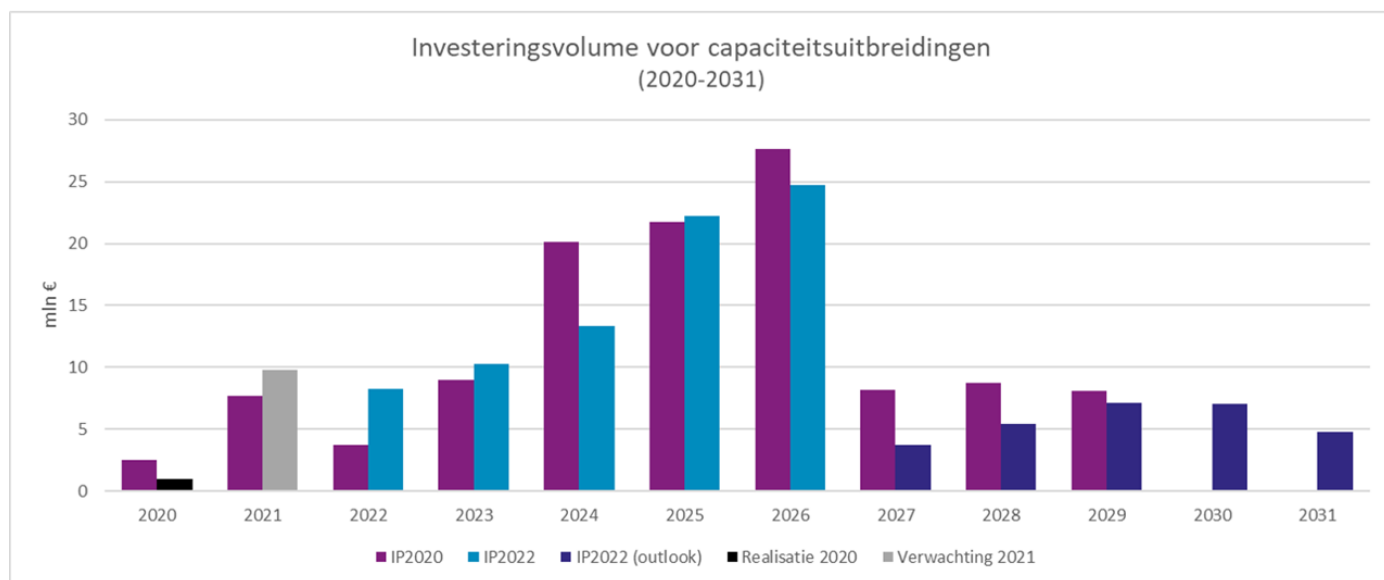
Tabel 4.2: Opgesteld vermogen Power-to-Heat en Power-to-Gas

5 Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen

De [paragrafen 3.2.1, 3.3 en 3.4](#) beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om capaciteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportfolio. Dit hoofdstuk geeft de resultaten weer van de toegepaste methodiek.

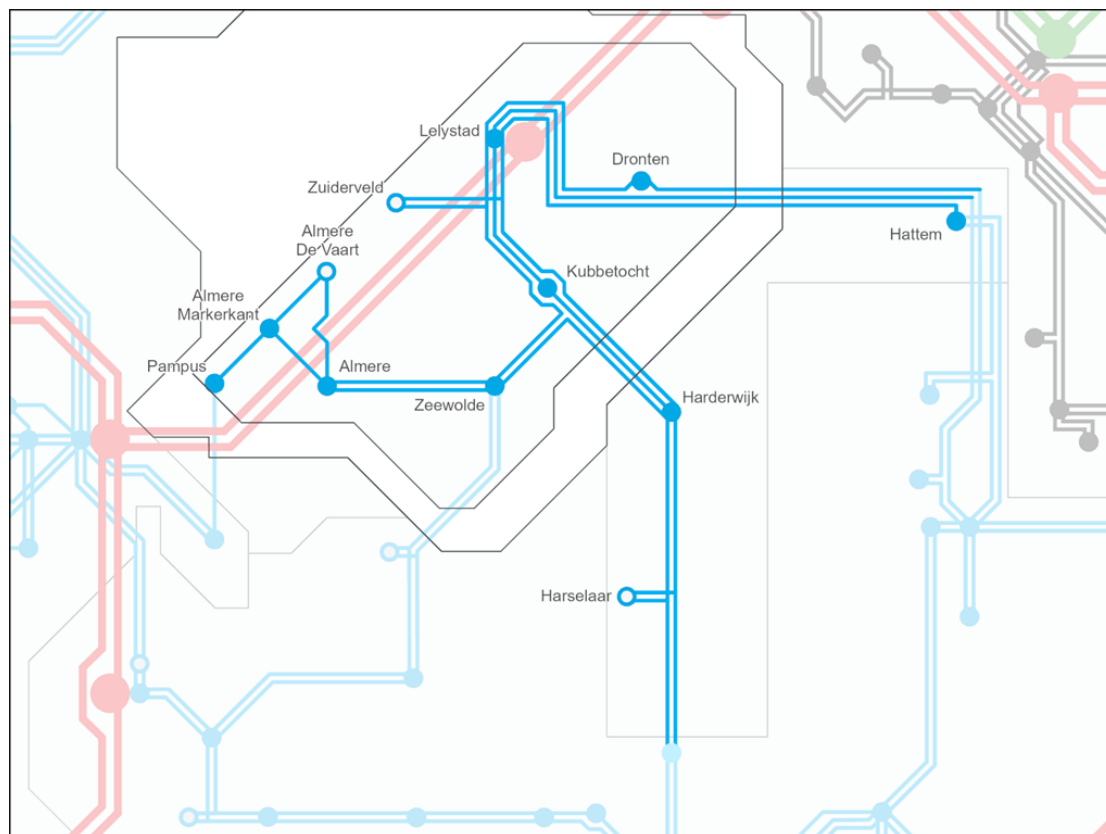
In het 150 kV-net Randmeren is de belastingvraag ten opzichte van het IP2020 gestegen. Deze groei wordt hoofdzakelijk bepaald door de vestiging van nieuwe datacenters. Er zijn ten opzichte van het IP2020 geen nieuwe knelpunten vastgesteld in het 150kV-net Randmeren. In de uren met veel opwek door wind- en zonne-energie en lage belastingvraag moet veel energie worden geëxporteerd naar de omliggende provincies en naar het 380kV-net. Dit levert knelpunten op in het 150kV-net in Utrecht en Gelderland. Als oplossing voor deze knelpunten worden er meerdere pockets gecreëerd, binnen deze pockets moet de 380/150kV-transformatiecapaciteit worden vergroot.

[Figuur 5.1](#) geeft een samenvatting van de uitbreidingsinvesteringen in het 150 kV-net Randmeren. Het investeringsvolume wordt met name bepaald door twee nieuw te bouwen 150 kV-stations (Almere Oost 150 en Flevopolder Midden 150) en een nieuw kabelcircuit naar station Almere 150. In de periode tot en met 2024 heeft ook station Dronten Olsterpad 150 een significante bijdrage en in de periode 2025-2029 het nieuw te bouwen station Harselaar 150. De investeringen zijn nodig vanwege de sterke groei van wind op land en zon-PV, wat niet alleen aansluitcapaciteit vereist, maar ook exportcapaciteit naar het 380 kV-net van TenneT. Daarnaast zijn investeringen nodig voor het aansluiten van datacentra en om het kortsluitvermogen te vergroten.



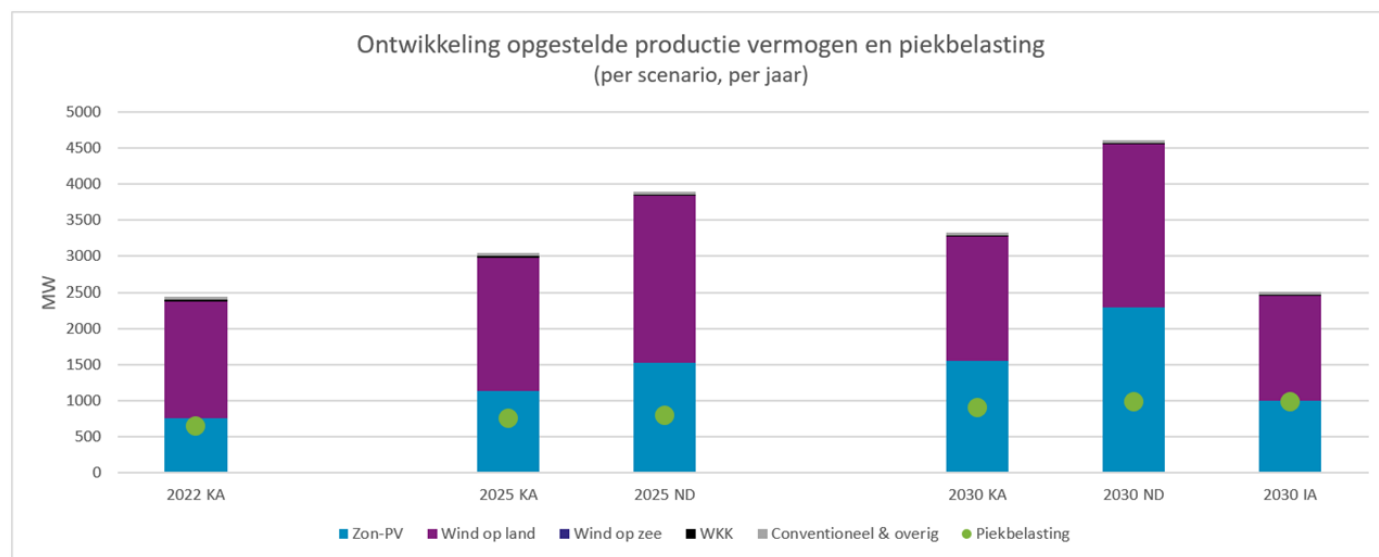
Figuur 5.1: Investeringsvolume voor capaciteitsuitbreidingen

Het 150 kV-net Randmeren is schematisch weergegeven in [Figuur 5.2](#).



Figuur 5.2: Netkaart van het 150 kV-net Randmeren (per 1-1-2021)

In Figuur 5.3 is de op basis van de scenario's verwachte ontwikkeling van het opgestelde productievermogen en de piekbelasting weergegeven. Het hoge aandeel wind op land komt voort uit het Regioplan Wind van de provincie Flevoland. Het aandeel zon-PV komt voort uit de Structuurvisie Zon, waarin ruimte voor 1.000 hectare aan zonneparken in het landelijk gebied wordt geboden. De toename in de belastingvraag komt hoofdzakelijk door de nieuwe datacenters. De benodigde investeringen hiervoor in het 150 kV-net Randmeren zijn opgenomen in dit Investeringsplan. Door het hoge aandeel duurzaam vermogen ten opzichte van de relatief lage belastingvraag zal een groot deel van het opgewekte vermogen het gebied uit getransporteerd moeten worden.



Figuur 5.3: Ontwikkeling opgestelde productievermogen en piekbelasting (in MW) in het 150 kV-net Randmeren volgens scenario's in de steekjaren 2022 2025 en 2030

Tabel 5.2 bevat een overzicht van de voorgenomen uitbreidingsinvesteringen en capaciteitsknelpunten. In sommige gevallen treedt een knelpunt eerder op dan de (verwachte) IBN van het project dat het knelpunt moet mitigeren. Dit leidt niet direct in alle gevallen tot een probleem. De kans bestaat echter dat TenneT op de momenten waarop het knelpunt daadwerkelijk actueel wordt, tijdelijke mitigerende maatregelen zal moeten treffen, zoals bijvoorbeeld redispatch. De risico-categorie in de drie steekjaren geeft de situatie weer zonder mitigerende maatregelen.

Projectnummer	Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario('s)	2022			Status
						2022	2025	2030	
002.812	Splitsing FGU net CBL Liander fase 1 150kV	2022	Realisatie	Station Lelystad 150 kV	KA	L _k 3-fase	x	x	Bestaand
					KA	rail n-1	x	x	Bestaand
				Lelystad 380/150 kV transformatoren	KA, ND	-	N-1	N-0	Bestaand
				Lelystad 380/150 kV transformator 414	IA, KA, ND	-	-	N-1	Nieuw
003.033	Station Dronten Olsterpad 150kV	2022	Realisatie	Dronten-Lelystad 150 kV	ND	-	N-1	N-0	Bestaand
				Woudhuis-Dronten 150 kV	ND	-	N-1	x	Bestaand
003.066	Almere 150kV derde circuit 500 MVA	2027-2029	Studie	Almere-Zeewolde 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	x	Bestaand
003.041	Splitsing FGU net CBL Liander fase 2&3 150kV	2027-2029	Studie	Ede-Harselaar-Harderwijk 150 kV	KA, ND	N-1	N-0	N-0	Bestaand
				Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150 kV	IA, KA, ND	-	N-1	N-1	Bestaand
				Lelystad-Dronten Olsterpad 150 kV	ND	-	-	N-1	Nieuw
				Zeewolde-Harderwijk 150 kV	IA, KA, ND	-	-	N-2	Nieuw
003.086	Almere Oost nieuw 150kV station	2030-2032	Studie	Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150 kV	IA, KA, ND	-	N-1	N-1	Bestaand
003.035	Harselaar 150kV nieuw 150kV station	2029-2031	Studie	Harderwijk-Harselaar-Ede 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u	Bestaand
002.876	Lelystad 150kV, diepe netinvestering t.b.v. windpark	2022	Realisatie	Klantgedreven					Bestaand
002.929	Dronten 150kV diepe netinvestering voor railuitbreiding	2023	Realisatie	Klantgedreven					Bestaand
002.992	Zeewolde 150 kV, diepe netinvestering voor uitbreiding railsysteem	2022	Realisatie	Klantgedreven					Bestaand
002.935	Almere 150kV diepe netinvestering voor uitbreiding railsysteem	2023	Realisatie	Klantgedreven					Bestaand
003.021	Lelystad 150 kV, diepe netinvestering voor uitbreiding railsysteem	2024	Basisontwerp	Klantgedreven					Bestaand
003.036	Flevopolder Midden 150kV nieuw 150kV station	2026	Studie	Klantgedreven					Bestaand
003.158	Zeewolde Baardmeesweg 150kV	2025	Basisontwerp	Klantgedreven					Nieuw

IBN

Inbedrijfname (naarmate de IBN verder in de toekomst ligt, neemt de betrouwbaarheid van de planning af)

Risicocategorie:

n-2 / n-1 / n-0 / rail / 100MW/6u = vermogensstroom criteria

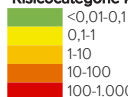
lk = kortsluitvastheid 1- of 3-fase

pq = power quality (spanningskwaliteit)

- = nog geen knelpunt

x = knelpunt gemitigeerd

Risicocategorie kleuren:



Scenario's:

IA: Scenario 'Internationale Ambitie'

KA: Scenario 'Klimaatakkoord'

ND: Scenario 'Nationale Drijfveer'

Tabel 5.1: Voorgenomen uitbreidingsinvesteringen en capaciteitsknelpunten

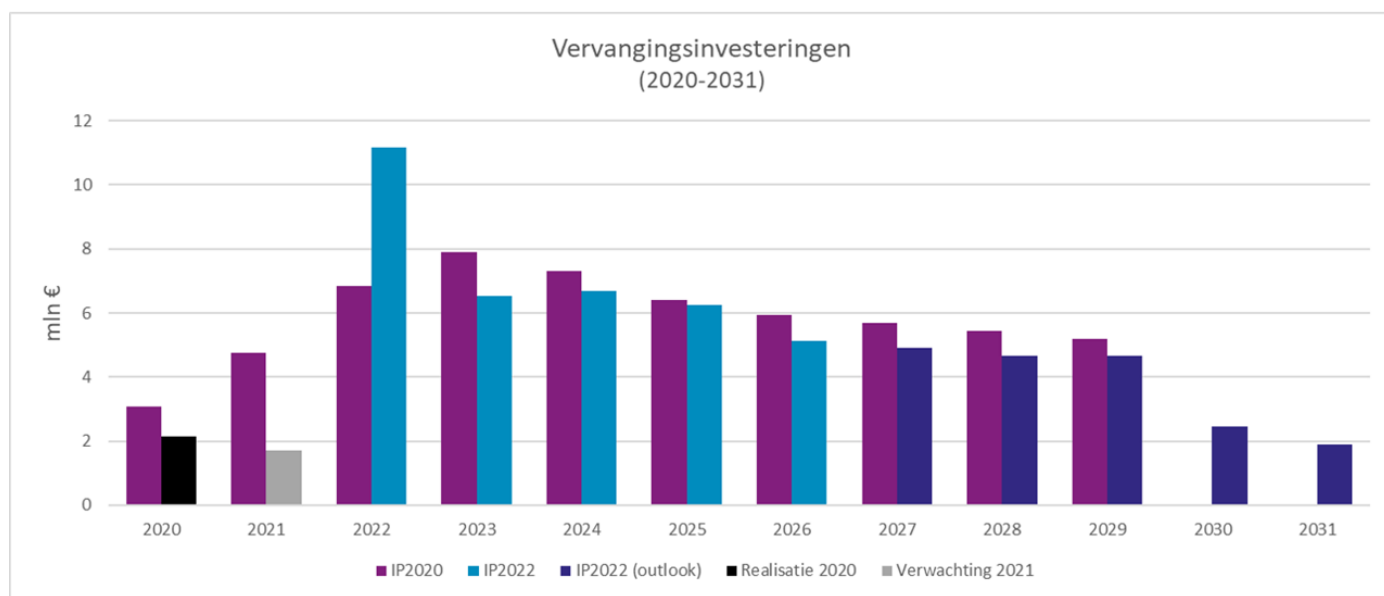
Binnen het project Splitsing FGU-net fase 2&3 wordt voor Lelystad een vierde 380/150 kV-transformator voorzien die op het 380 kV-station Lelystad wordt geplaatst en op het 150 kV-station Lelystad wordt aangesloten. De plaatsing van deze vierde 380/150 kV-transformator inclusief 380 kV-veld op Lelystad 380 kV is opgenomen in het IP van TenneT. De 150 kV-aansluitkabel en het 150 kV-veld op Lelystad 150 kV is opgenomen in dit IP.

Het nieuw voorziene 150 kV-station Almere Oost wordt aangesloten op het nieuw voorziene 380 kV-station Almere. Het nieuwe 380 kV-station Almere inclusief vier 380/150 kV-transformatoren is opgenomen in het IP van TenneT. De vier 380/150 kV-transformatoren worden aangesloten op het nieuw geplande 150 kV-station Almere Oost. Beide stations zijn essentieel voor het kunnen creëren van een extra toekomstvaste loadpocket in Flevoland. Hiermee worden gesignaleerde knelpunten opgelost en ruimte gecreëerd voor datacenters en grootschalige duurzame initiatieven in de Flevopolder.

6 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen

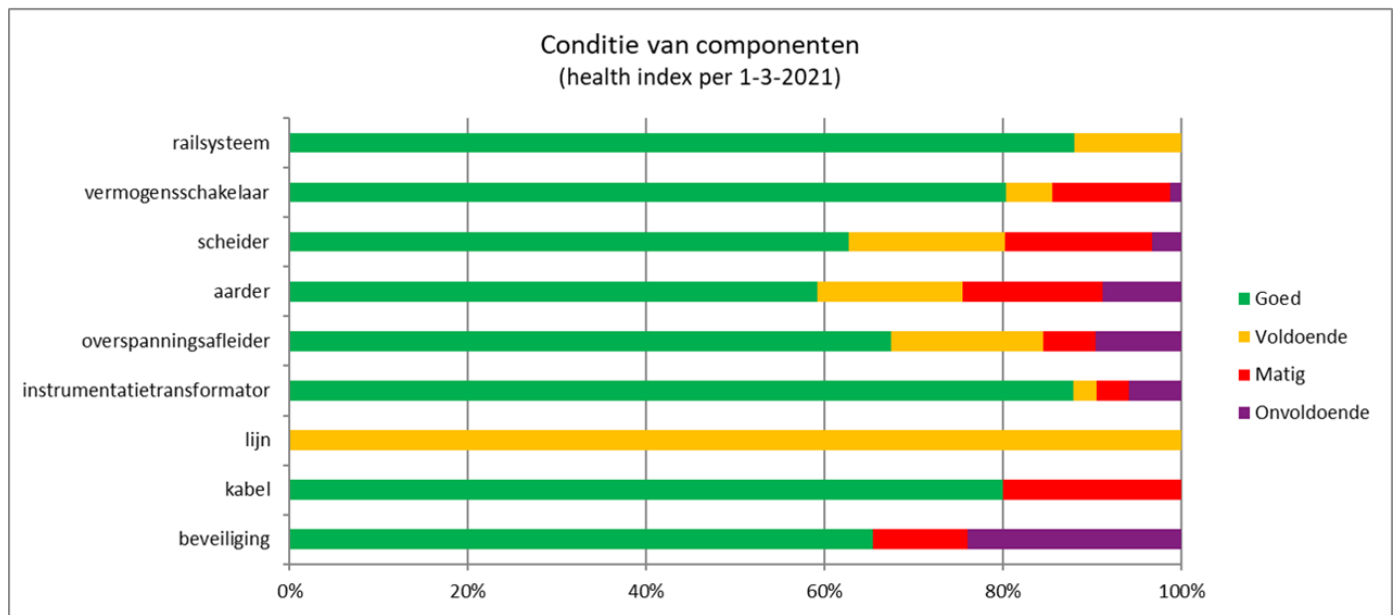
Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dienen de functies van de afzonderlijke componenten in stand te worden gehouden. Dit kan enerzijds door het plegen van onderhoud en anderzijds door vervangen. Dit hoofdstuk beschrijft de vervangingsinvesteringen in het 150 kV net Randmeren die nodig zijn om de vastgestelde kwaliteitsknelpunten te mitigeren.

Figuur 6.1 geeft een samenvatting van de vervangingsinvesteringen in het 150 kV-net Randmeren. De grote afwijking in 2021 en 2022 tussen IP2020 en IP2022 wordt veroorzaakt door het project Definitief Herstel omgewaaide masten Oosterwolde (Gld).



Figuur 6.1: Vervangingsinvesteringen

De paragrafen 3.2.2, 3.3 en 3.4 beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om kwaliteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportfolio. Figuur 6.2 toont de gegevens voor het vaststellen van de kwaliteitsknelpunten voor de primaire componenten: de conditie van de componenten, gebaseerd op de Health Index. De meeste componenten die als toestand in de Health Index de kleuren rood en paars hebben, zijn gekoppeld aan een knelpunt.



Figuur 6.2: Conditie van componenten op basis van de Health Index per 1-3-2021

Ten opzichte van het vorige IP (IP2020) is er een geringe toename van de score rood en paars. Deze toename past echter bij het te verwachte verouderingsproces van componenten.

Op basis van een vergelijking met de Health Index voor het hoogspanningsnet van TenneT¹² kan geconcludeerd worden dat het 150 kV-net Randmeren een vergelijkbare kwaliteit heeft als het hoogspanningsnet dat in eigendom is van TenneT.

6.1 Vervangingsprogramma's

Tot voor kort paste TenneT een vervangingsstrategie toe die bestond uit het vervangen van één type van componenten op meerdere stations. De van toepassing zijnde vervangingsprogramma's in het CBL gebied zijn¹:

- LTVIT: vervangen van verouderde meettransformatoren, met een focus op meettransformatoren die een veiligheidsrisico vormen.
- RenSec: vervangen van secundaire installaties. Hierbij wordt vanwege synergievoordelen zoveel mogelijk aangesloten bij uitbreidingen op stations.
- Verbindingen: vervangen van onderdelen in verbindingen als gevolg van veroudering en stormschade.
- Preventieve Vervangingsinvesteringen: stelpost voor het doen van (kleine) vervangingen naar aanleiding van inspecties.
- Correctieve Vervangingsinvesteringen: stelpost voor het doen van (kleine) vervangingen naar aanleiding van inspecties.

Deze vervangingsstrategie was tot nu toe goed uitvoerbaar omdat het aantal te vervangen componenten op stations gering was. Een groot aantal stations raakt echter steeds meer op leeftijd, vooral in het 150 kV-net. Dit heeft tot gevolg dat het aantal componenten dat vervangen moet worden snel toeneemt. Deze wijzigende situatie vraagt om een aanpassing van de vervangingsstrategie. TenneT heeft daarom een strategie ontwikkeld, waarbij een clustering van werkzaamheden plaatsvindt om zo meerdere componenten op een station te worden vervangen. Dit heeft onder andere als voordeel dat schaarse resources, VNB en toezicht efficiënter kunnen worden ingezet en de zorgt voor een vermindering van de administratieve lasten.

TenneT kent daarom nu de volgende vervangingsprogramma's welke ook van toepassing zijn voor de CBL Randmeren stations:

- Programma Stationsvervanging 110/150 kV
- Programma Primair voor 110/150 kV
- Programma Secundair voor 110/150 kV

¹ De projectnummers van deze vervangingsprogramma's zijn achtereenvolgens 002.869, 002.565, 003.440, 003.618 en 201.718.

¹² Als gerapporteerd in het Investeringsplan TenneT 2022-2031, waarin de conditie van de componenten in het gehele hoogspanningsnet (110/150/220/380 kV) van TenneT wordt weergegeven.

In deze programma's worden stations opgenomen voor de komende drie jaren. Elk jaar worden de programma's bijgewerkt, waarbij voor het derde jaar weer nieuwe stations worden opgenomen. De keuze van stations die worden opgenomen in de programma's wordt bepaald op basis van de cumulatieve score van risico's op elk station. De stations met de hoogste score komen als eerste in aanmerking voor opname in het programma.

Programma Stationsvervanging 110/150 kV

Programma Stationsvervanging 110/150 kV vormt de basis van de programma aanpak met betrekking tot de verouderingsproblematiek in het 110/150 kV-net. In dit programma worden stations opgenomen waar zowel de primaire als de secundaire componenten aan vervanging toe zijn. De velden op bestaande stations worden in zijn geheel vervangen door een standaard modulair veld. Met deze innovatieve manier van werken zijn hele velden op stations sneller te vervangen tegen lagere kosten.

Het in zijn geheel vervangen van een veld of station wordt door TenneT onderzocht op zes zogenaamde Proof-of-Concept stations. Gezien het lagere risiconiveau van de velden- & stations binnen het 150 kV-net Randmeren zijn er nog geen stations uit dit gebied opgenomen in dit programma.

De huidige werkzaamheden worden zoveel mogelijk gecombineerd en verder is er een stelpost voor preventieve- en correctieve werkzaamheden.

Programma Primair

In Programma Primair worden stations opgenomen waar de primaire componenten aan vervanging toe zijn. Uit de Health Index van de primaire componenten blijkt dat meerdere populaties van primaire componenten zijn verouderd. De componenten die middels het programma Primair worden vervangen zijn:

- Aarders
- Scheiders
- Combi-, spannings- en stroomtransformatoren
- Overspanningsafleiders (alléén voor de 110 en 150 kV stations)
- Muurdoorvoeringen

De in 2020 geselecteerde componenten voor het programma primair zijn gehandhaafd in het programma preventief en correctief vervangingen en voor een groot deel al vervangen. Er is nu nog geen programma primair voor het 150 kV-net Randmeren. Het streven is zoveel mogelijk werkzaamheden te combineren met nieuwbouw werkzaamheden. Vanaf 2022 zullen de vermogensschakelaars gevuld met SF6 op 2/3-levensduur worden gereviseerd wat leidt tot lagere SF6-uitstoot. Deze investering leidt tevens op termijn tot lagere preventieve- en correctieve werkzaamheden.

Programma Secundair

Een deel van de installaties die nodig zijn voor de besturing, beveiliging en energie-voorziening van de primaire componenten, zijn verouderd en minder betrouwbaar. TenneT heeft daarom het programma Secundair (voorheen genaamd RenSec) opgezet om de volledige besturing en beveiliging gecombineerd te vervangen, waarbij tevens de systemen van TenneT en de regionale netbeheerders systeemtechnisch en fysiek ontvlochten worden. Samen met het standaardiseren van componenten resulteert deze aanpak in een kortere doorlooptijd van het gehele programma. Onderstaand overzicht geeft de stations die zich momenteel in de realisatiefase bevinden van het programma Secundair, met een IBN tussen 2021 en 2025.

- Almere
- Harderwijk
- Zeewolde
- Lelystad

Op deze vier stations wordt hiermee ook een capaciteitsknelpunt opgelost vanwege de gelijktijdige implementatie van 150kV-railbeveiliging.

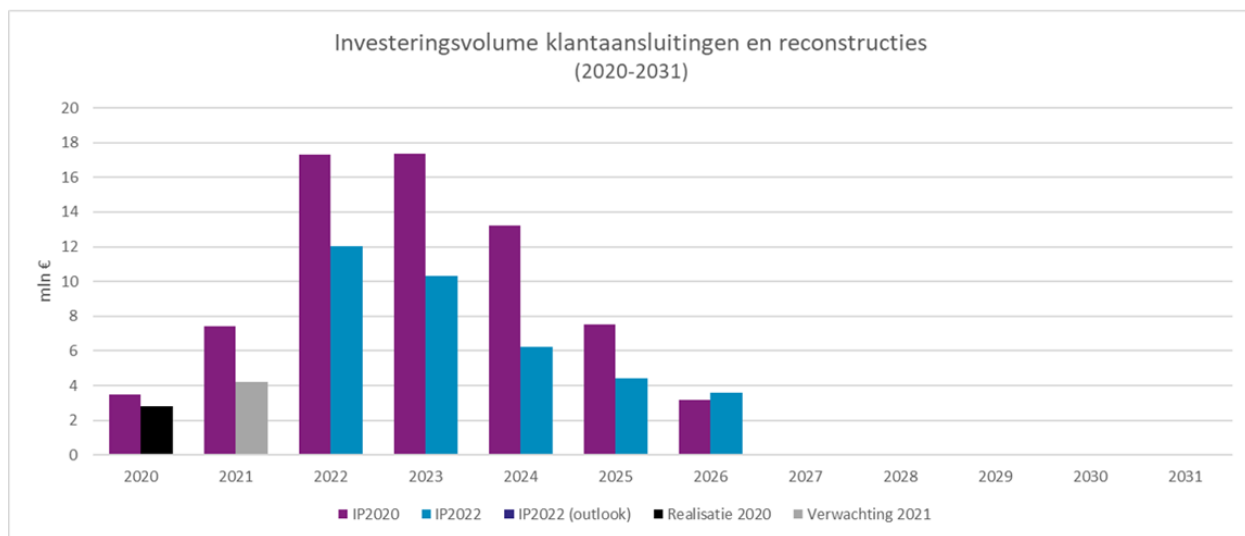
Afgeronde vervangingen in 2020 en 2021

- LTVIT 2 110/150 CBL Liander-Reddyn
- Dronten/Almere 3 vermogensschakelaar SF6
- Zeewolde
 - 6 stroomtransformatoren
 - 3 stroomtransformatoren lijn-veld Harderwijk
 - 3 vermogensschakelaars

7 Klantaansluitingen en reconstructies

Klantaansluitingen en reconstructies zijn projecten op verzoek van derden. Nut en noodzaak voor deze investeringen liggen hiermee vast. Een bijzonder type klantaansluitingen zijn de koppelingen met netten van de regionale netbeheerders.

Figuur 7.1 geeft een samenvatting van de investeringen in klantaansluitingen en reconstructies in het 150 kV-net Randmeren. De investeringen bestaan uit het aansluiten van wind op land, zon-PV en datacenters, en een reconstructie (verkabeling) in Hattem.



Figuur 7.1: Investeringsvolume klantaansluitingen en reconstructies

Figuur 7.1 geeft een samenvatting van de in dit hoofdstuk beschreven investeringen die betrekking hebben op klantaansluitingen en reconstructies. De paragrafen 7.1, 7.2 en 7.3 geven meer detail over klantaansluitingen, de koppelingen met netten van regionale netbeheerders en reconstructies.

7.1 Klantaansluitingen

Een klantaansluiting is een aansluiting van een grote producent of afnemer op het 150 kV-net. Het gaat daarbij om de aansluiting op één of meer velden in een 150 kV-station en eventueel ook om de verbinding van de klantlocatie naar het station. Investeringsprojecten met betrekking tot klantaansluitingen worden geïnitieerd door verzoeken van klanten aan Liander. Hierbij moet worden opgemerkt dat niet ieder verzoek leidt tot een realisatieopdracht. Er zijn in 2020 en 2021 aansluitingen gerealiseerd en een enkele is stopgezet.

Projectnummer	Locatie	Uitbreidingsinvestering	IBN	Fase
-	Almere	uitbreiding met twee velden voor datacenter	n.v.t.	Vervallen
003.034	Dronten Olsterpad	uitbreiding met twee velden voor windpark	2022	Realisatie
002.875	Lelystad	uitbreiding met één veld voor windpark	2022	Realisatie
003.020		uitbreiding met twee velden voor datacenter	2024	Basisontwerp
-	Zeewolde	uitbreiding met één veld voor windpark	2021	Nazorg

Tabel 7.1: Klantaansluitingen (uitbreidingsinvesteringen)

7.2 Koppelingen met netten van regionale netbeheerders

De regionale netbeheerders beheren de transformatoren die zorgen voor de transformatie van 150 kV en 110 kV naar lagere spanningsniveaus (10 kV tot 50 kV). De regionale netbeheerder voor de transformatoren in het 150 kV-net Randmeren is Liander. Om nieuwe transformatoren te koppelen met het 150 kV-net Randmeren of ter aanpassing van bestaande koppelingen, zijn uitbreidingen in het 150 kV-net Randmeren nodig. Deze uitbreidingen zijn op verzoek van de regionale netbeheerder en zijn opgenomen in [Tabel 7.2](#).

Projectnummer	Locatie	Uitbreidingsinvestering	IBN	Fase
003.067	Almere	Almere 150kV, uitbreiding met 2 velden	2023	Realisatie
002.928	Dronten	Dronten 150kV, uitbreiding met 2 velden	2023	Realisatie
003.037	Flevopolder Midden	Flevopolder Midden 150kV, uitbreiding met 4 velden	2026	Studie
003.294	Harderwijk	Harderwijk 150kV, aanpassen velden	2024	Studie
003.028	Lelystad	Lelystad 150kV, uitbreiding met 1 veld	2023	Realisatie
003.104	Zeewolde	Zeewolde 150 kV, uitbreiding met 1 veld	2022	Realisatie

Tabel 7.2: Koppelingen met regionale netbeheerder Liander (uitbreidingsinvesteringen)

Er zijn in 2020 en 2021 geen koppelingen gerealiseerd of stopgezet.

7.3 Reconstructies

Een reconstructie is een project waarbij op verzoek van derden, meestal gemeenten, provincies of andere infrastructuurbeheerders, aanpassingen worden doorgevoerd aan de infrastructuur van Liander. Denk hierbij aan het verkabelen van hoogspanningslijnen, het verleggen van verbindingen of het verhogen van masten.

Projectnummer	Locatie	Uitbreidingsinvestering	IBN	Fase
003.088	Hatterm	Verkabelen 150kV-lijnverbinding Hatterm	2025	Basisontwerp

Tabel 7.3: Reconstructies (uitbreidingsinvesteringen)

Het verkabelen van de 150 kV-lijnverbinding in Hatterm is gebaseerd op artikel 22a van de Elektriciteitswet 1998, waarin is opgenomen dat een netbeheerder op verzoek van een college van burgemeester en wethouders of van gedeputeerde staten bovengrondse delen van netten die bestemd zijn voor transport van elektriciteit op een spanningsniveau van 50 kV of hoger verplaatst of vervangt door ondergrondse delen, mits deze delen zijn aangewezen door de Minister van EZK.

In de gemeente Hatterm is de 150 kV-lijn Hatterm – Lelystad vanaf mast 4 t/m mast 9 aangewezen¹³. De gemeente Hatterm heeft in 2018 een verzoek voor het verkabelen van het aangewezen lijndeel ingediend en gevraagd om een haalbaarheidsstudie. Inmiddels is de haalbaarheidsstudie aan de gemeente opgeleverd en heeft de gemeente een verzoek ingediend voor een offerte basisontwerp.

In het 'Besluit verplaatsen en verkabelen hoogspanningsverbindingen' is vastgelegd hoe de kosten van verkabeling van door de Minister aangewezen lijndelen verdeeld worden tussen de netbeheerder en de gemeente. Hieruit volgt dat de gemeente Hatterm (minder dan 30.000 inwoners) 15% van de door de netbeheerder te maken kosten van verkabeling voor haar rekening neemt, met een maximum van circa € 1 miljoen per kilometer aan te leggen kabeltracé. De resterende kosten komen voor rekening van de netbeheerder.

Er zijn in 2020 en 2021 geen reconstructies gerealiseerd of stopgezet.

¹³ Besluit aanwijzing delen hoogspanningsnetten ex art. 22a Elektriciteitswet 1998 16. Het aan te leggen kabeltracé heeft een lengte van circa 1,5 km.

8 Wijzigingen

Overzicht wijzigingen ten opzichte van ontwerp investeringsplan

Hieronder staat een overzicht van de majeure wijzigingen ten opzichte van het Ontwerp investeringsplan 150 kV-netdeel CBL Randmeren d.d. 1 januari 2022.

Paragraaf 1.8

De tekst is uitgebreid.

Paragraaf 3.4

Verwachtingswaarde methodiek is losgelaten. De tekst is aangevuld met informatie over assetrisico's.

Paragraaf 3.5

De tekst is uitgebreid met nadere informatie over de huidige prioritering van het portfolio.

Hoofdstuk 5, 6 en 7

Uitkomsten van de herprioritering hebben geleid tot gewijzigde IBN's die zijn verwerkt in de tabellen in de hoofdstukken 5, 6 en 7.

Bijlage risicoregister

Als bijlage is het risicoregister van TenneT toegevoegd waar het knelpunten t.a.v. 150 kV-netdeel CBL Randmeren betreft. Deze bijlage geeft een overzicht van de knelpunten met mitigerende maatregelen.

Bijlage 1 - Bronnen

Onderstaand overzicht van bronnen die zijn gehanteerd bij de ontwikkeling van scenario's:

Bron	Gebruikte gegevens	
1	Klimaatakkoord, 28 juni 2019	Afspraken en ambities voor verduurzaming van de Nederlandse energievoorziening
2	Klimaat- en Energieverkenning 2020, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)	Productie van duurzame elektriciteit, aannames en bandbreedtes voor elektriciteitsverbruik per sector, projecties voor toekomstige aantallen woningen
3	Het Energiesysteem van de Toekomst – Integrale Infrastructuur- verkenning 2030 -2050 (gezamenlijke netbeheerders, april 2021)	Toekomstscenario's voor 2050 en de kwantificering daarvan
4	Waar rijden én laden EV's in de toekomst? (ElaadNL, Outlook Okt. 2019)	Scenario's met getallen van aantallen personenvoertuigen
5	Elektrisch op bestelling (ElaadNL, Outlook Q2 2020)	Scenario's met getallen van aantallen bestelvoertuigen
6	Naar 100% Z.E. in het OV (ElaadNL, Outlook Q3 2019)	Scenario's met getallen van aantallen bussen
7	Volgeladen naar zero-emissie stadslogistiek (ElaadNL, Outlook #4 2019)	Scenario's met getallen van aantallen vrachtwagens (stadslogistiek)
8	Truckers komen op stroom (ElaadNL, Outlook Q3 2020)	Scenario's met getallen van aantallen vrachtwagens
9	Rapportage Routeradar Brandstofvisie Duurzame energiedragers in mobiliteit, RWS (2019)	Ontwikkeling mobiliteit brandstofcelvoertuigen
10	Ruimtelijke Strategie Datacenters – Routekaart 2030 voor de groei van datacenters in Nederland (REOS, 2019)	Algemene uitgangspunten ontwikkeling en regionalisatie datacenters
11	Dutch data center association: State of the Dutch data centers (2020)	Referentiewaardes 2020
12	MRA-brede Strategie Datacenters (CE Delft / Buck Consultants International, 2020)	Scenario's van groei van datacenters in de metropoolregio Amsterdam
13	Waterstof - vraag en aanbod nu - 2030 (DNV GL/Gasunie)	Elektrolysevermogen
14	Grootverbruikers	Vraagprognose grootverbruikers
15	Producenten > 2MW	Productieprognose producenten met een installatie- grootte van meer dan 2 MW.
16	Regionale netwerkbeheerders	Aannamen ontwikkeling vraag en productievermogen op regionaal niveau
17	Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS)	Historische verbruikscijfers en productiedata
18	PBL - 2019 - Effecten Ontwerp Klimaatakkoord	Aannames Power-to-Heat Klimaatakkoord
19	Rijksoverheid - 2019 - Kolencentrale Hemweg volgend jaar dicht	Voornemen voor sluiten van de Hemwegcentrale
20	Rijksoverheid - 2019 - Wetvoorstel: Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie	Aannames voor verandering het opgesteld productievermogen in Nederland
21	Rijksoverheid - 2019 - Kamerbrief Voortgang uitvoering routekaart windenergie op zee 2030	Aannames voor ontwikkelingen wind op zee
22	DNV GL - 2017 - Biomassapotentieel in Nederland, Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland	Biomassapotentieel in Nederland
23	Green Liaisons - 2018 - Hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen	Biogas volume ontwikkelingen
24	Quintel - Energy Transition Model (ETM)	Beschouwen van scenario aannames
25	European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020	- Brandstofkosten - Kosten van CO ₂ -emissierechten

Bron	Gebruikte gegevens
26 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), o.a. in publicaties: Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020	- Data over verbruik, productie en interconnectie- capaciteit in andere landen in Europa; - Belastingprofielen voor andere landen in Europa; - Profielen beschikbaarheid weersafhankelijke bronnen; - Lange termijn netto transportcapaciteiten (long-term NTC's); - Thermische capaciteiten van verbindingen tussen landen.
27 CertiQ	Productievermogen van met name eenheden met hernieuwbare opwek
28 DNV GL - 2018 - Electrification of Industry; Facilitating the integration of offshore wind with Power-to-Heat in industry	Vermogens Power-to-Heat

Bijlage 2 - Asset risicoregister 150 kV-net Randmeren

Risico ID	Risico titel	Datum actueel	Risico-niveau	Knelpunt type	Maatregelen
641	Letsel, uitval en schade door einde levensduur Merlin Gerin vermogensschakelaars	2014	High	Vervangingen	301.618
759	Schade door niet comptabel kunnen meten RNB onderstations	2010	Medium	Functionaliteit	002.869; 301.618
845	Veroudering meettransformatoren	2011	Very High	Vervangingen	301.718; 002.869
908	Veroudering secundaire installaties prioriteit 3	2012	High	Vervangingen	002.565;
909	Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	2012	High	Vervangingen	002.565
1025	Lelystad 150 letsel uitval en schade door overschrijding 3 fase kortsluitvastheid	2014	High	Capaciteit	002.812; 002.869
1025	Lelystad 150 letsel uitval en schade door overschrijding 3 fase kortsluitvastheid	2014	High	Capaciteit	002.812; 002.869
1064	Veroudering overspanningsafleiders	2015	Medium	Vervangingen	002.812
1068	Veroudering scheiders en aarders 110-150 kV	2015	High	Vervangingen	002.955
1070	Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	2015	High	Vervangingen	301.400
1114	Lelystad 150kV, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	2017	High	Capaciteit	2.812
1130	Veroudering meettransformatoren	2017	High	Vervangingen	002.869
1203	Harderwijk 150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	2017	Medium	Capaciteit	002.565
1215	Almere 150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	2017	Low	Capaciteit	002.565
1219	Zeewolde 150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 railcriterium	2017	Medium	Capaciteit	002.565
1255	Kwaliteit meettransformatoren	2019	High	Vervangingen	002.869
1296	Slecht functioneren railbeveiliging	2019	High	Vervangingen	002.565
1380	Kwaliteit meettransformatoren	2020	High	Vervangingen	002.869
1389	DNT-LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	2025	High	Capaciteit	003.033
1390	DNT-WHS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	2025	Medium	Capaciteit	003.033
1400	EDE-HSR-HD150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 en n-0 criterium	2022	Very High	Capaciteit	003.041
1407	ZWO-ZUV-LLS150 B, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	2025	Low	Capaciteit	003.041; 003.086
1417	WHS-ZP150, uitval en schade door niet voldoen aan n-1 criterium	2025	Medium	Capaciteit	003.041
1418	ZWO-ZUV-LLS150, uitval en schade door niet voldoen aan n-2 criterium	2030	Low	Capaciteit	003.041; 003.086
1590	Almere - Zeewolde, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	2020	Low	Capaciteit	003.066
1591	Harderwijk - Hasselaar - Ede, uitval en schade door niet voldoen aan 100 MW criterium	2022	Low	Capaciteit	003.035