



Ontwerpinvesteringsplan Net op land 2022-2031

Consultatiedocument 1 november 2021

Inhoud

Voorwoord	3
1 Inleiding	6
2 Totaaloverzicht	12
3 Methodiek	17
4 Ontwikkelingen en scenario's	34
5 Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen	53
6 Projecten Rijkscoördinatie­regeling (RCR)	90
7 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen	104
8 Functionaliteitsuitbreidingen	114
9 Klantaansluitingen en reconstructies	117

Voorwoord



We bevinden ons in een uitdagend tijdperk waarin de klimaatambities groot zijn en blijven groeien. Dit heeft grote gevolgen voor het elektriciteitsnet en de impact op het investeringsportfolio van TenneT is duidelijk zichtbaar. Tegelijkertijd ligt er een significante onderhoudsopgave om het bestaande net nu en in de toekomst betrouwbaar te houden. In dit nieuwe Investeringsplan Net op land beschrijven we de behoefte aan investeringen in de netten voor de komende tien jaar. Een uitdaging die vraagt om slimme oplossingen en brede samenwerking om de overgang naar een duurzaam energiesysteem tijdig en tegen de laagste maatschappelijke kosten te realiseren. Het maken van keuzes is hierbij onontkoombaar. Ook voor TenneT.

Er liggen ambitieuze klimaatplannen op tafel. In het Klimaatakkoord zijn afspraken gemaakt om op diverse fronten te gaan verduurzamen. Met alle sectoren zijn plannen gemaakt en die worden steeds concreter, maar ze zijn nog in beweging. Zo moet iedere regio in Nederland bijdragen met extra duurzame opwek als alternatief voor conventionele centrales, die uit het landschap zullen verdwijnen. In totaal is afgesproken dat in 2030 35 terawattuur aan elektriciteit wordt geproduceerd met behulp van wind of zon op land. Met de industrie zijn verder afspraken gemaakt om de uitstoot van CO₂ fors te verminderen, bijvoorbeeld door over te stappen op elektriciteit in hun productieprocessen.

Naast de nationale ambities zijn afgelopen zomer ook de Europese ambities concreet geworden, die zijn gepresenteerd in de Green Deal. Europa wil in 2030 de CO₂-uitstoot met 55 procent terugbrengen ten opzichte van 1990 en in 2050 het eerste klimaat-neutrale continent zijn. In die transitie wordt elektriciteit gezien als de spil in de CO₂-reductie. De Green Deal voorziet in een verdere versnelling om tot een schone energievoorziening te komen op weg naar 2050, met onder meer een grote rol voor offshore wind.

Duurzame opwek en elektrificatie vragen extra netcapaciteit

Al deze ontwikkelingen hebben impact op het elektriciteitsnet, dat oorspronkelijk niet is ontworpen voor de nieuwe werkelijkheid. Aan de productiezijde vraagt het aansluiten van duurzame energiebronnen om forse uitbreiding en aanpassing van de netten. Op zee met het aansluiten van nieuwe windparken via nieuwe offshore verbindingen, op land met het aansluiten van zonneparken en windparken in regio's waar ruimte is. Aan de vraagzijde moet een toenemende elektrificatie op gang komen als alternatief voor het gebruik van fossiele brandstoffen. Denk aan de verduurzaming van de industrie en aan

de komst van miljoenen laadpalen en warmtepompen. Ook 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.

Samen met de regionale netbeheerders en Gasunie zijn verschillende scenario's doorgerekend en afgestemd, zowel op basis van de nationale plannen als de internationale ambities. Deze scenario's vormen het uitgangspunt voor het investeringsportfolio voor het landelijke hoogspanningsnet voor de komende tien jaar.

Concreet verwacht TenneT een toename van de investeringen in het elektriciteitsnet, maar de exacte omvang wordt pas in de volgende IP-cyclus concreet. In iedere provincie zullen het komende decennium aanzienlijke investeringen worden gedaan om aan de groeiende vraag naar elektriciteit te voldoen.

De verwachting is dat de investeringen gaan oplopen, maar dat het maken van keuzes een dempend effect kan hebben. De exacte omvang voor de komende 10 jaar is afhankelijk van de keuzes die TenneT gaat maken en de werkelijke ontwikkeling van de door-gerekende scenario's. Een verdere prioritering is noodzakelijk om de maakbaarheid van het IP reëel te houden en ruimte te houden in een volgende IP-cyclus om ontwikkelingen uit processen zoals het PIDI, MIEK, CES en RES in te kunnen passen.

Grote onderhoudsopgave

Naast uitbreiding en versterking van de netten om aan de groeiende capaciteitsvraag te voldoen, ligt er ook een grote onderhoudsopgave voor TenneT. Een aanzienlijk deel van het hoogspanningsnet bereikt het einde van de technische levensduur en dient te worden vervangen en gemoderniseerd. De komende jaren verwacht TenneT dat ongeveer 30 procent van

het werk aan het net op land gericht zal zijn op het onderhoud aan de netten. Dit zijn werkzaamheden die cruciaal zijn om de hoge leveringszekerheid (99,99% en hoger) te blijven realiseren, zeker in een toekomst waarin de maatschappij steeds afhankelijker wordt van elektriciteit.

Uitdagingen

Het groeiende portfolio van TenneT brengt de nodige uitdagingen met zich mee. In de gehele sector is er een groeiend tekort aan technici om al het werk uit te voeren. Waar techniekstudies krimpen, komen er in de sector tussen de 23.000 tot 28.000 extra banen beschikbaar. Daarnaast worden materialen die nodig zijn voor de projecten en het onderhoud steeds schaarser. Ook ruimtelijke inpassing van nieuwe infrastructuur blijft een uitdaging, zowel onshore als offshore. Tenslotte moet het licht blijven branden tijdens het uitvoeren van onze werkzaamheden. Vanwege het toenemende transport wordt het steeds moeilijker om momenten te vinden waarop werkzaamheden aan de netten veilig kunnen plaatsvinden. Dit vergt zowel nationaal als internationaal zorgvuldige afstemming met stakeholders.

Vergroten van uitvoeringscapaciteit

Al deze ontwikkelingen hebben afgelopen jaren duidelijk gemaakt dat een tijdige aansluiting op het net niet langer vanzelfsprekend is. Dit vraagt om oplossingen, waar we volop aan werken. Op de eerste plaats wil TenneT komende jaren de uitvoeringscapaciteit verdubbelen. De organisatie maakt al een spectaculaire ontwikkeling door en zal de komende jaren in omvang groeien naar 10.000 werknemers. In de uitvoering wordt tevens ingezet op efficiency om meer werk te kunnen verzetten. Hierbij wordt ook de samenwerking met gespecialiseerde aannemers geïntensiveerd. Met langjarige contracten worden zij ingezet om werkzaamheden aan de netten uit te voeren.

Projecten die niet direct een bijdrage leveren aan het reduceren van CO₂ of het in stand houden van leveringszekerheid worden mogelijk geparkeerd om ruimte in de uitvoerende organisatie te creëren. Vanuit de risicogedreven IP-modellering moeten de komende periode duidelijke keuzes gemaakt worden over projecten die een beperkte risicoreductie opleveren. Beide zaken zijn noodzakelijk om ons aandeel in het klimaat en onze verantwoordelijkheid daarvoor waar te maken.

Innovaties

Op de tweede plaats zet TenneT in op innovaties om het bestaande net waar mogelijk slimmer te benutten, zodat extra investeringen of werk aan de netten wordt voorkomen. Zo nemen we dit jaar voor het eerst de vluchtstrook (reservecapaciteit) van het elektriciteitsnet in gebruik, waarvan bijvoorbeeld zonneparken gebruik kunnen maken. Daarnaast kijken we met de markt naar verschillende manieren om vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen. Verder gaan we inzetten op mobiele installaties die tijdelijk de functie van het net overnemen, zodat we veilig aan het net kunnen werken met behoud van de leveringszekerheid.

Brede samenwerking

Tenslotte is brede samenwerking cruciaal. De overgang naar een duurzame energievoorziening is een van de grootste naoorlogse vraagstukken, die iedereen raakt. Van het inpassen van een nieuw hoogspanningsstation tot het maken van keuzes welke aanpassingen de hoogste prioriteit hebben. Dit vraagt om intensieve samenwerking en een resultaatgerichte houding van overheden, netbeheerders, industrie, belangenorganisaties en de omgeving.

Maarten Abbenhuis

COO TenneT



1 Inleiding



TenneT is bij wet aangewezen als netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in Nederland en in die hoedanigheid verantwoordelijk voor de aanleg en het beheer van dit net. Het is de taak van TenneT om te zorgen voor een veilig en betrouwbaar net dat de verbinding vormt tussen elektriciteitsproducenten en verbruikers.

TenneT wil de leveringszekerheid van elektriciteit waarborgen en meewerken aan de ontwikkeling van een geïntegreerde en duurzame elektriciteitsmarkt in Noordwest-Europa. Waarborging van de leveringszekerheid is voor TenneT niet alleen een wettelijke plicht, maar ook het leidende principe in haar taakuitvoering. Daarnaast is het de taak van TenneT om elektriciteitsproducenten en verbruikers toegang tot het net te verlenen en te voorzien in de behoefte aan transportcapaciteit. Om aan deze opdrachten te kunnen voldoen, investeert TenneT in projecten die geïdentificeerde knelpunten in het landelijk hoogspanningsnet oplossen. Circa 60% daarvan is nodig voor uitbreiding van het net, het resterend deel voor vervangingsinvesteringen en voor overige investeringen. In dit investeringsplan (IP) beschrijft en onderbouwt TenneT - met de kennis van nu - de voorziene investeringen voor de zichtperiode van 2022 tot en met 2031.

1.1 Wettelijk kader

De grondslag voor het IP is artikel 21 van de Elektriciteitswet 1998 (E-wet). Dit artikel schrijft voor dat TenneT 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 een uitbreiding op de AMvB. 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 3.3).

Op bepaalde projecten van nationaal belang is de Rijkscoördinatieregeling (RCR) van toepassing. Uitbreidingen van het landelijk hoogspanningsnet op een spanningsniveau van 220 kV en hoger vallen in principe automatisch onder de RCR. De RCR is bedoeld om het bestuursrechtelijke besluitproces te versnellen, zonder dat dit ten koste gaat van de zorgvuldigheid van de besluitvorming en met behoud van de mogelijkheid van inspraak door belanghebbenden.

In de Wet Onafhankelijk Netbeheer (WON) is geregeld dat netten vanaf 110 kV eigendom van TenneT moeten zijn met uitzondering van netten waar een zogenaamde cross-borderlease (CBL) constructie op rust. Deze uitzondering is van toepassing op het 150 kV-net in het Randmerengebied. Dit net is in eigendom van Liander. Aangezien TenneT de asset managementtaken voor dit net heeft, stelt TenneT een apart IP voor dit net op, dat Liander, als eindverantwoordelijk netbeheerder, bij de ACM indient.

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 kwaliteitsborgingsstelsel van beheerders van elektriciteitsnetten en gastransportnetten en enkele andere onderwerpen (Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas).

1.2 Afstemming met andere netbeheerders

Voor dit IP hebben GTS en TenneT samen met de regionale netbeheerders een set aan 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 dit IP van TenneT 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 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.

Bij de analyse van de capaciteitsknelpunten voor het landelijk hoogspanningsnet is tevens de behoefte aan transport voor de ontsluiting van het net op zee meegenomen. De investeringen in het net op zee zelf beschrijft TenneT - in haar rol als netbeheerder van het net op zee - in het Investeringsplan 2022-2031 Net op zee.

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 plannen 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 langetermijnvisies op.

1.4 Aggregatieniveau

In dit IP worden investeringen op geaggregeerd niveau gekwantificeerd. Als aggregatieniveau voor uitbreidingsinvesteringen in capaciteit is gekozen voor een onderverdeling in twee delen: het 380 kV- en 220 kV-net enerzijds en de 150 kV- en 110 kV-netten anderzijds. Deze onderverdeling verschaft inzicht in de investeringen in netten met een hoofdzakelijk nationale en internationale transportfunctie (380 kV- en 220 kV-net) en de investeringen in de netten die een regionale en provinciale functie hebben (150 kV- en 110 kV-netten).

Voor de vervangingsinvesteringen en uitbreidingsinvesteringen in functionaliteit is als aggregatieniveau gekozen voor een samenvoeging van het 380 kV- en 220 kV-net en de 150 kV- en 110 kV-netten. Daarvoor is gekozen omdat de focus bij deze investeringen ligt op componenten die op alle netvlakken kunnen voorkomen. Verschillende vervangingsprogramma's bevatten daarom onderdelen die zowel gericht zijn op het 380/220 kV-netvlak als op de 150/110 kV-netvlakken.

Projecten die vallen onder de Rijkscoördinatieregeling (RCR) worden op projectniveau behandeld, vanwege hun grote financiële of strategische belang.

1.5 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 Net op land) 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 omliggende 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.

1.6 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.

Bovendien 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 leveranciers 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 op basis van het IP2020. In overleg met de regionale netbeheerders en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat onderzoekt TenneT welke prioriteiten - binnen de bestaande kaders - de grootste maatschappelijke meerwaarde creëren.

Dit proces is nog niet afgerond en de resultaten ervan konden dan ook nog niet worden opgenomen in dit IP2022. De inbedrijfname data (IBN-data), die in dit IP worden vermeld, zijn opgesteld op een vergelijkbare manier als in het IP2020, waarbij het portfolio op 1 september 2021 bevroren is. Het is niet uit te sluiten dat de herprioritering in het volgende IP zal leiden tot wijzigingen van de gepresenteerde IBN-data.

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

Voor de goede orde: in sommige gevallen treedt een knelpunt eerder op dan de IBN van het project dat het knelpunt moet mitigeren. Dat hoeft niet meteen tot een probleem te leiden. De kans bestaat alleen dat TenneT op de momenten waarop het knelpunt daadwerkelijk actueel wordt andere mitigerende maatregelen zal moeten treffen die niet per se investeringsgerelateerd zijn (bijv. redispatch).

1.7 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 geeft met een totaaloverzicht van de voorgenomen investeringen van TenneT en de bijbehorende risicopositie van de knelpunten. Hoofdstuk 3 beschrijft de methodiek waarmee dit investeringsplan tot stand is gekomen. Hoofdstuk 4 beschrijft de ontwikkelingen en scenario's gedurende de zichtperiode van het IP. Hoofdstuk 5 geeft de capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen weer. In hoofdstuk 6 worden de RCR-investeringen verder in detail beschreven. Hoofdstuk 7 beschrijft de kwaliteitsknelpunten en de vervangingsinvesteringen, hoofdstuk 8 de functionaliteitsuitbreidingen en tot slot geeft hoofdstuk 9 een overzicht van de klantaansluitingen en reconstructies.

2 Totaaloverzicht



2.1 Totaaloverzicht investeringen

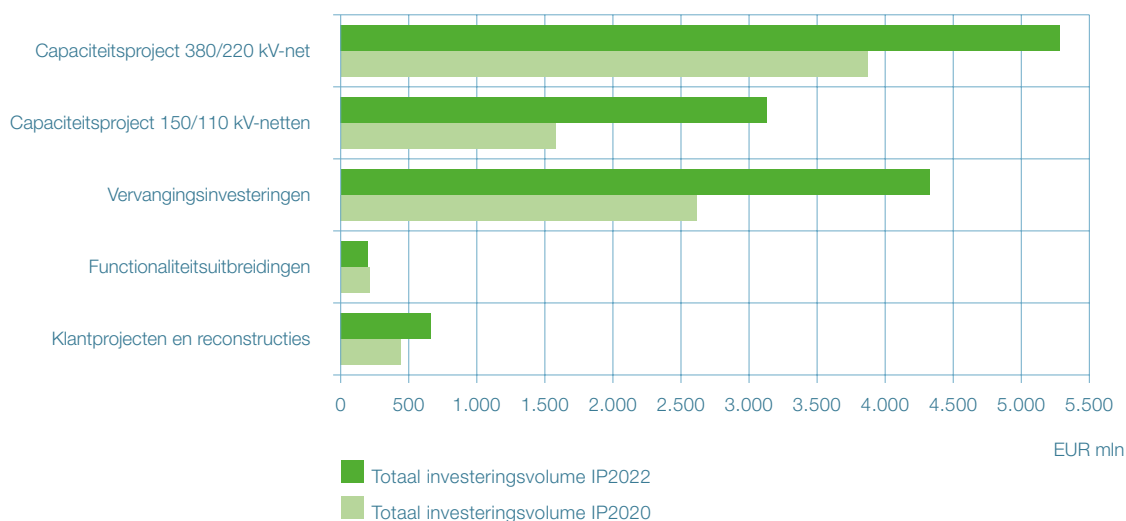
Dit IP beschrijft de door TenneT voorgenomen investeringen in het landelijk hoogspanningsnet voor de periode 2022-2031. TenneT investeert in deze periode naar verwachting tussen EUR 10 en 13,6 miljard. Grotendeels worden deze investeringen gedaan ter mitigatie van de gerapporteerde knelpunten. Daarnaast bevat het portfolio klantgedreven investeringen.

Figuur 2.1 toont de maximale verwachting van het totale investeringsvolume uitgesplitst naar jaarlagen. In de figuur is zowel het verwachte investeringsvolume uit het vorige IP (2020-2029) als de nieuwe verwachting (2022-2031) weergegeven. Telkens is de verwachting in de tweede vijf jaar van de zichtperiode van een IP in een andere kleur weergegeven (outlook), omdat de onzekerheid over deze laatste periode nog vrij groot is. Daarnaast is voor 2020 de realisatie in beeld gebracht en voor 2021 een update van de verwachting (d.d. september). Figuur 2.2 splitst het maximum investeringsvolume voor 10 jaar op in categorieën die worden behandeld in hoofdstukken 5, 7, 8 en 9. Voor IP2020 is dat de periode 2020-2029 en voor IP2022 de periode 2022-2031. De RCR-projecten, die in hoofdstuk 6 in meer detail worden beschreven, maken onderdeel uit van de uitbreidingsinvesteringen (hoofdstuk 5).

Figuur 2.1: Totaaloverzicht investeringsvolume van het landelijk hoogspanningsnet



Figuur 2.2: Totale investeringsvolume per categorie



2.2 Totaaloverzicht asset-risicopositie

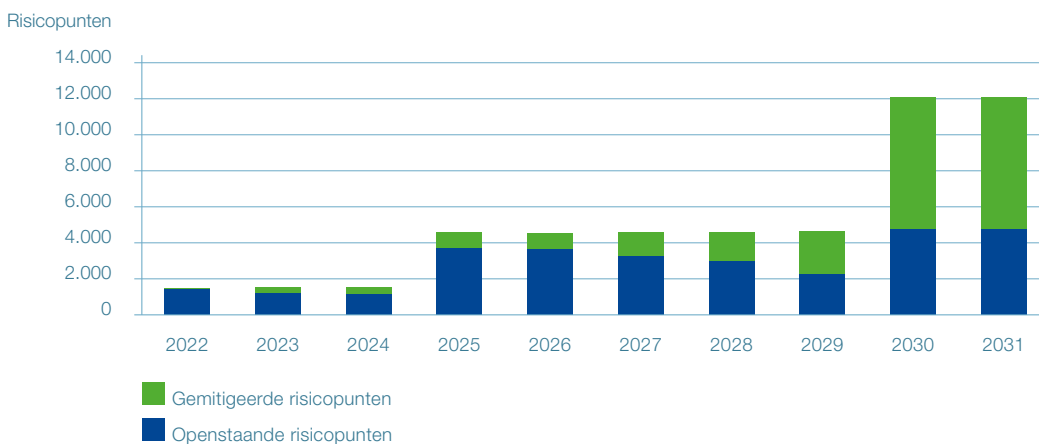
Door capaciteits- en kwaliteitstekorten en externe invloeden ontstaan knelpunten in het net. De ernst van een knelpunt wordt door TenneT weergegeven in een risicoscore: een combinatie van de kans dát het knelpunt optreedt en de gevolgen áls het knelpunt optreedt. De optelsom van de risicoscores van alle knelpunten in het net geeft de totale asset-risicopositie (aantal risicopunten) van TenneT weer.

In figuur 2.3 is de asset-risicopositie van TenneT gedurende de zichtperiode van dit IP weergegeven. De totale hoogte (het blauwe en groene gedeelte bij elkaar opgeteld) van de kolommen geeft het aantal risicopunten van alle knelpunten weer. De steekjaren 2022, 2025 en 2030 geven een herijking van het aantal risicopunten aan, vanwege de doorrekening van de scenario's naar (capaciteits)knelpunten.

Een risico wordt gemitigeerd door een maatregel. Dat kan een tijdelijke maatregel zijn - een operationele maatregel - of een definitieve maatregel - een investering in het net. Wanneer de investering is voltooid, is daarmee het knelpunt en dus het risico gemitigeerd, wat de risicopositie van TenneT verlaagt. Dit komt tot uitdrukking in de jaren tussen de steekjaren, waarin het aantal openstaande risicopunten (blauwe deel van de kolom) kleiner wordt.

De stijging van de risicopunten in 2025 en 2030 is de uitkomst van de netberekeningen met de in hoofdstuk 4 beschreven scenario's. Vooral in 2030 is de impact van het nationale drijfveer scenario goed te zien. Knelpunten die alleen binnen het nationale drijfveer scenario optreden, vertegenwoordigen 40% van de risicopunten in 2030. Zoals hierboven aangegeven kent ieder knelpunt een kans van optreden. Naarmate een steekjaar verder in de toekomst ligt, kent de inschatting van deze kans een grotere onzekerheid. Daarom is het van belang deze knelpunten te blijven herijken, zodat alleen geïnvesteerd wordt als het knelpunt zich daadwerkelijk dreigt voor te doen.

Figuur 2.3: Totale risicopositie van het landelijk hoogspanningsnet



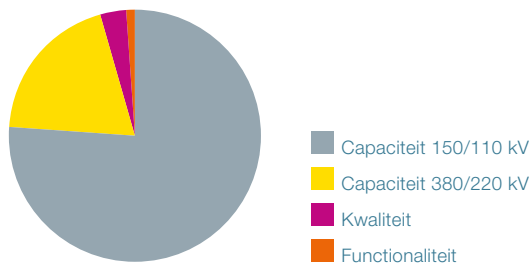
Zoals reeds in het voorwoord en hoofdstuk 1 vermeld, zijn de MIEK-projecten en de uitkomsten van de CESsen nog niet in dit IP verwerkt. De risicopunten die daaruit volgen leiden naar verwachting tot een toename van het totaal aantal risicopunten.

De hoeveelheid gemitigeerde risicopunten is sterk afhankelijk van de datum van inbedrijfname (IBN) van investeringen. De keuzes die TenneT moet maken in de prioritering van het investeringsportfolio leiden naar verwachting tot een afname van de gemitigeerde risicopunten en daarmee tot een verdere toename van de openstaande risicopunten.

De klantgedreven investeringen die momenteel in het portfolio van TenneT staan, zie hoofdstuk 5, zijn niet risicogedreven en leveren daarmee geen directe bijdrage aan de asset risicopositie van TenneT. Deze projecten en ook het realiseren van klantaansluitingen vragen echter wel capaciteit van de uitvoeringsorganisatie van TenneT die dan niet besteed kan worden aan activiteiten die de risicopositie wel verlagen. Een indirecte bijdrage aan de asset risicopositie is dan ook een hoger aantal openstaande risicopunten. Een andere invloed van de klantaanvragen op de risicopositie is dat de vraag naar en aanbod van elektriciteit die met de nieuwe aansluitingen gerealiseerd wordt, leidt tot nieuwe capaciteitsknelpunten en een verergering van bestaande capaciteitsknelpunten. Ook dit leidt tot een toename van de openstaande risicopunten.

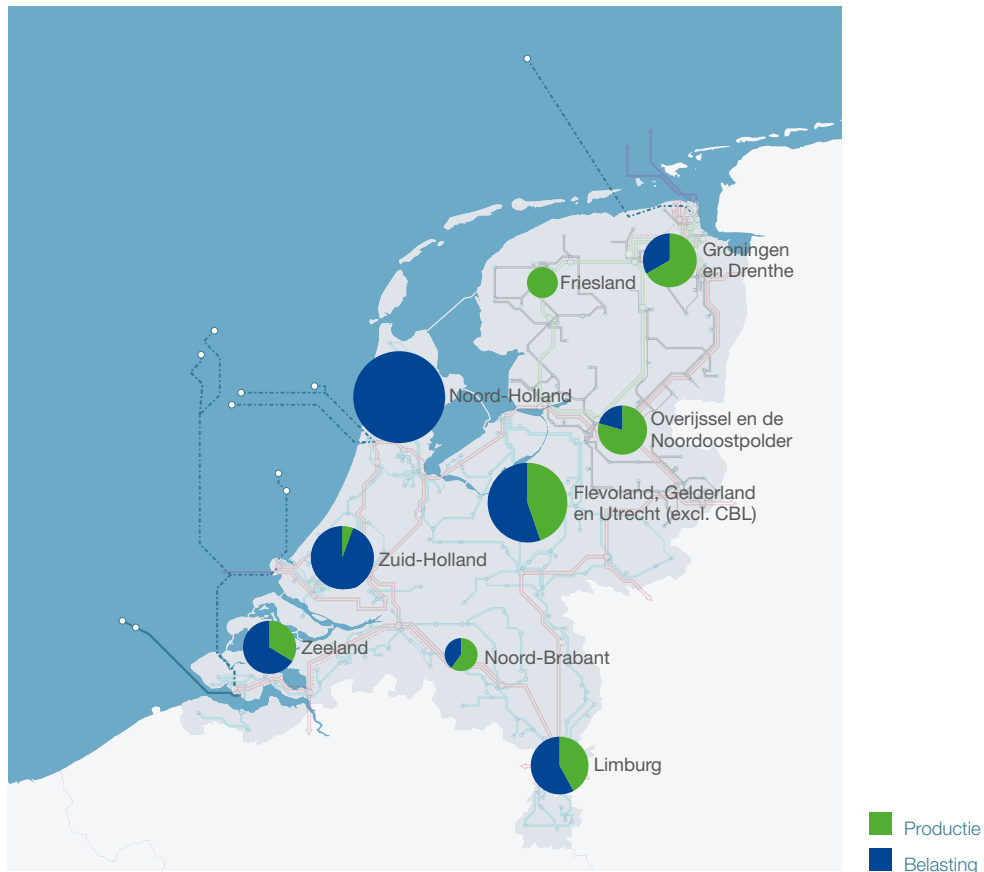
In figuur 2.4 is voor 2030 de bijdrage van de verschillende type knelpunten aan het totaal aantal risicopunten weergegeven. De capaciteitsknelpunten in de 150/110 kV-netten leveren de grootste bijdrage aan de asset risicopositie.

Figuur 2.4 Verdeling risicopunten in 2030 over de type knelpunten



In figuur 2.5 is verder ingezoomd op het soort capaciteitsknelpunten dat ontstaat in 2030 in de 150/110 kV-netten. Per deelnet geeft de grootte van de cirkel het aandeel van risicopunten weer. Daarnaast is per capaciteitsknelpunt in 2030 nagegaan wat de primaire oorzaak ervan is - productie of belasting (elektriciteitsvraag). Doordat elektriciteitsproductie en -vraag geografisch of in de tijd niet goed op elkaar passen, is transportcapaciteit naar andere gebieden nodig. Hiervoor moeten de 150/110 kV-netten verzwaard worden.

Figuur 2.5: Risicoprofiel van capaciteitsknelpunten op de 150/110 kV-netten in 2030, onderverdeeld naar productie en belasting als primaire oorzaak



3 Methodiek



3.1 Overzicht

Dit hoofdstuk beschrijft de methodiek die TenneT heeft gehanteerd om te komen tot de resultaten die in hoofdstuk 4 tot en met 9 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 en 2 zijn verschillend voor risico's met betrekking tot respectievelijk capaciteit en kwaliteit van het net, stap 3 en 4 zijn voor alle risico's gelijk. Paragraaf 3.2 en 3.3 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 3.4 beschrijft deze stappen voor risico's met betrekking tot kwaliteit die resulteren in de portfolio vervangingsinvesteringen. Paragraaf 3.5 beschrijft stap 3 en paragraaf 3.6 beschrijft stap 4 voor beide processen. De investeringen in klantaansluitingen en reconstructies worden uitgevoerd op initiatie van derden en zijn daardoor niet risico-gedreven.

Figuur 3.1: Hoofdstappen in proces voor bepaling investeringsportfolio



3.2 Stap 1/capaciteit: In kaart brengen ontwikkelingen en scenario's

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 (I3050) is gebruikt om de scenario's consistent te laten aansluiten bij de lange-termijndoelen voor het jaar 2050 ten aanzien van verduurzaming. Tabel 4.2 (aan het eind van hoofdstuk 4) beschrijft de bronnen die voor dit IP zijn gehanteerd.

Het resultaat van deze stap 1.1 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.

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.

Elektriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag per land vormt input voor het model, waarbij voor elk land met behulp van een belastingprofiel³⁾ 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.

³⁾ Een belastingprofiel geeft voor elk uur van het jaar aan welk deel van de jaarlijkse elektriciteitsvraag in dat uur plaatsvindt.

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.

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, 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’⁴, vastgesteld op basis van bepalingen uit het Clean Energy Package (zie ook paragraaf 4.2.3).

⁴) Lange termijn netto transportcapaciteiten, in het Engels long-term NTCs geheten, representeren de in de toekomst verwachte capaciteit tussen landen.

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:

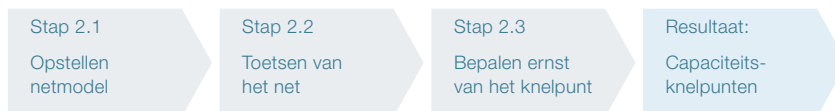
- De elektriciteitsvraag in Nederland en het buitenland;
- De productie in Nederland en het buitenland, uitgesplitst in (brandstof)categorieën (zie hoofdstuk 4);
- Import en export per grens;

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

3.3 Stap 2/capaciteit: Analyse voor de 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).

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 marktsimulaties 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

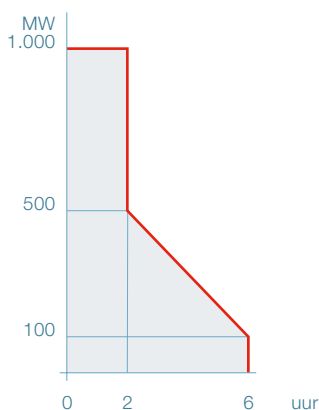
Met behulp van het netmodel worden de vermogensstromen door alle verbindingen bepaald voor elk uur van elk steekjaar en voor elk scenario (inclusief excursies). In het netmodel zijn alle netschakels gespecificeerd met een maximale belastbaarheid, zowel in de zomer (april t/m oktober) als in de winter (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 (ongeplande) storing aan één willekeurig circuit, transformator of productie-eenheid. Bij de beoordeling van een eventueel gesignaleerd 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 elektriciteitsvraag 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, gezien deze laatste DC worden door-gerekend. 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 capacitevier. 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 alternatieven 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 ‘Klimaatpakkoord’ 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.

3.4 Stap 2/kwaliteit: Bepalen 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 3.5). 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.

3.5 Stap 3/capaciteit en kwaliteit: Vaststellen risicoscore van knelpunten

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.

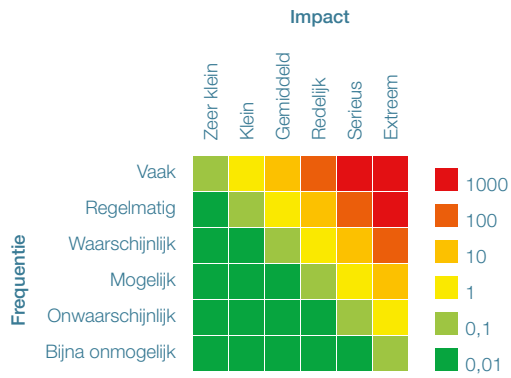
Tabel 3.1: Overzicht en weging van de resultaatgebieden ter bepaling van de risicoscore

Overzicht resultaatgebieden en weging		
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%

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 geclassificeerd. 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 groot-schalige 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.

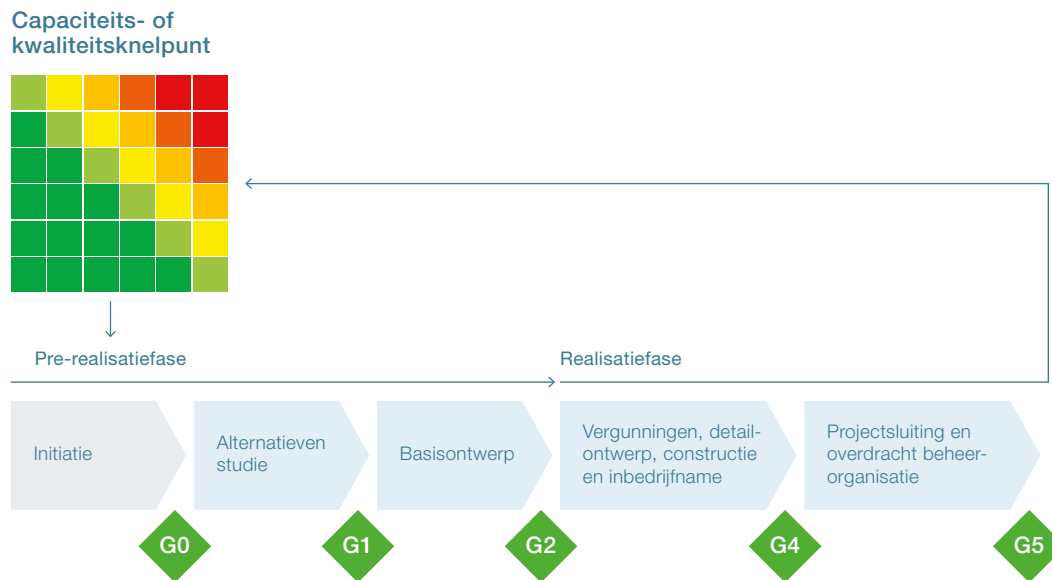
3.6 Stap 4/capaciteit en kwaliteit: Investeringsportfolio

Portfolio governance proces

Wanneer de risicobeoordeling een waarde van 0,1 of hoger scoort⁵, wordt er een project aangemaakt in de investeringsportfolio door middel van een Study Initiation Form (SIF), eventueel met Gate 0 document (Initial Alternatives) waarin een eerste verkenning van de oplossingsalternatieven wordt vastgelegd om de scope van de te onderzoeken alternatieven te bepalen. Dit betekent dat het overgrote deel van de geïdentificeerde knelpunten met een score van 0,1 of hoger in dit IP zijn opgenomen. Enkele knelpunten worden voortsnog operationeel opgelost of vanwege de grote onzekerheid in het volgende IP opnieuw beoordeeld. 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. Het is een vereiste dat de oplossingsrichting het knelpunt volledig oplost. Na het Gate 1 besluit wordt het geselecteerde alternatief 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.

⁵⁾ Een uitzondering wordt gemaakt voor resultaatgebied Compliance. Voor alle Compliance knelpunten wordt een (operationele) oplossing aangedragen.

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, 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.

Omzetting van portfolio naar verwachting

De governance portfolio bevat de planning per individueel project en reflecteert dus verwachtingen van individuele projecten. De totale portfolio van alle projecten heeft echter een andere verwachting, omdat bij de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallele uitvoering van andere projecten wordt overwogen.

De interne governance is op portfolioniveau daarom te optimistisch en houdt onvoldoende rekening met potentiële vertragingen en budgetaanpassingen als gevolg van de verscheidenheid aan projecten en overige activiteiten die moeten plaatsvinden. Om een realistische verwachting van het geheel aan investeringsprojecten te geven wordt daarom een zogenoemde portfolio-correctie toegepast op de governance portfolio. De uitkomst van deze correctie noemen we de verwachtingswaarde.

Deze portfoliocorrectie wordt niet toegepast op de projecten waarvoor de Rijkscoördinatieregeling (RCR) van toepassing is, omdat zij hun eigen dynamiek hebben en in het algemeen relatief onafhankelijk van de overige projecten worden gerealiseerd. Voor deze projecten is een verwachting (latest estimate) opgenomen die is gebaseerd op een 50% probabilistische planning in tijd en geld. Voor de berekening van de verwachtingswaarde en het bepalen van de latest estimate is het governance portfolio bevroren op 1 september 2021.

De portfoliocorrectie (voor niet-RCR-projecten) is gebaseerd op een historische analyse van inmiddels gerealiseerde projecten. Hierbij zijn de aspecten doorlooptijd en budget van het project over de gehele levensduur van het project in de portfolio (projectfase: Studie, Basisontwerp, Realisatie) beschouwd. Verder is de kans van doorgang van een project van invloed op de totale portfolio. Zodoende worden in de portfoliocorrectie drie stappen onderscheiden: correctie voor waarschijnlijkheid, budget en planning.

Een waarschijnlijkheidsfactor geeft per project aan wat de kans op doorgang van dat project is. Deze factor is per project vastgesteld op basis van expert judgement. Het verwachte investeringsvolume wordt bepaald door per project het budget te vermenigvuldigen met de waarschijnlijkheidsfactor en deze uitkomst te sommeren over alle projecten. Hoewel deze gecorrigeerde cijfers op projectniveau geen weerspiegeling zijn van de werkelijkheid, kunnen ze bepaalde portfolio-effecten ondervangen.

De budgetcorrectie vergelijkt uiteindelijk gerealiseerde kosten per project met de ramingen in de portfolio. Tabel 3.2 geeft de factoren voor de budgetcorrectie voor iedere projectcategorie en per projectfase weer. De correctiefactoren geven aan met welke factor de schatting van het totale budget in een bepaalde fase vermenigvuldigd moet worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde kosten. Een factor kleiner dan 1 betekent een overschatting van het budget ten opzichte van de uiteindelijk gerealiseerde kosten.

De budgetcorrectie wordt in het algemeen kleiner (factoren komen dichterbij 1) naarmate het project vordert, doordat de scope van een project duidelijker wordt.

Tabel 3.2: Factoren voor budgetcorrectie

Projectcategorie	Projectfase		
	Studie	Basisontwerp	Realisatie
Uitbreidingsprojecten	0,94	1,07	0,99
Vervangingsprojecten	0,83	1,29	0,94
Klantaansluitingen	0,76	0,87	0,92
Reconstructies	1,58	0,92	1,04

Met betrekking tot de planningcorrectie zijn historisch geschatte IBN-datums vergeleken met daadwerkelijk gerealiseerde IBN-datums. De planningcorrecties zijn voor iedere projectcategorie en per projectfase weergegeven in tabel 3.3. De planningcorrecties geven aan hoeveel kwartalen aan de schatting van de IBN-datum in een bepaalde fase toegevoegd dienen te worden om te komen tot de uiteindelijk gerealiseerde IBN-datum. Een positieve correctie betekent een te optimistische planning ten opzichte van de uiteindelijke gerealiseerde IBN-datum.

Tabel 3.3: Factoren voor correctie planning

Projectcategorie	Projectfase		
	Studie	Basisontwerp	Realisatie
Uitbreidingsprojecten	+9Q	+7Q	+2Q
Vervangingsprojecten	+8Q	+6Q	+2Q
Klantaansluitingen	+4Q	+4Q	+1Q
Reconstructies	+6Q	+4Q	+1Q

In het algemeen is er dus een vertraging van de projecten, wat verklaard kan worden doordat in de planning van individuele projecten niet altijd direct de haalbaarheid van de parallelle uitvoering van andere projecten wordt overwogen. De planningcorrecties worden kleiner naarmate het project vordert, doordat de planning zekerder wordt. Bij zowel klantaansluitingen als reconstructies heeft TenneT het tempo van de projectuitvoering doorgaans niet in eigen hand.

3.7 Prioritering van projecten en verwachte inbedrijfname

Zoals in het Voorwoord en in hoofdstuk 1 reeds is beschreven, genereert de energietransitie grote uitdagingen voor TenneT. Deze paragraaf beschrijft (nogmaals) de gevolgen hiervan voor het investeringsportfolio van TenneT. Met name de situatie waarin het investeringsportfolio voor capaciteitsuitbreidingen moet worden opgesteld is uiterst complex en dynamisch. Door te werken met drie scenario's wordt die complexiteit en dynamiek zoveel mogelijk in de breedte geadresseerd. De doorrekeningen van de scenario's geven ieder een substantieel aantal verwachte knelpunten aan in het net, zeker in steekjaar 2030. Mede vanwege de vermazing van het net hebben veel van die knelpunten een relatie met elkaar. Als één knelpunt wordt opgelost, kan dit een ander knelpunt verlichten of juist versterken.

Ondanks dat TenneT bezig is om de eigen organisatie te versterken om de realisatiekracht te vergroten, weten we dat niet alle knelpunten tegelijk zullen kunnen worden weggenomen. De volgorde der dingen is daarom van groot belang. Het proces om te bepalen welke knelpunten het eerst zullen worden gemitigeerd, welke later en welke door niet-infrastructurele maatregelen, is nog niet afgerond. Dat betekent dat in dit document nog niet van alle projecten een realistische inbedrijfname datum (IBN-datum) kan worden genoemd.

Bij projecten, waarvoor de Rijkscoördinatieregeling van toepassing is, wordt de zogenoemde 'latest estimate' datum genoemd. Dit is de IBN-datum, die binnen dat project actueel als zodanig wordt gehanteerd en gecommuniceerd. Bij de overige projecten is de gepresenteerde IBN-datum de zogenoemde verwachtingswaarde, zoals berekend volgens de methodiek van paragraaf 3.6. Deze verwachtingswaarde is te beschouwen als het jaar waarin het betreffende project op zijn vroegst kan zijn gerealiseerd. Een effect van de nu lopende verdere uitwerking van de portfolioplanning kan zijn, dat de IBN-datum van een aantal projecten nog naar achter schuift.

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 basisontwerp fase is ook de oplossingsrichting bekend, waardoor de zekerheid over kosten en planning toenemen. In de realisatiefase is de final investment decision genomen, waardoor het project in de uitvoering komt en onderdeel wordt van de prioritering op basis van beschikbare resources. Ten tweede blijkt planning op de langere termijn - verder dan vijf jaar vooruit - erg complex. Bovenstaande aspecten leiden ertoe dat alle in dit IP weergegeven projecten in studiefase én projecten met een IBN in 2027 en later 'nog in potlood zijn geschreven'.

Voor de goede orde: daar waar een knelpunt eerder optreedt dan de IBN van het project dat het knelpunt moet mitigeren, leidt dat niet meteen tot een probleem. De kans bestaat alleen, dat TenneT op de momenten, waarop het knelpunt daadwerkelijk actueel wordt, andere mitigerende maatregelen zal moeten treffen, die niet per sé investeringsgerelateerd zijn (bijv. redispatch).

Prioriteiten worden gesteld tussen de verschillende werkpakketten: eerst storingen, dan onderhoudsactiviteiten en daarna investeringen.

Aangezien niet alle investeringsprojecten tegelijkertijd in uitvoering kunnen worden genomen, werkt TenneT met een prioritering in de uitvoering. TenneT optimaliseert het werk in uitvoering op basis van de risico's die de desbetreffende projecten mitigeren, de aanwezigheid van kritieke resources zoals specialisten (zowel intern als extern) en VNB - het spanningsvrij kunnen schakelen van assets.

In korte tijd is de omvang van het portfolio aanzienlijk gestegen. TenneT ontwikkelt momenteel een nieuwe prioriteringsaanpak. Daarbij wordt onderscheid gemaakt in korte termijn (tot 2 jaar), middellange termijn (2-5 jaar) en lange termijn (tot 10 jaar). Uitgangspunt voor deze prioriteringen is dat er zoveel mogelijk risico wordt gemitigeerd met de uitgevoerde projecten. Aangezien TenneT verwacht dat de risicopositie in de toekomst verder toeneemt ten gevolge van de stijging van zowel capaciteits- als kwaliteitsknelpunten, werkt TenneT tevens aan nieuwe manieren om de 'maakcapaciteit' te vergroten en meer ruimte voor VNB te creëren.

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 3.2 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. Paragraaf 4.3 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 elektriciteitsopwek, 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 (II3050) die op 28 april 2021 door de gezamenlijke netbeheerders aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat is aangeboden.

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



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 Klimaat-akkoord 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 'Klimaat-akkoord' (KA) is gebaseerd op voorgenomen overheidsbeleid en verwachte ontwikkelingen in de energiemarkt op basis van het Klimaat-akkoord. Waar relevant is ook de doorrekening van het Klimaat-akkoord 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 Klimaat-akkoord 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 Klimaat-akkoord, waarbij de nadruk meer ligt op waterstof-import, groen gas, CCS en andere niet-elektrische invullingen van de energiebehoefte.

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

4.1.1 Scenario 'Klimaat-akkoord' (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 Klimaat-akkoord, 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 intensiveert 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 verstoken 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 biomassaketels 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 kolen centrales 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 II3050. 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 overall 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, bio-brandstof). 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

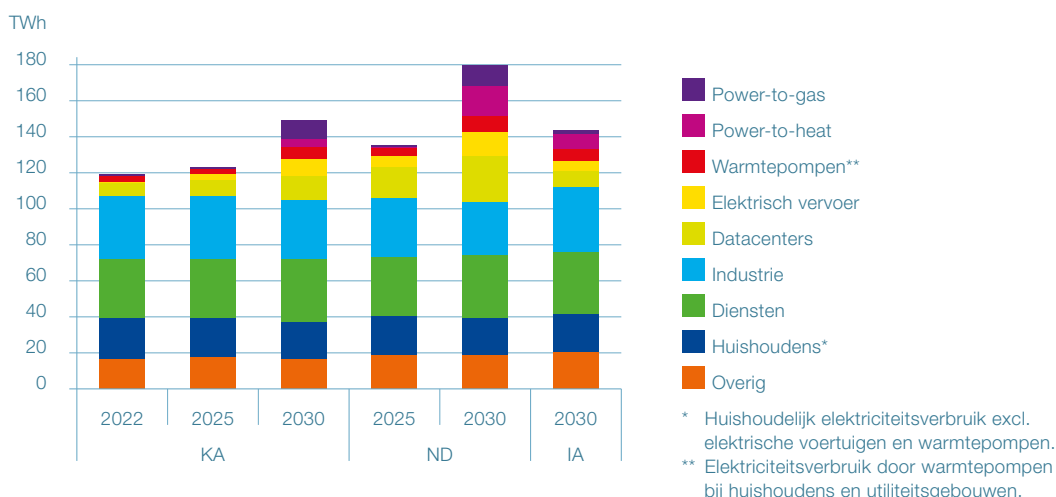
In deze paragraaf worden de ontwikkelingen en (kwantitatieve) kenmerken van de scenario's beschreven ten aanzien van de elektriciteitsvraag (paragraaf 4.2.1), het productievermogen in Nederland (paragraaf 4.2.2), de interconnectiecapaciteit met omliggende landen (paragraaf 4.2.3), de van belang zijnde 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.

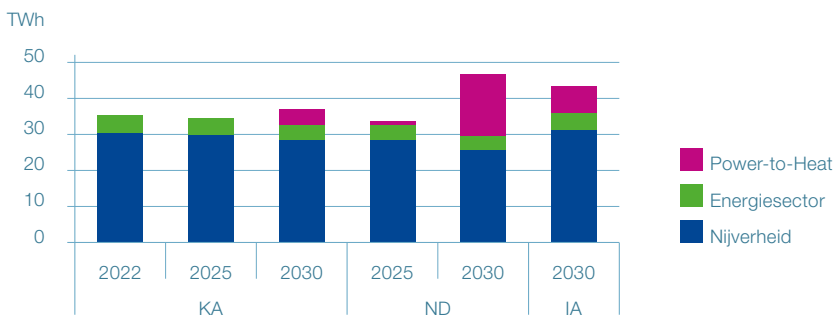
Figuur 4.2: Ontwikkeling Nederlandse elektriciteitsvraag



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

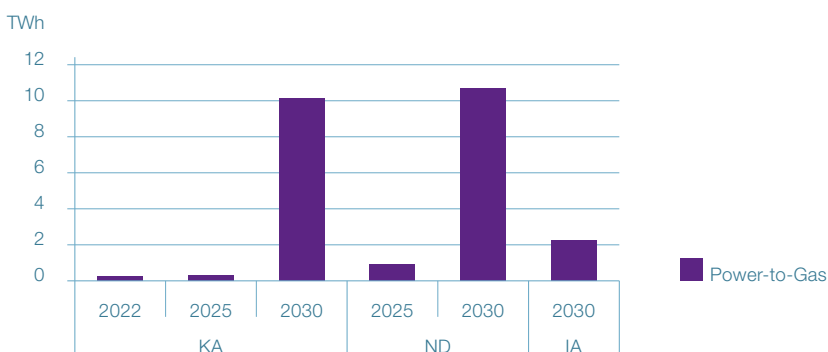


Ten aanzien van Power-to-Heat (zie ook paragraaf 4.2.6) wordt een verschil gemaakt tussen basislast en flexibele vermogens. Basislast betreft Power-to-Heatinstallaties die volcontinue worden ingezet, terwijl flexibele vermogens alléén elektriciteit gebruiken als de elektriciteitsprijs voldoende laag 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 geeft de jaarlijkse elektriciteitsvraag van (prijsgedreven) inzet van Power-to-Gas (P2G) weer.

Figuur 4.4: Elektriciteitsvraag Power-to-Gas

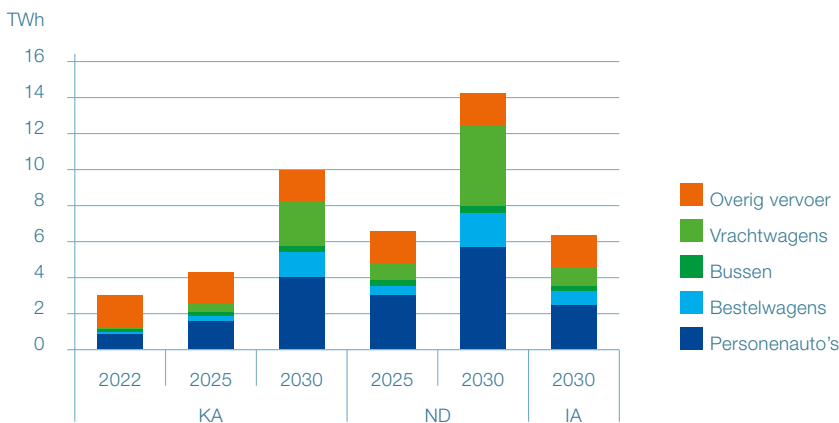


Elektrisch vervoer

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

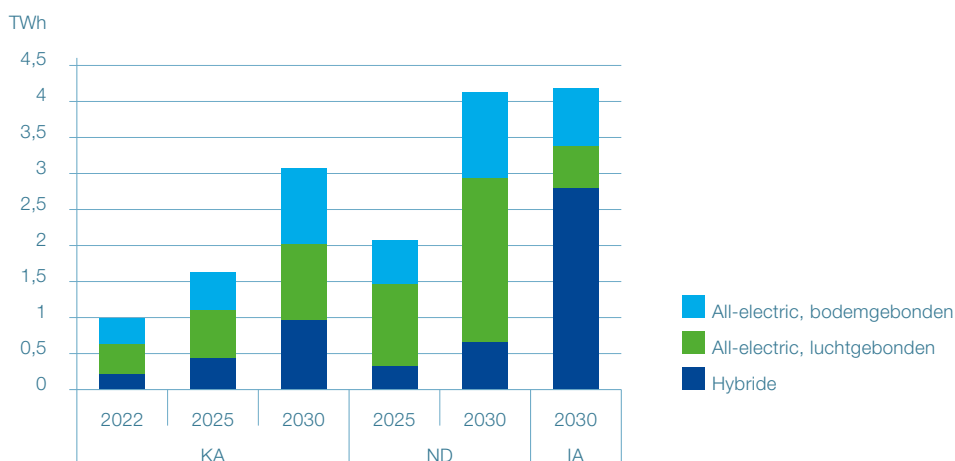


Warmtepompen in gebouwen

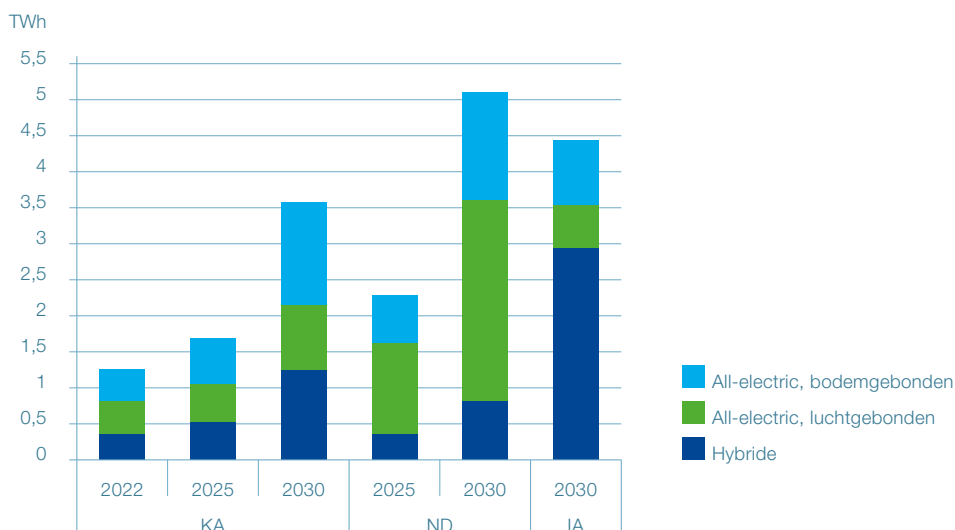
Figuur 4.6 en figuur 4.7 tonen de ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik van elektrische en hybride warmtepompen in woningen en utiliteitsgebouwen.

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



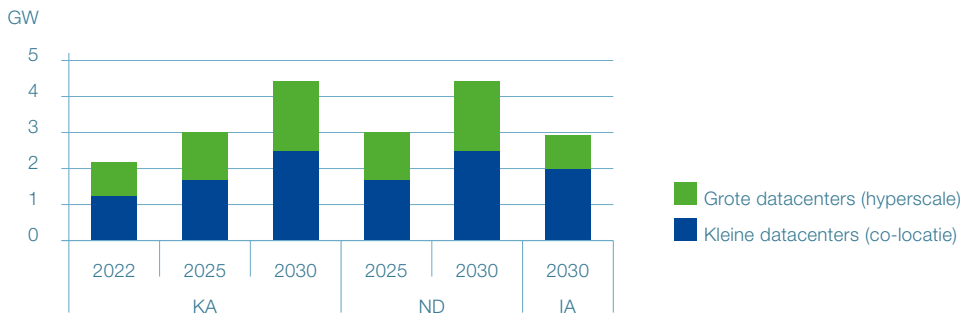
Figuur 4.7: Verwachte ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag van warmtepompen bij utiliteitsgebouwen



Datacenters

In de komende jaren wordt een groeiende vraag naar ICT-diensten voorzien. Door een voor- delige 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 Megawatten. 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



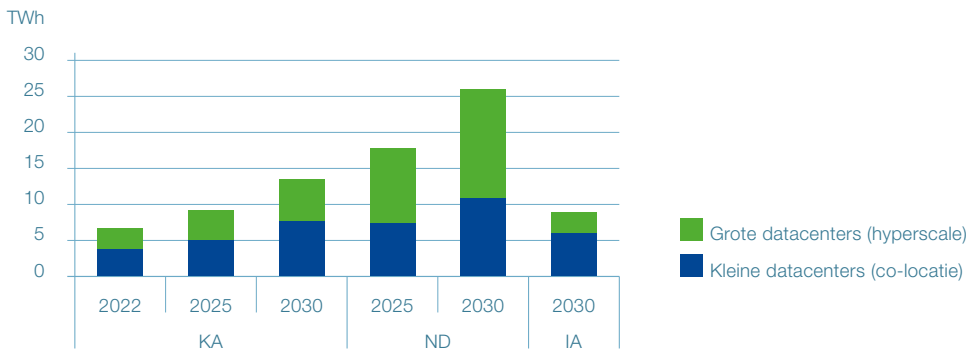
Terwijl de scenario’s ‘Klimaatakkoord’ en ‘Nationale Drijfveer’ uitgaan van dezelfde ontwikkeling qua vermogen en verhouding tussen kleine en grote datacenters, groeit het vermogen van grote datacenters in het scenario ‘Internationale Ambitie’ door relatief gezien minder beschikbare opgewekte hernieuwbare 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



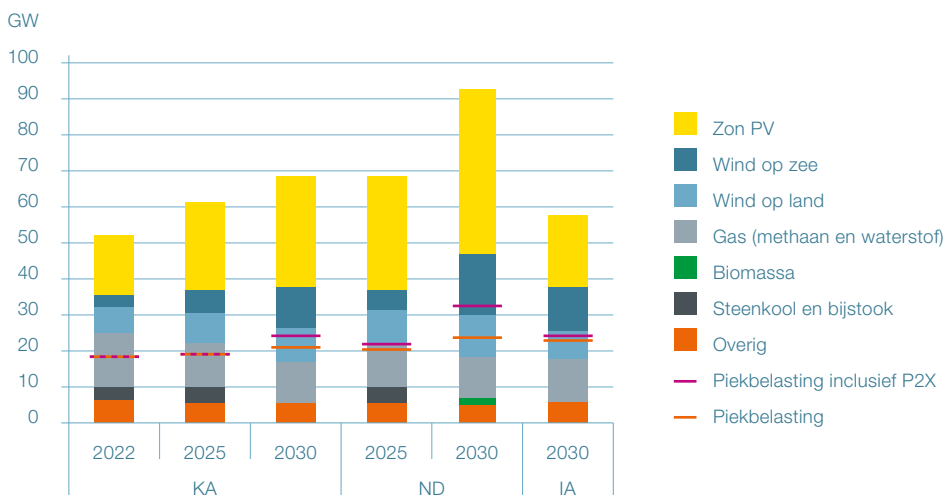
Overig

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

4.2.2 Ontwikkelingen in productievermogen elektriciteit

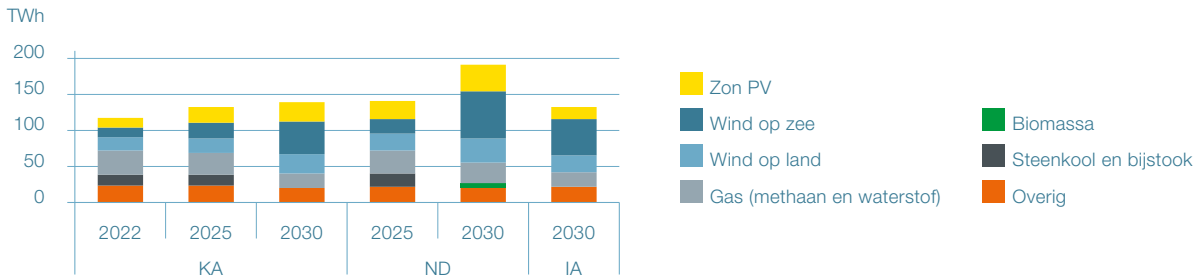
Figuur 4.10 toont de ontwikkeling van de productiecapaciteit in Nederland. Het operationeel opgestelde vermogen groeit in alle scenario's aanzienlijk, met name door de toename van zon PV, wind op zee en wind op land. De groei van deze bronnen is het grootst in het scenario 'Nationale Drijfveer'. In dit 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 piekvraag



Figuur 4.11 toont de verwachte elektriciteitsproductie, resulterend uit de marktsimulaties (zie ook paragraaf 3.2). 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

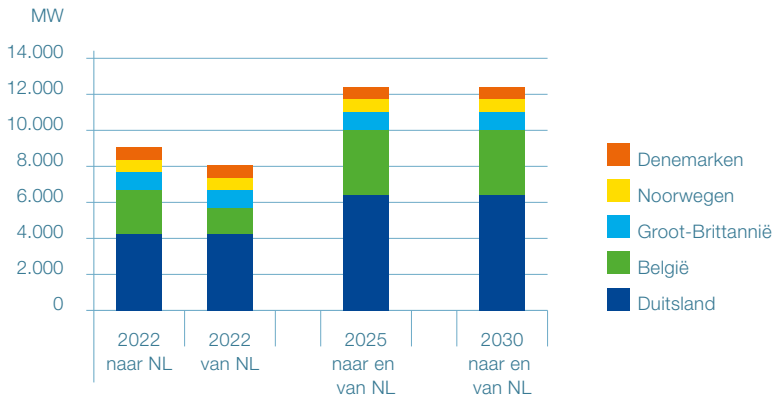


De categorie 'Biomassa' heeft enkel betrekking op het in de tekst genoemde vermogen van kolencentrales, die vanaf 2030 verondersteld worden volledig op biomassa te worden gestookt. De bijstook van biomassa in kolencentrales wordt vermeld onder 'steenkool en bijstook'. Merk daarnaast op dat de categorie '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 omliggende landen



Interconnectiecapaciteit in het IP2022

Verordening (EU) 2019/943⁶⁾ 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 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 2020⁷⁾.

⁶⁾ Official Journal of the European Union - Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council.

⁷⁾ 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. Deze zijn op basis van de achterliggende verhaallijnen als volgt gekoppeld aan de drie scenario's voor Nederland:

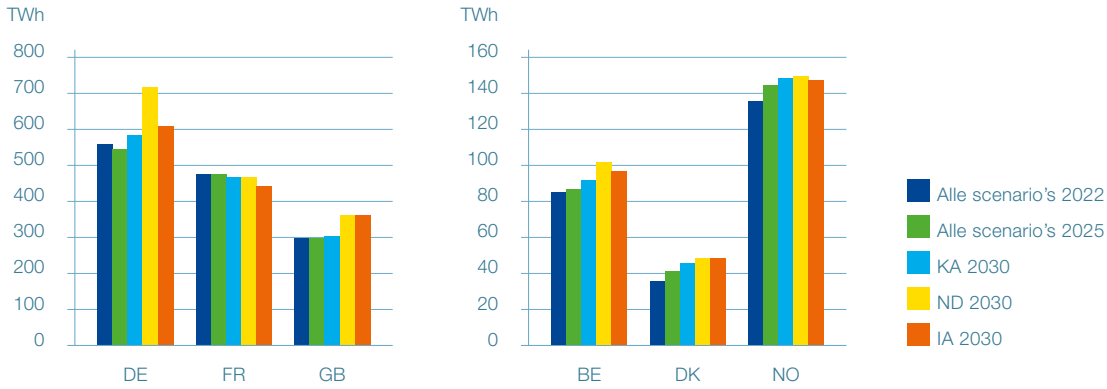
Tabel 4.1

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

De onderstaande figuren tonen de elektriciteitsvraag en het opgestelde vermogen in de landen waarmee Nederland elektrisch rechtstreeks verbonden is alsmede Frankrijk⁸⁾.

⁸⁾ Vanwege de grote impact op de uitwisseling van energie binnen Europa.

Figuur 4.13: Ontwikkelingen elektriciteitsvraag in omliggende landen



Figuur 4.14: Ontwikkelingen in opgesteld productievermogen in omliggende landen



De belangrijkste ontwikkelingen binnen de zichtperiode zijn als volgt:

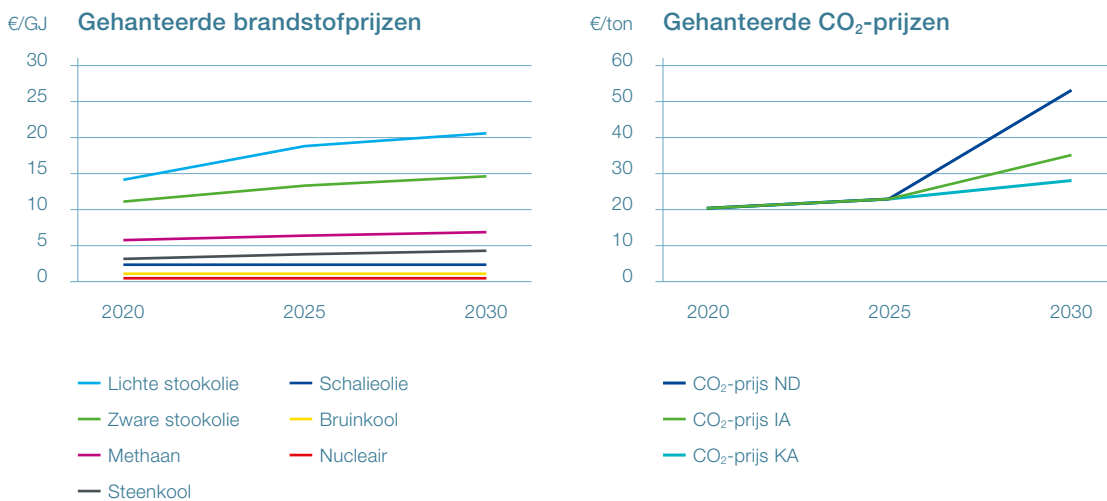
- Forse toename van hernieuwbare opwek uit zon PV, wind op land en wind op zee in alle omliggende landen;
- Sluiting van alle kerncentrales in Duitsland en België voor 2025;
- Hoge productie en export van kernenergie in Frankrijk in alle scenario's;
- Daling van het opgesteld vermogen aan steen- en bruinkoolcentrales 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.

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

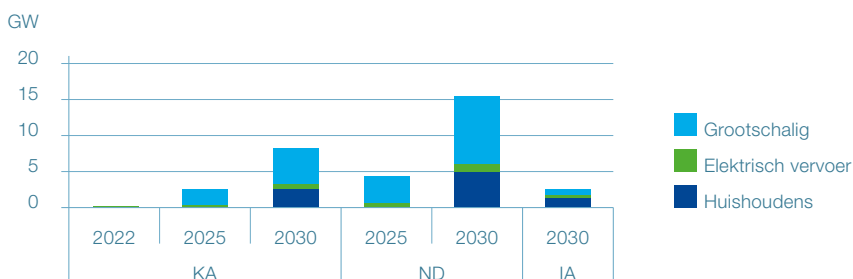
In alle scenario's neemt de productie van duurzaam opgewekte elektriciteit toe. De bronnen hiervoor zijn veelal weersafhankelijk en kennen een variabele productie. Naast interconnectie-capaciteit neemt daarom ook de noodzaak voor andere vormen van flexibiliteit toe.

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 korte-termijnsopslag 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.

Tabel 4.2

Opgesteld vermogen Power-to-Heat en Power-to-Gas						
Opgesteld (GW)	KA			ND		IA
	2022	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

4.3 Bronnen

Tabel 4.3

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 Infrastructuurverkenning 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 installatiegrootte 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
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

5 Capaciteitsknelpunten en uitbreidingsinvesteringen



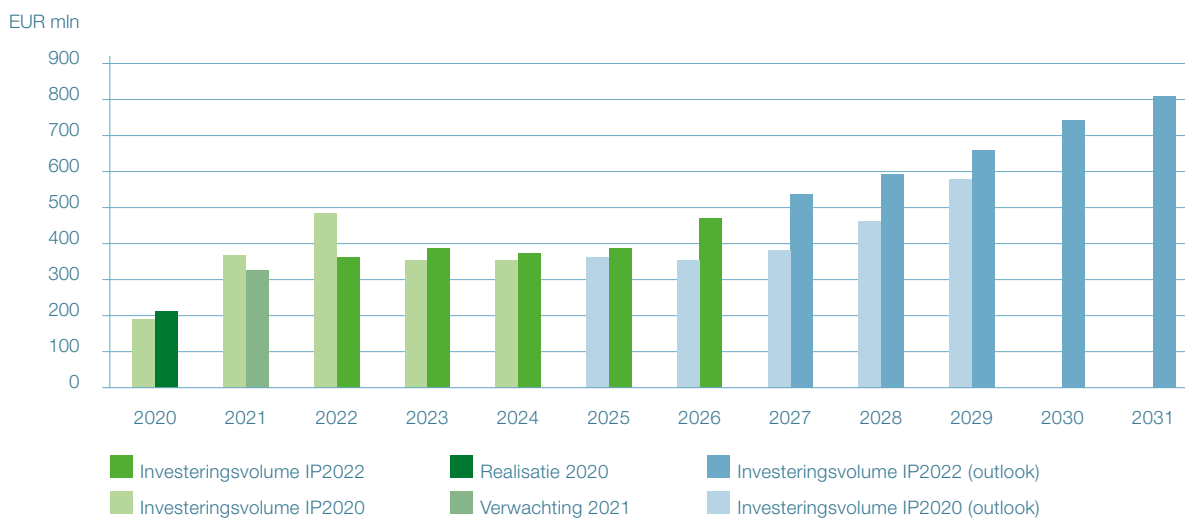
5.1 Samenvatting

Paragrafen 3.3, 3.5 en 3.6 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 de weergave is onderscheid gemaakt tussen knelpunten en investeringen op het 380/220 kV-net, in paragraaf 5.2, en knelpunten en investeringen op het 150/110 kV-net, in paragraaf 5.3.

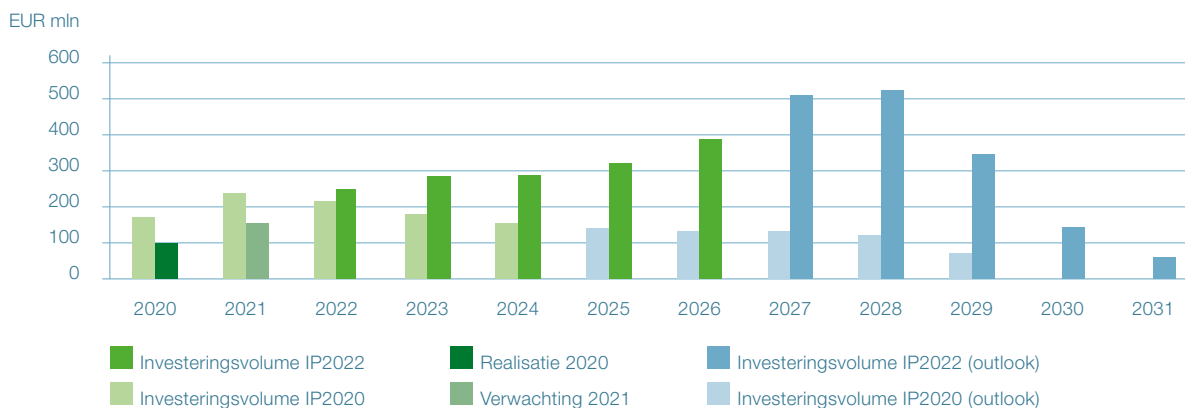
Figuur 5.1 geeft het investeringsvolume weer van de in dit hoofdstuk beschreven uitbreidingsinvesteringen voor de 380 kV- en 220 kV-netten.

Figuur 5.2 geeft het investeringsvolume weer van de in dit hoofdstuk beschreven uitbreidingsinvesteringen voor de 150 kV- en 110 kV-netten.

Figuur 5.1: Investeringsvolume voor uitbreidingsinvesteringen voor de 380 kV- en 220 kV-netten



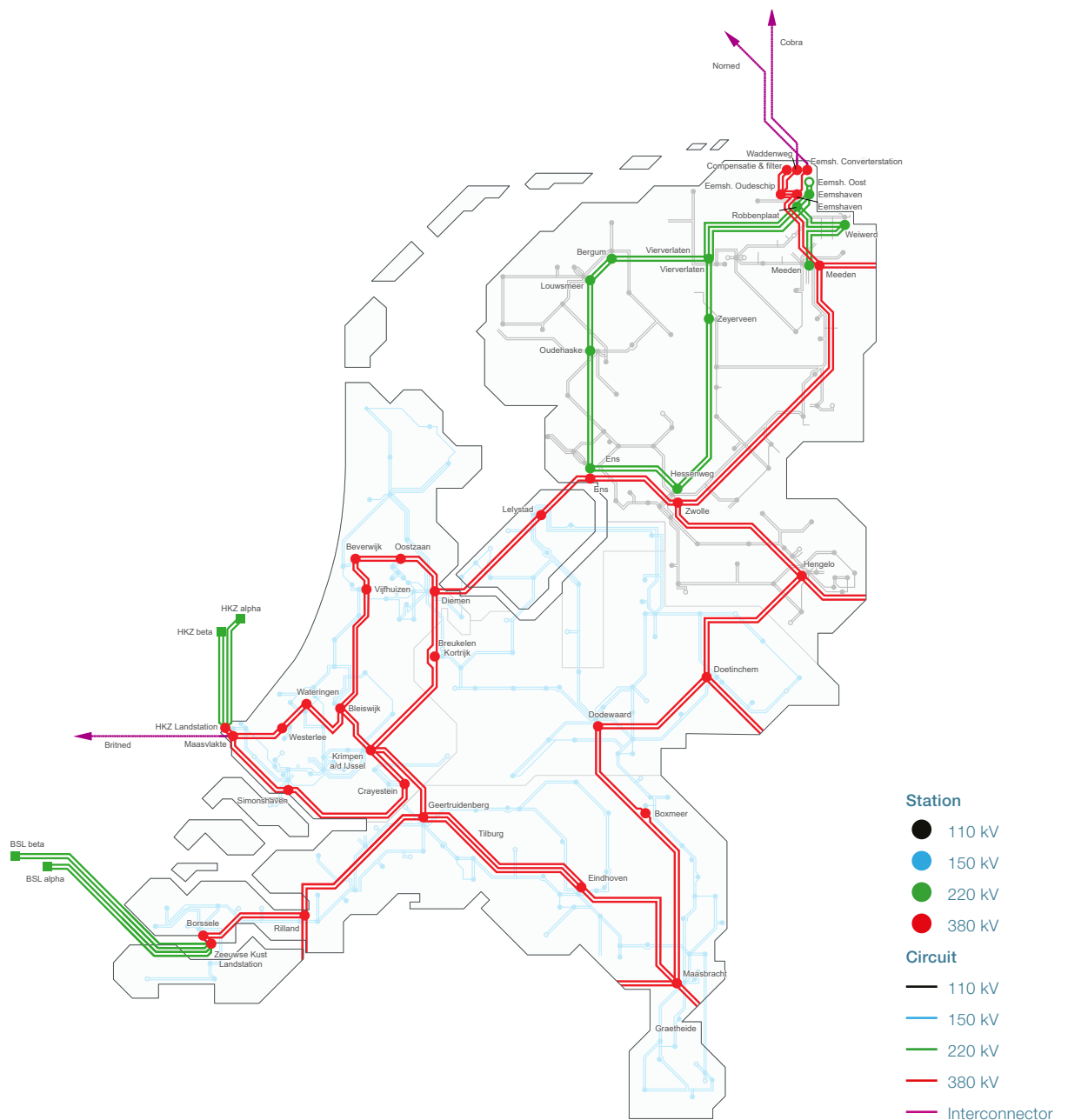
Figuur 5.2: Investeringsvolume voor uitbreidingsinvesteringen voor de 150 kV- en 110 kV-netten



5.2 Het landelijke 380 kV- en 220 kV-net

Het Nederlandse 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.

Figuur 5.3: Netkaart van het 380 kV- en 220 kV-net (per 1-1-2021)



In deze paragraaf staan in figuur 5.3 de netkaart van de bestaande situatie (per 1-1-2021), in figuur 5.4 een overzicht van de ontwikkeling van het productievermogen en de piekbelasting volgens de drie in hoofdstuk 4 beschreven scenario's⁹⁾ in de steekjaren 2022, 2025 en 2030 en in tabel 5.1 een overzicht van de daaruit voortkomende capaciteitsknelpunten en de bijbehorende uitbreidingsinvesteringen. Daarnaast staat in tabel 5.2 een aantal klantgedreven uitbreidingsinvesteringen – zonder risicobeoordeling – om de energietransitie tijdig te kunnen faciliteren. Een lijst met in 2020 en 2021 afgeronde uitbreidingsinvesteringen is opgenomen in tabel 5.3.

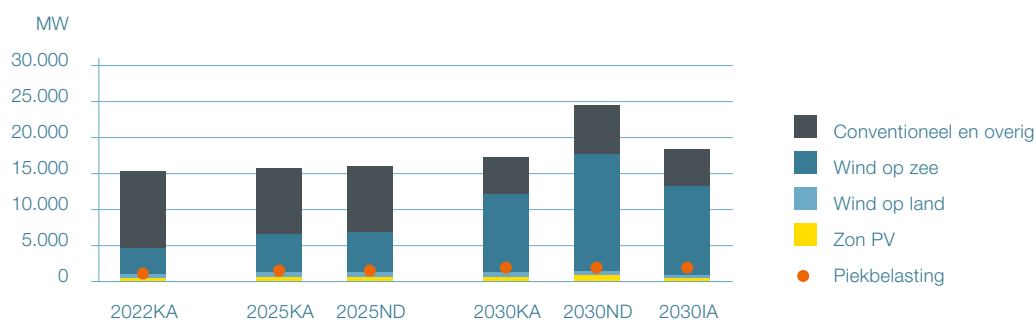
⁹⁾ KA: Klimaatakkoord

ND: Nationale drijfveer

IA: Internationale ambitie

Op grond van artikel 20a van de Elektriciteitswet is op alle uitbreidingsinvesteringen op het 380 kV- en 220 kV-net in principe de RCR-procedure van toepassing. Bij de initiatie van een nieuw project is het veelal nog niet zeker of redelijkerwijs valt te verwachten dat toepassing van de RCR-procedure de besluitvorming zal versnellen of dat er mogelijk andere voordelen aan zijn verbonden. Wanneer TenneT een RCR-procedure niet noodzakelijk acht, vraagt zij hiervoor ontheffing aan bij EZK. In hoofdstuk 6 worden de projecten waarop de RCR-procedure wel van toepassing is apart besproken.

Figuur 5.4: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting direct op het 380 kV- en 220 kV-net



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De meeste knelpunten in het 220/380 kV-net zijn al in het IP2020 gesignaleerd. Nieuwe knelpunten doen zich vooral voor in het westen van Nederland, waar – in lijn met de TenneT-strategie – een 4 kA-opwaardering wordt voorzien van circuits in de as Krimpen-Diemen-Oostzaan-Beverwijk. Voor de knelpunten in het oostelijke deel van de 380 kV-hoofdtring (Zwolle-Hengelo-Doetinchem-Dodewaard-Maasbracht) was deze oplossing reeds in beeld. Waar ondanks een gerealiseerde of voorgenomen 4 kA-opwaardering nog steeds knelpunten verschijnen, wordt plaatsing van een 3de of 4de circuit overwogen, zoals in de noordwestelijke ring (Diemen-Lelystad-Ens) en op de verbinding Eindhoven-Maasbracht. Knelpunten in het noorden en zuidwesten van Nederland worden naar verwachting gemitigeerd door de RCR-projecten Noord-West 380 kV fase 2 resp. Zuid-West 380 kV Oost, die reeds werden onderzocht.

Tabel 5.1

Uitbreidingsinvesteringen op het 380/220 kV-net met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Diemen-Lelystad 380 Opwaardering naar 2 x 2.633 MVA	2022	Realisatie	Diemen-Lelystad 380 kV	KA	n-1		
Eemshaven Oudeschip – Vierverlaten, uitbreiding met een 380 kV-verbinding	2023	Realisatie	Noord Nederland	KA	n-1		
			Veroudering besturing 220/380 kV		kw	kw	kw
			Station Ens 380 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Functioneren railbeveiliging		kw		
			Station Ens 220 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Station Eemshaven 220 kV	KA	lk 1f		
ZW 380 kV West: Borssele-Rilland	2023	Realisatie	Zeeland	KA	n-1		
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
Inlusen 380 kV-circuit Krimpen - Oostzaan op het 380 kV-station Diemen	2023	Realisatie	Krimpen a/d IJssel - Oostzaan - Diemen 380 kV	KA	n-1		
Eindhoven-(Tilburg)-Geertruidenberg 380 kV, opwaarderen capaciteit naar 3 x 1.860 MVA	2023	Realisatie	Geertruidenberg-Eindhoven 380 kV	KA		n-2	n-1
Geertruidenberg - Krimpen 380 Opwaarderen transportcapaciteit naar 2 x 2.633 MVA	2023	Realisatie	Krimpen a/d IJssel - Geertruidenberg 380 kV	KA	n-1	n-0	
			Veroudering scheiders en aarders 220-380 kV		kw	kw	kw
			Veroudering steekaarders 380 kV		kw	kw	kw
Borssele 380 Realiseren Blindstroomcompensatie	2023	Realisatie	Station Borssele 380 kV		pq	pq	pq
Rilland 380 kV, uitbreiden met twee 380/150 kV-transformatoren	2023	Realisatie	Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Geertruidenberg-Zevenbergschenhoek-Moerdijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Borssele 380 kV/150 kV-transformatoren	KA, ND	n-2	n-2	n-0
			Borssele-Goes de Poel 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Goes de Poel – Rilland 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Middelburg-Goes de Poel 150 kV	ND			n-2
			Viissingen-Goes de Poel 150 kV	ND			n-2
			Woensdrecht-Rilland 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Tilburg West-Tilburg Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1
Middelburg-Borssele 150 kV	ND			n-2			
Ens-Zwolle 380 kV opwaardering naar 2.633 MVA	2024	Realisatie	Ens-Zwolle 380 kV	KA	n-1		
Vorbereiden Dynamic Line Rating	2024	Realisatie	Veroudering scheiders en aarders 220-380 kV		kw	kw	kw
			Dodewaard-Doetinchem 380 kV	IA, KA, ND	n-1		n-1
Bouw Blindstr.comp.MVL+WL380	2024	Realisatie	Station Maasvlakte 380 kV		pq		
Eindhoven-Maasbracht opwaarderen capaciteit naar 2 x 2.635 MVA	2025	Realisatie	Maasbracht-Eindhoven 380 kV	KA	n-1		
MBT380/150 kV, vernieuwing station	2028	Realisatie	Station Maasbracht 380 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Maasbracht 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Veroudering besturing 220/380 kV		kw	kw	kw
			Veroudering meettransformatoren		kw	kw	kw

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

			Veroudering secundaire installaties prioriteit 2		kw	kw	kw
			Vertraagde afschakeling		kw	kw	kw
			Station Maasbracht 380 kV	KA			lk 1f
			Kwaliteit meetsystemen		kw	kw	kw
			Veroudering scheiders en aarders 220-380 kV		kw	kw	kw
			Veroudering luchtgedreven scheiders en aarders 150 kV		kw	kw	kw
			Veroudering vermogensschakelaars deelpopulatie 220/380 kV		kw	kw	kw
			Problemen faciliteren telecombehoefte voor beveiliging		kw	kw	kw
			Veroudering steekaarders 380 kV		kw	kw	kw
			Station Maasbracht 380 kV	KA			rail n-1
			Verouderde overspanningsafleiders 380/220 kV		kw	kw	kw
			Station Maasbracht 150 kV	KA			rail n-1
			Maasbracht 380/150 kV-transformatoren	ND			n-0
			Station Maasbracht 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
Zuid-West 380 kV: Rilland-Tilburg	2030	Realisatie	Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Geertruidenberg-Zevenbergschenhoek-Moerdijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Station Tilburgen Noord 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg Noord 150 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Geertruidenberg 380/150 kV-transformatoren	KA	n-1	n-0	n-1
			Station Eindhoven Noord 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Oosteind 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg West 150 kV	KA			lk 3f
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Eindhoven 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND			n-1
			Geertruidenberg-Oosteind 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg-Waalwijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Helmond Oost-Helmond Zuid 150 kV	IA, ND		n-1	n-1
			Waalwijk-s Hertogenbosch Noord 150 kV	KA, ND		n-2	
			Oosteind-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Tilburg West-Tilburg Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg West-Tilburg Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-1
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1
			Station Oosteind 150 kV	KA			rail n-1
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-2
			Geertruidenberg-Rilland 380 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Eindhoven Noord-Eindhoven Oost 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Eindhoven Oost-Helmond Zuid 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Station Oosteind 150 kV	KA			100 MW/6u
Meeden, third transformer 220/110 kV	2027	Basis-ontwerp	Meeden 220/110 kV-transformatoren	KA, ND	n-1	n-1	n-0

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

Musselkanaal, nieuw 380 kV station	2029	Basis-ontwerp	Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Bargemeer-Klazienaveen-Meeden 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Meeden - Stadskanaal 110 kV	KA	n-1	n-0	n-0
			Beilen-Musselkanaal Zandberg 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Coevorden-Veenoord 110 kV	ND			n-1
			Coevorden-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zeyerveen 220/110 kV-transformatoren	ND			n-1
			Emmen Weerdinge-Bargemeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Veenoord-Emmen Weerdinge 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
Zwolle Hessenweg-Ommen Dante-Coevorden 110 kV	ND			n-1			
Veenoord Boerdijk, nieuw 380 kV-station	2029	Basis-ontwerp	Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Bargemeer-Klazienaveen-Meeden 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Beilen-Musselkanaal Zandberg 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Coevorden-Veenoord 110 kV	ND			n-1
			Coevorden-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zeyerveen 220/110 kV-transformatoren	ND			n-1
			Emmen Weerdinge-Bargemeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Veenoord-Emmen Weerdinge 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwolle Hessenweg-Ommen Dante-Coevorden 110 kV	ND			n-1
Meeden380, uitbreiding transformatorcapaciteit 380-220 kV	2029	Basis-ontwerp	Meeden 380/220 kV-transformator	KA, ND	n-2	n-2	n-0
Boxmeer 380 kV, uitbreiden en reconstructie station	2030	Basis-ontwerp	Station Maasbracht 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Boekend-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
			Station Maasbracht 380 kV	KA			rail n-1
			Station Maasbracht 150 kV	KA			rail n-1
			Belfeld-Blerick 150 kV	ND			n-1
			Buggenum-Belfeld 150 kV	ND			n-0
			Boxmeer 380/150 kV-transformator	ND			n-0
			Boekend-Californie 150 kV	ND			n-1
			Boekend-Horst 150 kV	ND			n-1
			Maalbroek-Beersdal 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Beersdal-Terwinselen 150 kV	KA, ND			n-2
			Maasbracht-Buggenum 150 kV	ND			n-2
			Buggenum-Maalbroek 150 kV	ND			n-1
			Californie-Venray 150 kV	ND			n-1
			Maasbracht-Graetheide 150 kV	ND			n-0
			Graetheide-Schoonbron-Terwinselen 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Horst-Venray 150 kV wit	ND			n-1
			Terwinselen-Schoonbron-Limmel 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Maasbracht 380/150 kV-transformatoren	ND			n-0
			Buggenum-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
Station Maasbracht 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2			
Station Maasbracht 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f			
Station Boxmeer 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2			
Deelnet Hoogeveen 220 kV	2030	Basis-ontwerp	Dedemsvaart-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Hoogeveen-Dedemsvaart 110 kV	ND		n-0	n-0
			Hessenweg 220 kV/110 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
			Hoogeveen-Hardenberg 110 kV	ND		n-1	n-1
Hoogeveen -Wijster Oosterscheveld 110 kV	ND			n-1			

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

LLS-DMN 380 kV, uitbreiding transportcapaciteit 3 ^e circuit	> 2031	Basis-ontwerp	Diemen-Lelystad 380 kV, na opwaarderen 2 circuits	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Diemen-Lelystad 380 kV, na uitbreiding met 3 ^e circuit	KA, ND			n-1
ENS-LLS 380 kV, uitbreiding transportcapaciteit 3 ^e circuit	> 2031	Basis-ontwerp	Lelystad-Ens 380 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Lelystad-Ens 380 kV	KA, ND			n-1
KIJ-GT 380 kV uitbreiding transportcapaciteit 3 ^e circuit	> 2031	Basis-ontwerp	Krimpen a/d IJssel-Geertruidenberg 380 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
Ens 380 kV, vergroten transformatorcapaciteit 380-220 kV	2027	Studie	Ens 380/220 kV-transformatoren	KA, ND	n-1	n-0	n-0
S'haven 380 kV, 2 ^e 380/150 kV-transformator	2028	Studie	Maasvlakte - Europoort 150 kV	IA, ND		n-2	n-1
			Maasvlakte - Europoort 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Botlek - Geervliet Noorddijk 150 kV	ND		n-1	n-0
			Maasvlakte 380/150 kV-transformatoren	ND		n-2	n-0
			Simonshaven 380 kV/150 kV-transformator	ND		n-2	n-0
			Europoort - Theemsweg 150 kV	IA, ND		n-1	n-1
			Botlek - Geervliet 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Geervliet - Geervliet Noorddijk 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
Eemshaven-Midden 110 kV, derde kabel-transformator koppeling met RBB220	2028	Studie	Robbenplaat 220/110 kV-transformatoren	KA		n-1	
			Station Eemshaven Midden 110 kV	KA			100 MW/6u
Plaatsen compensatiespoelen, diverse 380 kV-stations	2028	Studie	Tekort aan eigen middelen voor blindvermogenondersteuning		pq	pq	pq
Louwsmeer 220 kV, 4 ^e transformator	2028	Studie	Louwsmeer 220/110 kV-transformatoren	KA, ND		n-1	n-1
			Station Louwsmeer 110 kV	KA		lk 3f	lk 3f
Zwolle - Hengelo, opwaarderen capaciteit naar 2635 MVA	2029	Studie	Zwolle-Hengelo 380 kV	KA, ND		n-1	n-1
Geertruidenberg 380 kV, 3 ^e koppeltransformator	2029	Studie	Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Geertruidenberg-Zevenbergschenhoek-Moerdijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg 380/150 kV-transformatoren	KA	n-1	n-0	n-1
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1
Wijchen 380 kV, nieuw station	2030	Studie	Eindhoven Oost - Helmond Zuid 150 kV	KA		n-1	n-1
			Station Eindhoven Noord 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Eindhoven 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND			n-1
			Helmond Oost-Helmond Zuid 150 kV	IA, ND		n-1	n-1
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-1
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-2
			Oss-Aarle Rixtel 150 kV	ND			n-1
			Eindhoven Oost-Helmond Zuid 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Uden-Helmond Zuid 150 kV	ND			n-1
			Oss-Uden 150 kV	ND			n-1
			Station Uden 150 kV	KA			100 MW/6u
			Aarle Rixtel-Helmond Oost 150 kV	ND			n-1
Almere 380 kV, nieuw 380 kV-station	2030	Studie	Zeewolde-Bunschoten 150 kV	KA, ND	n-1	n-2	n-2
			Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad B 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150 kV	ND			n-2
Doetinchem – Hengelo 380, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2635 MVA	2031	Studie	Doetinchem-Hengelo 380 kV	ND			n-2
Borssele 380 kV, uitbreiding met een vierde 380/150 kV-transformator	> 2031	Studie	Borssele 380 kV/150 kV, transformatoren	KA, ND	n-2	n-2	n-0

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

Oostzaan 380 kV, 4 ^e koppeltransformator	> 2031	Studie	Oostzaan 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
Graetheide 380 kV, nieuw station	> 2031	Studie	Station Maasbracht 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Station Maasbracht 380 kV	KA			rail n-1
			Station Maasbracht 150 kV	KA			rail n-1
			Maalbroek-Beersdal 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Beersdal-Terwinselen 150 kV	KA, ND			n-2
			Maasbracht-Buggenum 150 kV	ND			n-2
			Buggenum-Maalbroek 150 kV	ND			n-1
			Maasbracht-Graetheide 150 kV	ND			n-0
			Graetheide-Schoonbron-Terwinselen 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Terwinselen-Schoonbron-Limmel 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Maasbracht 380/150 kV-transformatoren	ND			n-0
			Buggenum-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
			Station Maasbracht 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Station Maasbracht 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
Spaarndam 380 kV, nieuw station	> 2031	Studie	Oostzaan 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
			Vijfhuizen 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
			Station Vijfhuizen 380 kV	KA			rail n-2
			Station Vijfhuizen 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
Weesp 380 kV, nieuw station	> 2031	Studie	Diemen 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Watergraafsmeer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Velsen-Beverwijk 150 kV	ND			n-2
			Station Venserweg 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
			Velsen-Beverwijk 150 kV	KA			rail n-1
			Diemen-Bijlmer Noord 150 kV	KA, ND		n-1	n-0
Eindhoven - Maasbracht 380 kV, uitbreiden met een 3 ^e circuit	> 2031	Studie	Maasbracht-Eindhoven 380 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
Krimpen-Breukelen-Diemen-Oostzaan-Beverwijk 380 kV, opwaarderen HTLS	> 2031	Studie	Krimpen a/d IJssel-Breukelen Kortrijk 380 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Beverwijk-Oostzaan 380 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Oostzaan-Diemen 380 kV	KA, ND		n-1	n-0
			Breukelen Kortrijk-Diemen 380 kV	IA, ND			n-1
			Diemen-Krimpen a/d IJssel 380 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1
EEM-EOS380, uitbr. met 3 ^e circuit	> 2031	Studie	Eemshaven Oudeschip-Eemshaven 380 kV	KA, ND	n-2	n-1	n-1
Eindhoven - Geertruidenberg 380 kV, opwaarderen HTLS	> 2031	Studie	Station Geertruidenberg 380 kV	KA		rail n-1	rail n-1
Crayestein 380 kV, upgrade short circuit current limit	> 2031	Studie	Station Crayestein 380 kV	KA			lk 3f
Dodewaard – Doetinchem380, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2635 MVA	> 2031	Studie	Dodewaard-Doetinchem 380 kV	IA, KA, ND	n-1		n-1
Europoort 380 kV, realisatie nieuw station	> 2031	Studie	Maasvlakte - Europoort 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-0	n-0
TNZ380 realisatie 380 kV Zeeuws-Vlaanderen	> 2031	Studie	Borssele 380 kV/150 kV-transformatoren	KA, ND	n-2	n-2	n-0
			Borssele-Goes de Poel 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Borssele-Terneuzen 150 kV	ND		n-2	n-0
			Goes de Poel - Terneuzen 150 kV	ND			n-0
			Goes de Poel - Westdorpe 150 kV	ND			n-1
Terneuzen-Westdorpe 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1			
Maasbracht – Boxmeer – Dodewaard380, opwaarderen capaciteit naar 2 x 2635 MVA	> 2031	Studie	Maasbracht-Boxmeer-Dodewaard 380 kV	ND			n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

Netverzwareing Kop van Noord-Holland	> 2031	Studie	Wijdewormer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Oterleek-Wijdewormer 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Velsen-Oterleek 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Diemen 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Middenmeer-Westwoud 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1
			Oterleek-De Weel 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			De Weel-Middenmeer 150 kV	IA, KA, ND		n-0	n-0
			Velsen-Beverwijk 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Velsen-Beverwijk 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Station Diemen 150 kV	KA		rail n-1	
			Station Oterleek 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
			Station Wijdewormer 150 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Station Oterleek 150 kV	KA		rail n-2	rail n-2
Opwaarderen 4 kA 380 kV Rilland - Geertruidenberg	> 2031	Studie	Geertruidenberg-Rilland 380 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Geertruidenberg-Rilland 380 kV, na Zuidwest-Oost	KA, ND			n-1
Phase 2 NW380 kV VWL-ENS	> 2031	Studie	Zeyerveen - Hessenweg 220 kV	ND			n-2
			Station Vierverlaten 220 kV	KA		lk 1f	lk 1f
			Vierverlaten 380/220 kV-transformatoren	ND			n-2
			Hessenweg-Ens 220 kV	ND			n-1
			Louwsmeer-Bergum 220 kV	ND			n-2
			Bergum-Vierverlaten 220 kV	KA, ND			n-1
			Eemshaven - Meeden 380 kV	ND			n-1
			Zwolle-Meeden 380 kV	KA, ND	n-1		n-1
			Vierverlaten-Zeyerveen 220 kV	ND			n-1
Oudehaske-Ens 220 kV	ND			n-1			

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.2

Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Versterking interconnectie NL – BE	2023	Realisatie
Meeden-Diele 380 kV Opwaarderen verbinding	2023	Realisatie
Meeden 220 kV, railuitbreiding met 4 velden	2024	Basisontwerp
Eemshaven-Oudeschip 380 kV, uitbreiding met tak 9 en 10	2026	Basisontwerp
Meeden 220 kV, uitbreiding stationsterrein en verlengen railsysteem	2026	Basisontwerp
Simonshaven 380 kV: uitbreiding station	2027	Basisontwerp
Realisatie nieuw 380 kV-station Maasvlakte-Amaliahaven	2028	Basisontwerp
380 kV netuitbreiding Schouwen-Duiveland, Tholen & West Brabant	2028	Basisontwerp
Verkabeling Krabbendijke	2031	Basisontwerp
Lelystad 380 kV, uitbreiding station tbv realisatie klantvelden	2029	Studie
Maasbracht - Graetheide 380 kV, 3 ^e circuit	> 2031	Studie

Tabel 5.3

Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Rilland 380 kV, inrichten nieuw station
Ens-Lelystad 380 Opwaardering naar 2 x 2.633 MVA
Haluitbreiding Weiwerd 220 kV
Eemshaven 380 kV, realisatie 4 ^e transformator 380-220

5.3 De deelnetten op 150 kV en 110 kV

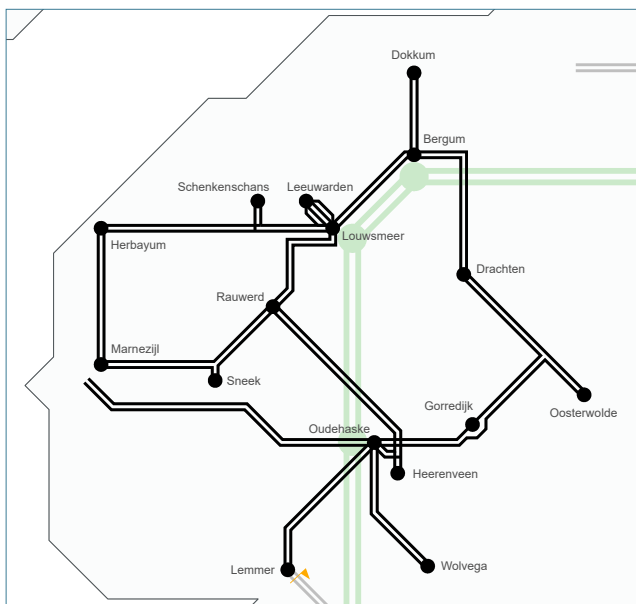
De Nederlandse 150 kV- en 110 kV-netten vormen de provinciale wegen voor elektriciteit. Deze netten zorgen voor de koppeling van het landelijke 380/220 kV-net met de distributienetten die beheerd worden door de regionale netbeheerders. Ook zijn op deze netten elektriciteitscentrales en grotere afnemers aangesloten. TenneT onderscheidt negen deelnetten op 150 kV en op 110 kV. Deze deelnetten zijn vanuit de historie ontstaan en bestrijken een of meerdere provincies. Paragrafen 5.3.1 tot en met 5.3.9 behandelen de negen deelnetten op 150 kV en 110 kV.

In elke paragraaf staan de netkaart van het deelgebied (per 1-1-2021) en een overzicht van de ontwikkeling van het productievermogen en de piekbelasting volgens de drie in hoofdstuk 4 beschreven scenario's¹⁰ in de steekjaren 2022, 2025 en 2030. Per deelnet zijn de ontwikkelingen beschreven ten opzichte van de situatie in IP2020. Voor elk deelnet is er een tabel met de capaciteitsknelpunten en bijbehorende uitbreidingsinvesteringen. Daarnaast, indien van toepassing, een tabel met klantgedreven uitbreidingsinvesteringen – nog zonder knelpunt – en een lijst met in 2020 en 2021 afgeronde uitbreidingsinvesteringen.

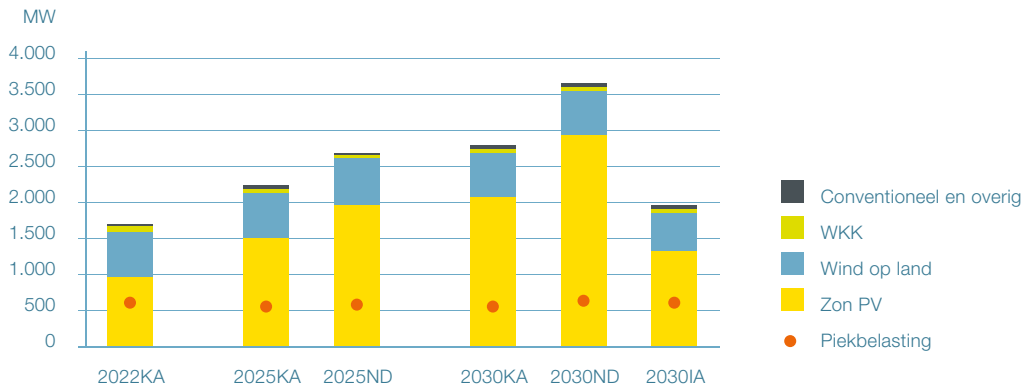
¹⁰) KA: Klimaatakkoord
 ND: Nationale drijfveer
 IA: Internationale ambitie

5.3.1 Friesland

Figuur 5.5: Netkaart van het 110 kV-net Friesland (per 1-1-2021)



Figuur 5.6: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Friesland



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De knelpunten in deelnet Friesland zijn vooral productie-gedreven en ontstaan door de grote hoeveelheid geïnstalleerd zon en wind productievermogen in combinatie met groei van zon-opwek. Door de snelle groei van zon-opwek en de hogere opwekprognoses van de regionale netbeheerder zijn de knelpunten die in IP2020 berekend waren nu groter en ontstaan ze in een eerder steekjaar. Daarnaast is er in IP2022 een aantal nieuwe knelpunten geconstateerd waarvoor extra netverzwaringen noodzakelijk zijn naast de projecten die uit IP2020 voortgekomen zijn. Hierbij wordt ook naar het toepassen van N-0 voor productie gekeken. Aandachtspunt is wel, dat de ontwikkelingen in Friesland nog erg onzeker zijn. De ambities van marktpartijen, waarop de prognoses van de regionale netbeheerder met name op zijn gebaseerd, zijn momenteel groter dan die van de RES. Nut en noodzaak van de nieuwe projecten staat dan ook nog niet onomstotelijk vast.

Tabel 5.4

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Friesland met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario('s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Netuitbreidingen van het Friese 220 kV-net	2023	Realisatie	Friesland	KA	n-1		
Netversterking Friesland 110 kV	2023	Realisatie	Friesland	KA	n-1		
			Station Herbayum 110 kV	KA		lk 3f	lk 3f
Nieuwbouw Bolsward 110 kV & 110 kV-kabelverbinding Bolsward – Oudehaske	2024	Realisatie	Friesland	KA	n-1		
Lemmer 110 kV, N-0 bedrijven	2028	Studie	Oudehaske-Lemmer 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
Netversterking 110 kV Oostelijk Friesland	2029	Studie	Bergum-Drachten 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Bergum 220/110 kV-transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
			Oudehaske 220/110 kV-transformatoren	KA		n-1	n-1
			Oudehaske-Gorredijk 110 kV	KA, ND			n-1
			Drachten-Oosterwolde 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Oudehaske-Oosterwolde 110 kV	KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Drachten-Gorredijk 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Station Oudehaske 110 kV	KA		lk 3f	lk 3f
West ring Friesland 110 kV, opwaardering	2029	Studie	Herbayum - Schenkenschans - Louwsmeer 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Louwsmeer-Rauwerd 110 kV	KA, ND			n-1
			Rauwerd - Bolsward 110 kV	KA, ND			n-1
Dokkum 110 kV, N-0 bedrijven	> 2031	Studie	Bergum-Dokkum 110 kV	ND			n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.5

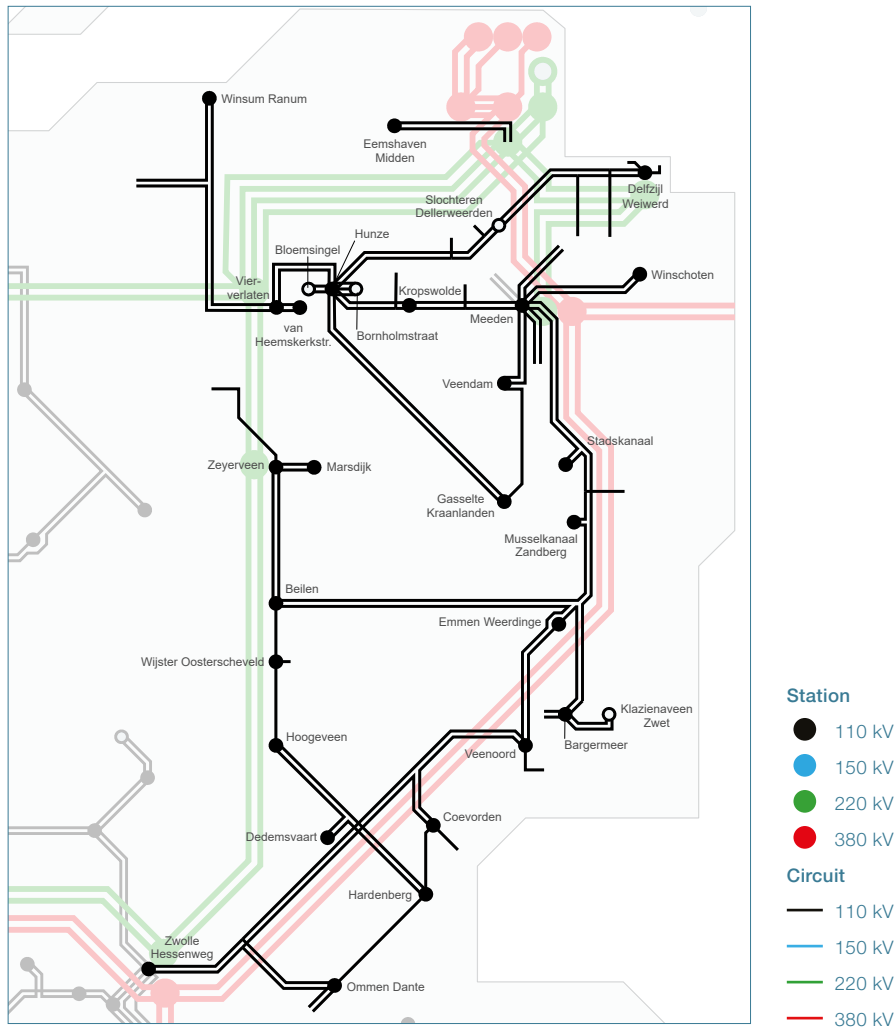
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Drachten 110 kV, diepe netinvestering velden Liander	2023	Realisatie
Lemmer 110 kV (LMR110 kV), uitbreiden en verzwaren rail	2025	Basisontwerp
Bergum 110 kV, aanpassing TF-veld	2026	Studie
Leeuwarden Zuidwest 110 kV, nieuw station	2029	Studie

Tabel 5.6

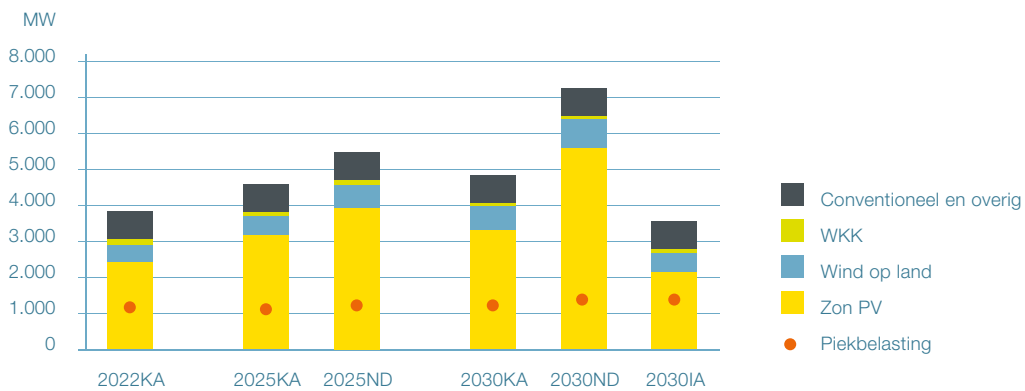
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Oosterwolde 110 kV, railuitbreiding

5.3.2. Groningen en Drenthe

Figuur 5.7: Netkaart van het 110 kV-net Groningen en Drenthe (per 1-1-2021)



Figuur 5.8: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Groningen en Drenthe



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

In IP2020 zijn er in deelnet Groningen-Drenthe op meerdere locaties productiegedreven knelpunten geconstateerd. Hiervoor zijn projecten opgestart om het huidige 110 kV-net op te knippen in kleinere deelnetten ofwel loadpockets. Hiervoor worden nieuwe 220 en 380 kV-stations gebouwd en bestaande stations en verbindingen verzwaaard. De voorbereidingen voor deze werkzaamheden lopen voorspoedig. In de berekeningen voor IP2022 is vanwege de fase waarin de hiervoor genoemde projecten verkeren nog geen rekening gehouden met voltooiing van deze stations, waardoor de knelpunten in alle steekjaren zichtbaar blijven.

Door de voltooiing van de opwaardering van de lijn tussen Groningen en Delfzijl vervalt het knelpunt op deze lijn. Aanpassingen in de netschakeling rondom Ommen mitigeren enkele knelpunten aldaar.

Op enkele stations in Groningen en Drenthe wordt een grote industriële belastingstijging verwacht. Hierdoor ontstaan op enkele verbindingen naast opwekgerelateerde knelpunten nu ook belastinggedreven knelpunten.

Tabel 5.7

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Groningen en Drenthe met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Meeden Stadskanaal Musselkanaal Beilen	2023	Realisatie	Meeden- Stadskanaal 110 kV	KA	n-1		
			Stadskanaal-Meeden 110 kV	IA, KA, ND	n-0	n-0	n-0
Groningen Hunze - Bloemsingel 110 kV stationswerk	2023	Realisatie	Dubbele fout uitloper Groningen Hunze - Bloemsingel		kw	kw	kw
GDO-gebied 110 kV, 1 en 3 fase kortsluitstroom beperken ivm veiligheid	2025	Realisatie	Veroudering oliegebluste vermogensschakelaars		kw	kw	kw
			Station Groningen Hunze 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Meeden 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Vierverlaten 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Zwolle Frankhuis 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Zwolle Hessenweg 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Zwolle Weteringkade 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Groningen Hunze 110 kV	KA	lk 1f	lk 1f	lk 1f
			Station Vierverlaten 110 kV	KA	lk 1f	lk 1f	lk 1f
Aansluitcapaciteit 110 kV zon-PV GLTK110 en VDM110	2027	Basis- ontwerp	Veendam-Meeden 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Groningen Hunze-Gasselte Kraanlanden 110 kV	ND		n-1	n-1
			Groningen Hunze - Kropswolde 110 kV	ND			n-1
			Veendam-Gasselte Kraanlanden 110 kV	KA, ND		n-2	n-2
			Meeden 220/110 kV-transformatoren	KA, ND	n-1	n-1	n-0
Deelnet Groningen stad 110 kV	2028	Basis- ontwerp	Groningen Hunze-Vierverlaten 110 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Vierverlaten 220/110 kV-transformatoren	ND			n-2
Verzwaaring bestaand 110 kV-net (Meeden - Bargermeer)	2029	Basis- ontwerp	Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Bargermeer-Klazienaveen-Meeden 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Beilen-Musselkanaal Zandberg 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Coevorden-Veenoord 110 kV	ND			n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

			Coevorden-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zeyerveen 220/110 kV-transformatoren	ND			n-1
			Emmen Weerdinge-Bargermeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Veenoord-Emmen Weerdinge 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwolle Hessenweg-Ommen Dante-Coevorden 110 kV	ND			n-1
Musselkanaal, twee nieuwe 110 kV-stations	2029	Basis-ontwerp	Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Bargermeer-Klazienaveen-Meeden 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Beilen-Musselkanaal Zandberg 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Coevorden-Veenoord 110 kV	ND			n-1
			Coevorden-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zeyerveen 220/110 kV-transformatoren	ND			n-1
			Emmen Weerdinge-Bargermeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Veenoord-Emmen Weerdinge 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwolle Hessenweg-Ommen Dante-Coevorden 110 kV	ND			n-1
Veenoord Boerdijk, nieuw 110 kV-station	2029	Basis-ontwerp	Musselkanaal Zandberg - Stadskanaal 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Bargermeer-Klazienaveen-Meeden 110 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Beilen-Musselkanaal Zandberg 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Coevorden-Veenoord 110 kV	ND			n-1
			Coevorden-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zeyerveen 220/110 kV-transformatoren	ND			n-1
			Emmen Weerdinge-Bargermeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Veenoord-Emmen Weerdinge 110 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwolle Hessenweg-Ommen Dante-Coevorden 110 kV	ND			n-1
Deelnet Hoogeveen 110 kV	2030	Basis-ontwerp	Station Beilen 110 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Dedemsvaart-Hardenberg 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Hoogeveen-Dedemsvaart 110 kV	ND		n-0	n-0
			Hessenweg 220 kV - Zwolle Hessenweg 110 kV, transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
			Meppel - Steenwijk 110 kV, transformatoren	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwartsluis-Meppel 110 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zwolle Hessenweg-Zwartsluis 110 kV	ND			n-0
			Station Meppel 110 kV	KA			rail n-1
			Station Hessenweg 220 kV	KA			rail n-1
			Beilen-Wijster Oosterscheveld 110 kV	ND			n-0
			Hoogeveen-Hardenberg 110 kV	ND		n-1	n-1
			Hoogeveen -Wijster Oosterscheveld 110 kV	ND			n-1
			Meppel - Steenwijk 110 kV	KA			100 MW/6u
Emmen Weerdinge, Bargermeer en Klazienaveen 110 kV, mitigeren uitloper	2029	Studie	Station Emmen 110 kV	KA	100 MW/6u		
			Emmen Weerdinge-Bargermeer 110 kV	IA, KA, ND			n-1
			Station Bargermeer 110 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
Zeyerveen - Beilen 110 kV, uitbreiding transportcapaciteit	> 2031	Studie	Zeyerveen-Beilen 110 kV	KA, ND		n-1	n-0

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.8

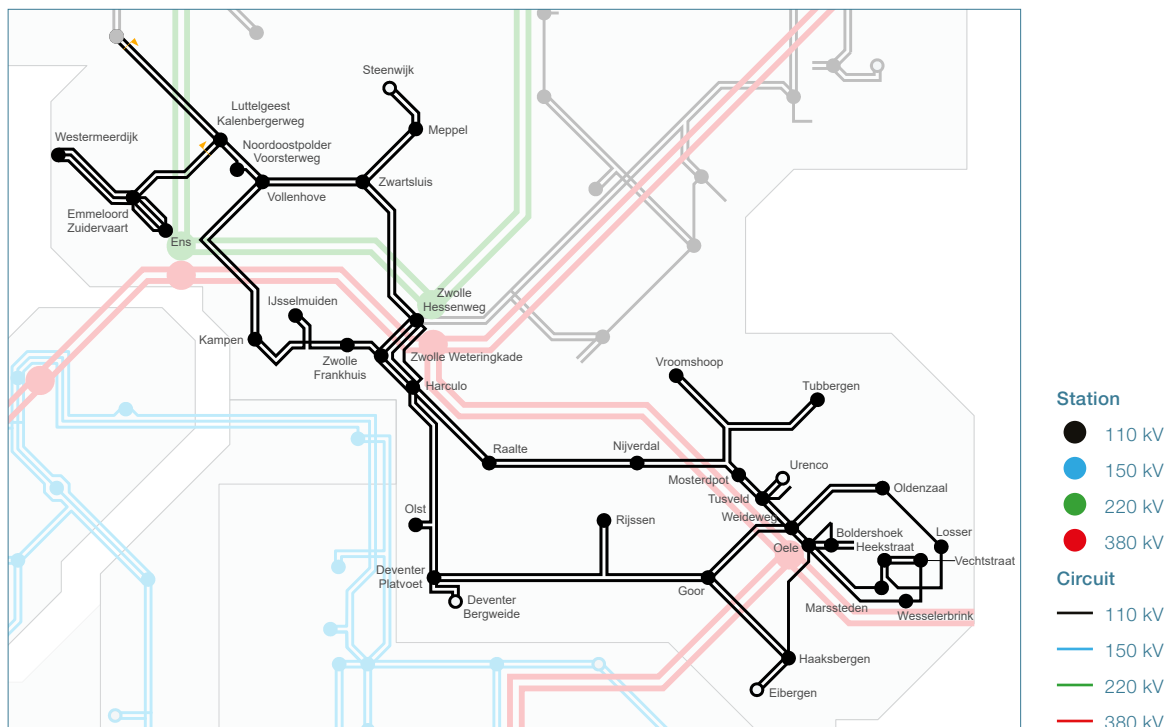
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Musselkanaal Zandberg 110 kV, stationsuitbreiding		On Hold
Winschoten 110 kV, railverlenging	2028	Studie
Delfzijl Weiwerd 110 kV, uitbreiding	2028	Studie

Tabel 5.9

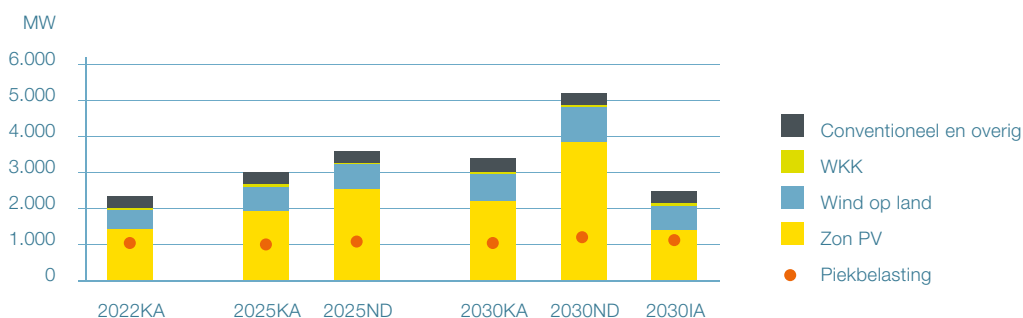
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Nieuwbouw 110/220 kV-station Eemshaven Midden
Groningen Hunze - Delfzijl Weiwerd 110 kV, fase 2

5.3.3 Overijssel en de Noordoostpolder

Figuur 5.9: Netkaart van het 110 kV-net Overijssel en de Noordoostpolder (per 1-1-2021)



Figuur 5.10: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Overijssel en de Noordoostpolder



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

In deelnet Overijssel en de Noordoostpolder is in het IP2022 ten opzichte van het IP2020 een stijging van duurzaam opwekvermogen en een marginale daling van het verbruik te zien. Dit zorgt voor een toename in aantal en ernst van knelpunten in uren met veel opwek (zonnige feestdagen) en een afname van knelpunten in verbruik uren (winteravonden). Verder verdwijnen er knelpunten op de lijncircuits in de ring van Noordwest-Overijssel, omdat er een netscheiding is toegepast op station Luttelgeest waardoor het opwekvermogen daar via een ander koppelpunt afgevoerd wordt. In de ring van Enschede verdwijnen de N-1 knelpunten door een lager verbruik in de toekomst op de stations in deze ring. In de driehoek tussen Almelo, Vroomshoop en Tubbergen ontwikkelen zich N-1 knelpunten door de RES opgave van de betrokken gemeentes.

Tabel 5.10

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Overijssel en de Noordoostpolder met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Zwolle Weteringkade 110 kV-station, seriespoelen plaatsen	2023	Realisatie	Zwolle Weteringkade - Zwolle Hessenweg 110 kV	KA		n-1	n-1
Pocket Goor 110 kV verb. HGLW-HGLO	2024	Realisatie	Hengelo Oele-Haaksbergen 110 kV	KA	n-1		
			Station Haaksbergen 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Goor-Rijssen 110 kV	KA	n-0		
Pocket Harculo 110KV Grid	2026	Realisatie	Harculo-Raalte 110 kV	KA	n-1		
			Raalte-Nijverdal 110 kV	KA	n-0		
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 4		kw	kw	kw
			Vertraagde afschakeling		kw	kw	kw
			Deventer Platvoet- Rijssen 110 kV	KA		n-1	
			Goor-Rijssen 110 kV	KA	n-0		
			Pocket Harculo 110kV, stationswerkzaamheden	2026	Realisatie	Harculo-Raalte 110 kV	KA
Raalte-Nijverdal 110 kV	KA	n-0					
Veroudering secundaire installaties prioriteit 4		kw	kw			kw	
Vertraagde afschakeling		kw	kw			kw	
Deventer Platvoet- Rijssen 110 kV	KA		n-1				
Pocket Goor	2026	Realisatie	Hengelo Oele-Haaksbergen 110 kV	KA	n-1		
			Station Enschede van Heekstraat 110 kV	KA	lk 3f		
			Station Haaksbergen 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
Pocket Almelo 110KV Grid	2028	Realisatie	Nijverdal-Almelo Mosterdpot 110 kV	KA	n-0		
			Almelo Tusveld-Hengelo Weideweg 110 kV	KA, ND		n-2	
			Station Almelo Mosterdpot 110 kV	KA	lk 3f		
Pocket Almelo 110 kV, stationswerkzaamheden	2028	Realisatie	Nijverdal-Almelo Mosterdpot 110 kV	KA	n-0		
			Almelo Tusveld-Hengelo Weideweg 110 kV	KA, ND		n-2	
Netaanpassing Luttelgeest stations	2028	Basis-ontwerp	Oudehaske-Lemmer 110 kV	KA, ND		n-1	n-1
Hengelo 380 kV, uitbreiding met 4 ^e 380/110 kV transformator	2028	Studie	Station Hengelo Oele 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Hengelo 380/110 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Station Hengelo 380 kV	KA			rail n-1
Ens 380 kV, 4 ^e trafo 110 kV	2028	Studie	Ens 380/110 kV-transformatoren	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
			Station Ens 110 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
Zwartsluis 110 kV, installatie railbeveiliging	2028	Studie	Station Zwartsluis 110 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
Zwolle Hessenweg 110 kV, installatie railbeveiliging	2028	Studie	Station Zwolle Hessenweg 110 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
Knelpunten deelnet Oele	2029	Studie	Hengelo Weideweg-Oldenzaal 110 kV	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
			Enschede Heekstraat-Losser 110 kV	KA, ND			n-2
			Enschede Marssteden-Hengelo Oele 110 kV	ND			n-2
			Enschede Vechtstraat-Enschede Wesselerbrink 110 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Enschede Wesselerbrink-Hengelo Oele 110 kV	ND			n-2
			Station Enschede 110 kV	KA	100 MW/6u		
Driehoek Twente 110 kV, opwaardering	2030	Studie	Tubbergen - Almelo Mosterdpot 110 kV	ND		n-1	n-1
			Vroomshoop-Tubbergen 110 kV	ND		n-1	n-1
			Vroomshoop - Almelo Mosterdpot 110 kV	ND		n-1	n-1

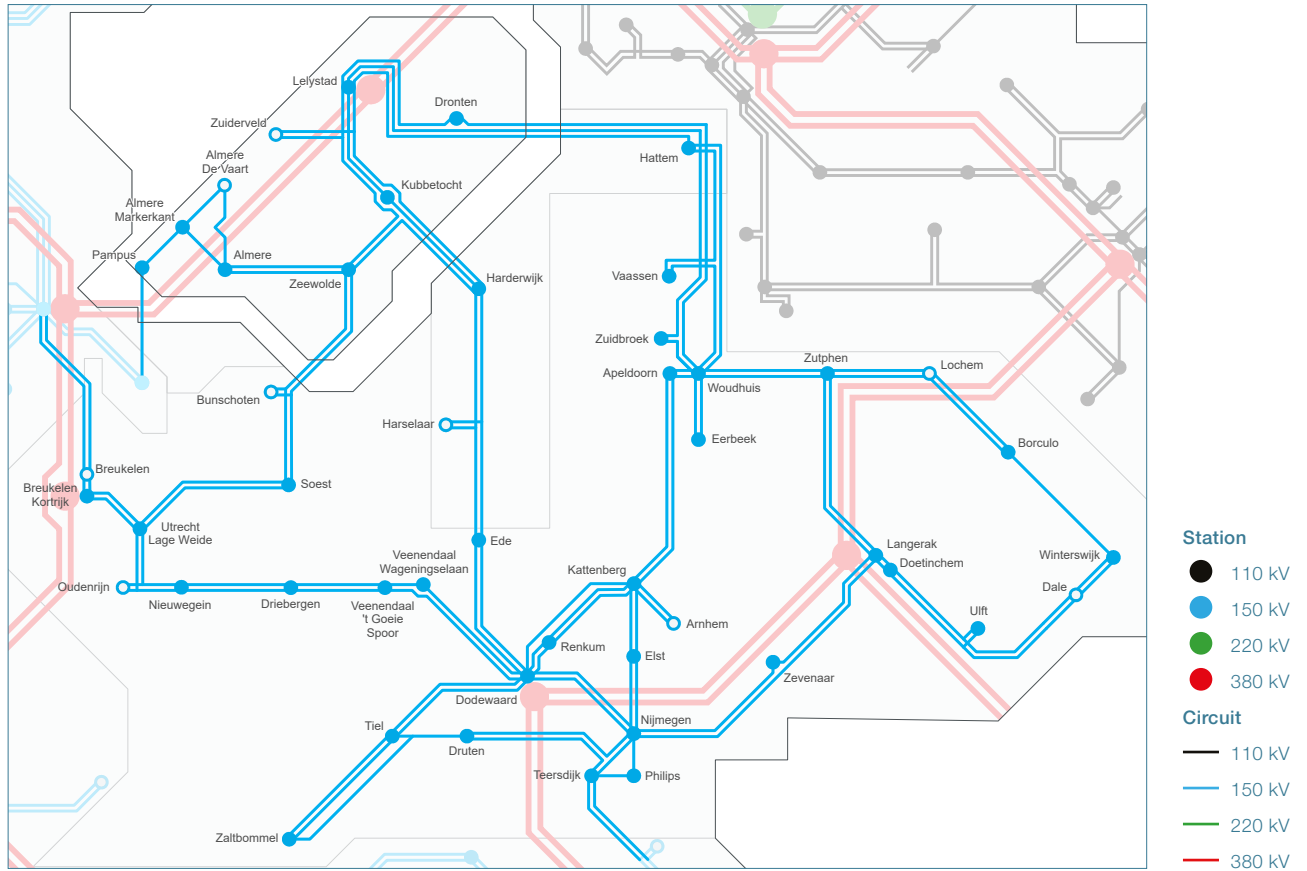
Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.11

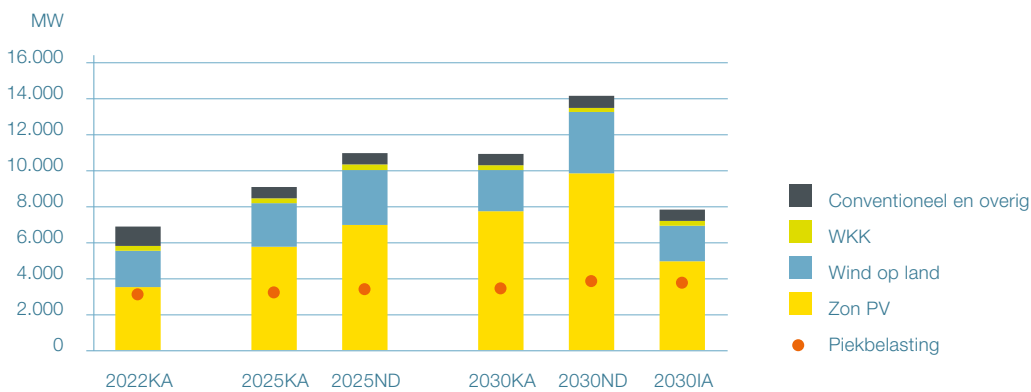
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Eibergen 110 kV, verandering RNB diepere netinvestering	2026	Basisontwerp

5.3.4 Flevoland, Gelderland en Utrecht

Figuur 5.11: Netkaart van het 150 kV-net Flevoland, Gelderland en Utrecht (per 1-1-2021)



Figuur 5.12: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Flevoland, Gelderland en Utrecht



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

In deelnet Flevoland-Gelderland-Utrecht is ten opzichte van het IP2020 een stijging van het aandeel windenergie te zien. Tevens is er een stijging in de belastingvraag waarneembaar. In de uren met veel opwek door windenergie neemt de ernst van de knelpunten toe. Ook zijn er enkele extra knelpunten geïdentificeerd die in het IP2020 nog niet waren. Deze ontstaan vaak in het verlengde van verbindingen waarop in het IP2020 reeds een knelpunt is geïdentificeerd. Dit onderschrijft de geïnitieerde projecten vanuit het IP2020 om tot loadpockets in het deelnet te komen.

Tabel 5.12

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Flevoland, Gelderland en Utrecht met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario('s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Splitsing FGU net	2023	Realisatie	Utrecht Lage Weide-Oudenrijn-Nieuwegein 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Breukelen Kortrijk 380/150 kV-transformator	IA, KA, ND	n-0	n-0	n-0
			Dodewaard 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-0	n-0
			Doetinchem 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Lelystad 380/150 kV transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
			Lelystad 380/150 kV transformator 414	IA, KA, ND			n-1
Oudenrijn, 150 kV-station Realisatie	2027	Studie	Utrecht Lage Weide-Oudenrijn-Nieuwegein 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Utrecht Lage Weide-Oudenrijn 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
Splitsing FGU 150 kV net fase 2 & 3	2029	Studie	Station Zutphen 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Kattenberg-Apeldoorn 150 kV	ND		n-2	n-1
			Apeldoorn-Woudhuis 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Breukelen Kortrijk 380/150 kV-transformator	IA, KA, ND	n-0	n-0	n-0
			Zeewolde-Bunschoten 150 kV	KA, ND	n-1	n-2	n-2
			Nieuwegein-Driebergen150 kV	KA, ND		n-1	n-0
			Driebergen-Veenendaal t Goeie Spoor 150 kV	KA, ND		n-2	n-0
			Dodewaard-Ede 150 kV	KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Nijmegen-Dodewaard 150 kV	ND			n-2
			Dodewaard 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-0	n-0
			Doetinchem-Langerak 150 kV	KA, ND		n-1	n-0
			Doetinchem 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Ede-Harselaar-Harderwijk 150 kV	KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Kattenberg-Renkum 150 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Zevenaar-Langerak 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad B 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Lelystad 380/150 kV transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
			Nijmegen-Zevenaar 150 kV	KA, ND			n-2
			Circuit Utrecht Lage Weide - Breukelen Kortrijk 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Woudhuis-Zutphen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Zeewolde-Zuiderveld-Lelystad 150 kV	ND			n-2
			Nijmegen-Zevenaar 150 kV	KA		100 MW/6u	100 MW/6u
			Dodewaard-Veenendaal t Goeie Spoor 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1
			Dodewaard-Veenendaal Wageningselaan 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1
			Hatterm-Vaassen 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
			Woudhuis-Hatterm 150 kV	KA, ND		n-1	n-1
			Lelystad - Dronten Olsterpad 150 kV	ND			n-1
			Lelystad 380/150 kV transformator 414	IA, KA, ND			n-1
			Veenendaal Wageningselaan-Veenendaal t Goeie Spoor 150 kV	KA, ND			n-1
			Vaassen-Woudhuis 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-2
Zeewolde-Harderwijk 150 kV	IA, KA, ND			n-2			
Versterking 150 kV Rivierenland omg. Tiel/Zaltbommel	2029	Studie	Dodewaard-Tiel 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Druten-Tiel-Zaltbommel 150 kV	KA, ND			n-2
Utrecht Lage Weide - Soest 150 kV kabelverbinding vervangen	2030	Studie	Utrecht Lage Weide-Soest 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.13

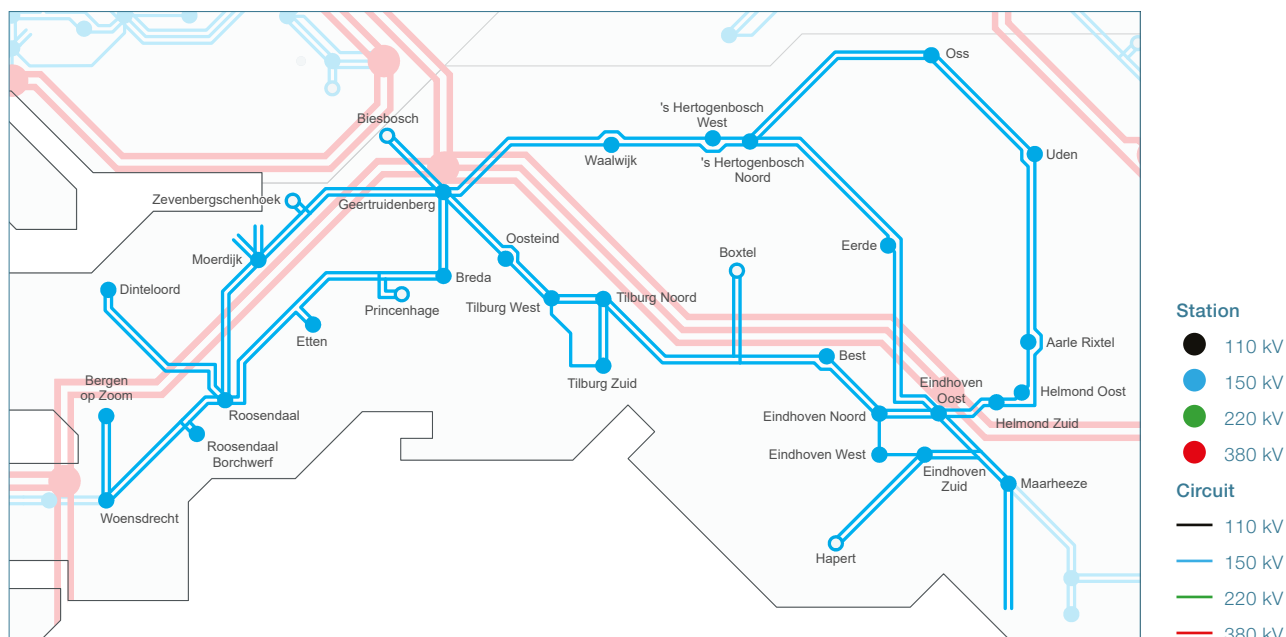
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Zuilichem 150 kV nieuw station		On Hold
Oosterhout 150 kV inrichten station	2024	Realisatie
Amersfoort-Noord 150 kV, nieuw 150 kV station	2028	Studie

Tabel 5.14

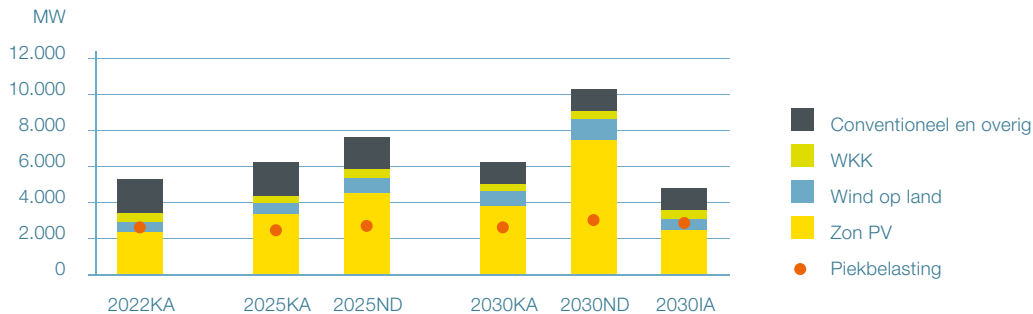
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Tiel-Zaltbommel 150 kV, uitbreiding 150 kV 3 ^o kabelcircuit
Railbeveiliging 150 kV Tiel en Druten

5.3.5 Noord-Brabant

Figuur 5.13: Netkaart van het 150 kV-net Noord-Brabant (per 1-1-2021)



Figuur 5.14: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Noord-Brabant



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De geconstateerde knelpunten voor het IP2022 in het deelnet Noord-Brabant zijn vooral gedreven door decentrale opwek zoals zon PV en wind op land. De reeds geconstateerde knelpunten uit IP2020 blijven actueel. Bovendien ontstaat er een nieuw knelpunt op de verbinding nabij Etten. Door de snellere groei van duurzame opwek ontstaan de knelpunten in eerdere steekjaren dan in IP2020 voorzien. Daarnaast ontstaan knelpunten door west-oost transport als gevolg van de hoeveelheid conventionele en duurzame opwek in Zeeland en in het westen van de provincie. In het IP2020 zijn projecten gedefinieerd die het 150 kV-net in Noord-Brabant opknippen in vijf kleinere deelnetten (loadpockets) met elk een eigen 380 kV-voeding. Verder wordt het net in Noord-Brabant ontkoppeld van het net in Zeeland. Hiervoor zijn nieuwe 380 kV-stations en koppelingen met het 150 kV-net noodzakelijk rond Tilburg, Halsteren (Bergen op Zoom) en Wijchen. Daarnaast wordt het bestaande station Geertruidenberg verzaaid door transformatoren bij te plaatsen.

Tabel 5.15

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Noord-Brabant met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
TBN-Best, opwaardering transport-capaciteit naar 2 x 310 MVA	2024	Realisatie	Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg Noord - Best150 kV, veroudering lijn		kw	kw	kw
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
Waalwijk 150 kV, inlusen tweede circuit en uitbreiden naar dubbelrail	2024	Realisatie	Veroudering secundaire installaties prioriteit 2		kw	kw	kw
			Vertraagde afschakeling		kw	kw	kw
			Station Waalwijk 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Geertruidenberg-Waalwijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg-s Hertogenbosch West 150 kV	KA	n-1		
Etten 150 kV, uitbreiding naar dubbelrail	2024	Realisatie	Veroudering meettransformatoren		kw	kw	kw
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 2		kw	kw	kw
			Vertraagde afschakeling		kw	kw	kw
			Kwaliteit meettransformatoren Balteau QDR/TBV		kw	kw	kw
Tilburg Noord - Best 150 kV substation	2024	Realisatie	Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg Noord - Best150 kV, veroudering lijn		kw	kw	kw
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
Woensdrecht - Bergen op Zoom 150 kV substation	2024	Realisatie	Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
Ombouw aardingsstelsel Zuid-Nederland	2025	Realisatie	Station Maasbracht 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Borssele - Terneuzen - Westdorpe 150 kV	KA			100 MW/6u
			Geertruidenberg-Zevenbergschenhoek-Moerdijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Diefstal van bliksemdraad		kw	kw	kw
			Haps-Boxmeer-Venray 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Born-Maasbracht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Geertruidenberg-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Tilburg Noord - Best150 kV, veroudering lijn		kw	kw	kw
			Veroudering Petersenspoelen		kw	kw	kw
			Borssele - Terneuzen 150 kV	KA	kw	kw	kw
			Station Tilburgen Noord 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg Noord 150 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Geertruidenberg 380/150 kV-transformatoren	KA	n-1	n-0	n-1
			Station Maasbracht 380 kV	KA			rail n-1
			Zuid Limburg		pq	pq	pq
			Venray-Boxmeer 150 kV	ND			n-0
			Station Eindhoven Noord 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Oosteind 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg West 150 kV	KA			lk 3f
			Station Maasbracht 150 kV	KA			rail n-1
			Kelpen-Nederweert 150 kV	ND			n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

			Maasbracht 380/150 kV-transformatoren	ND			n-0
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
			Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Eindhoven 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND			n-1
			Eindhoven Zuid-Hapert 150 kV	ND		n-1	n-1
			Geertruidenberg-Oosteind 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg-Waalwijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Waalwijk-s Hertogenbosch Noord 150 kV	KA, ND		n-2	
			Oosteind-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Tilburg West-Tilburg Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Station Maarheeze (incl. Budel) 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Tilburg West-Tilburg Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-1
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1
			Station Oosteind 150 kV	KA			rail n-1
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-2
			Station Maasbracht 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Station Oosteind 150 kV	KA			100 MW/6u
Woensdrecht - Bergen op Zoom 150 kV kabel uitbreiding	2028	Realisatie	Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
Eerde 150 kV, uitbr. met 2 velden AIS en inlussen nevencircuit	2028	Realisatie	Station Eerde 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
Geertruidenberg 150 kV, verzwaren rail ivm overschrijden kortsluitvastheid	2028	Basis-ontwerp	Station Geertruidenberg 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
Eindhoven-Oost - Maarheeze 150 kV, uitbreiding transport-capaciteit	2029	Basis-ontwerp	Maarheeze-Eindhoven Oost-Eindhoven Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Station Maarheeze (incl. Budel) 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
Boxmeer 150 kV, uitbreiden en reconstructie station	2030	Basis-ontwerp	Station Maasbracht 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
			Boekend-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
			Station Maasbracht 380 kV	KA			rail n-1
			Station Maasbracht 150 kV	KA			rail n-1
			Belfeld-Blerick 150 kV	ND			n-1
			Buggenum-Belfeld 150 kV	ND			n-0
			Boxmeer 380/150 kV-transformator	ND			n-0
			Boekend-Californie 150 kV	ND			n-1
			Boekend-Horst 150 kV	ND			n-1
			Maalbroek-Beersdal 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Beersdal-Terwinselen 150 kV	KA, ND			n-2
			Maasbracht-Buggenum 150 kV	ND			n-2
			Buggenum-Maalbroek 150 kV	ND			n-1
			Californie-Venray 150 kV	ND			n-1
			Maasbracht-Graetheide 150 kV	ND			n-0
			Graetheide-Schoonbron-Terwinselen 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Horst-Venray 150 kV wit	ND			n-1
			Terwinselen-Schoonbron-Limmel 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Maasbracht 380/150 kV-transformatoren	ND			n-0
			Buggenum-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
			Station Maasbracht 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

			Station Maasbracht 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Station Boxmeer 380 kV	KA	rail n-2	rail n-2	rail n-2
Helmond Oost 150 kV, Inlussen tweede circuit	2028	Studie	Aarle Rixtel-Helmond Oost 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Aarle Rixtel-Helmond Oost 150 kV	ND			n-1
WW - HTW - HTN150, dwarsregeltransformator	2029	Studie	Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Geertruidenberg-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Station Tilburgen Noord 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg Noord 150 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Geertruidenberg 380/150 kV-transformatoren	KA	n-1	n-0	n-1
			Station Eindhoven Noord 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Oosteind 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg West 150 kV	KA			lk 3f
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Eindhoven 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND			n-1
			Geertruidenberg-Oosteind 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Geertruidenberg-Waalwijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Waalwijk-s Hertogenbosch Noord 150 kV	KA, ND		n-2	
			Oosteind-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Tilburg West-Tilburg Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg West-Tilburg Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
Eindhoven Noord-Eindhoven Oost 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1			
Bergen op Zoom - Kijkuit - Dinteloord 150 kV, Nieuwe verbinding	2029	Studie	Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
			Woensdrecht-Bergen op Zoom 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1
Best 150 kV, uitbreiding naar dubbelrail	2030	Studie	Tilburg Noord-Boxtel-Best 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Geertruidenberg-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Station Tilburgen Noord 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg Noord 150 kV	KA	rail n-1	rail n-1	rail n-1
			Station Eindhoven Noord 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Eindhoven Oost 150 kV	KA		lk 3f	lk 3f
			Station Oosteind 150 kV	KA			lk 3f
			Station Tilburg West 150 kV	KA			lk 3f
			Tilburg Noord-Boxtel-Eindhoven Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Eindhoven 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND			n-1
			Geertruidenberg-Oosteind 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Oosteind-Tilburg West 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Tilburg West-Tilburg Noord 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Tilburg West-Tilburg Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-2	n-2	n-2
Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-1			
Station Eindhoven Oost 150 kV	KA			rail n-2			
Eindhoven Noord-Eindhoven Oost 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1			
EHVZ - HPT150, 3 ^e circuit en 150 kV-station Hapert	> 2031	Studie	Eindhoven Zuid-Hapert 150 kV	ND		n-1	n-1
Etten 150 kV, inlussen nevencircuit	> 2031	Studie	Station Etten 150 kV	KA			100 MW/6u

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.16

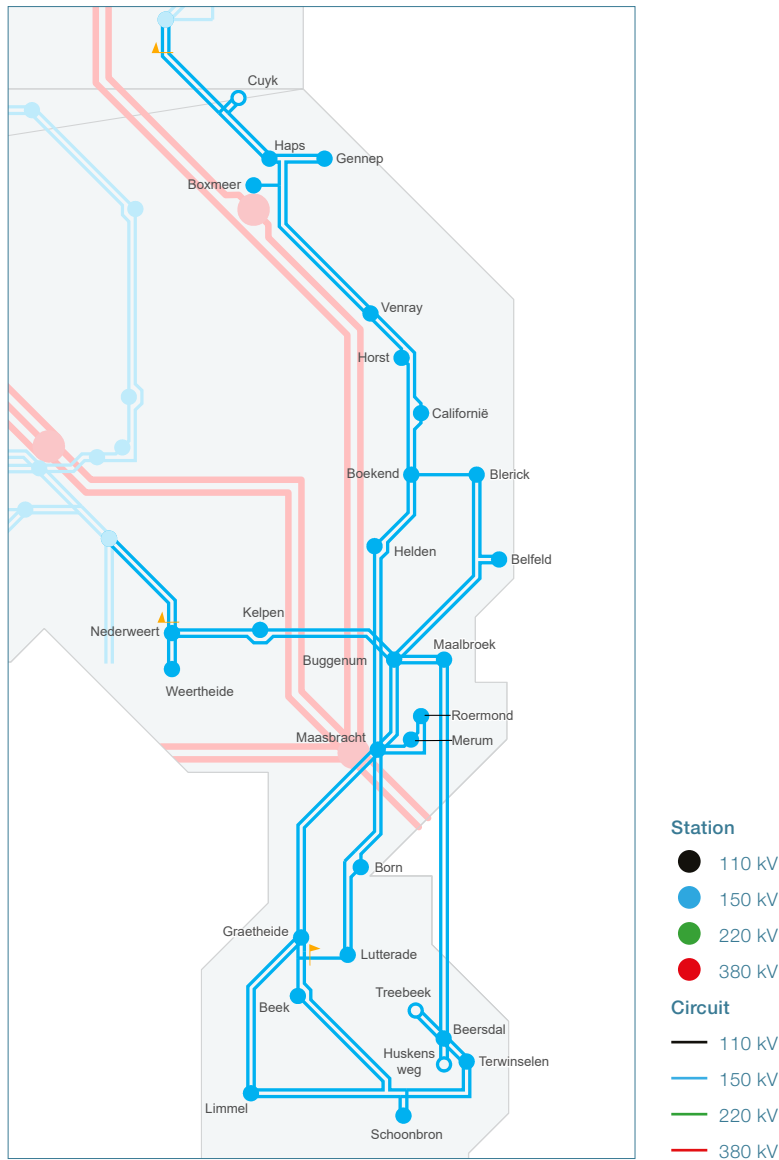
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Oirschot 150 kV, nieuw 150 kV-station	2030	Studie

Tabel 5.17

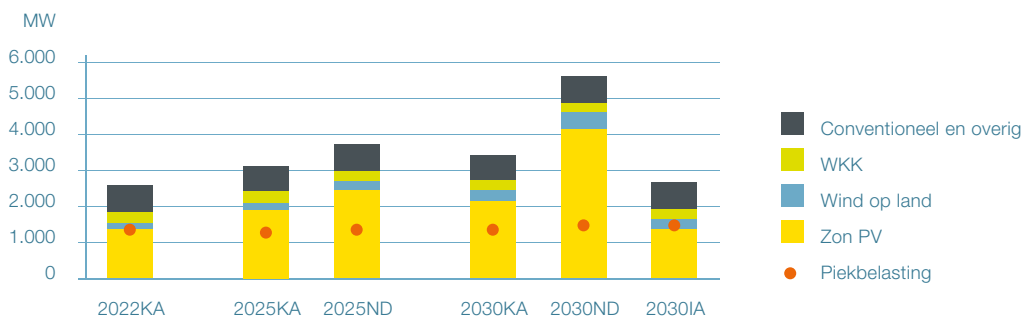
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Roosendaal 150 kV, diepere netinvestering t.b.v. nieuw veld Enexis

5.3.6 Limburg

Figuur 5.15: Netkaart van het 150 kV-net Limburg (per 1-1-2021)



Figuur 5.16: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Limburg



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De geconstateerde knelpunten voor IP2022 in het deelnet Limburg zijn vooral gedreven door zon PV opwek, waar ze in het verleden vooral belasting gedreven waren. De opwekprognoses van de regionale netbeheerder zijn substantieel hoger dan in het vorige IP. Hierdoor zijn de knelpunten die in het IP2020 reeds geconstateerd werden nu groter en ontstaan ze vaak in een eerder steekjaar. Naast duurzame productie speelt ook elektrificatie van de industrie bij het Chemelot-terrein een rol in het ontstaan van knelpunten. De exacte omvang hiervan is echter nog niet bekend. In het IP2020 zijn projecten gedefinieerd die het 150kV-net in Limburg opknippen in drie kleinere deelnetten met elk een eigen 380 kV-voeding. Hiervoor is het noodzakelijk om een nieuw 380 kV-station Graetheide te bouwen en de 150 kV-verbinding tussen Maasbracht en Graetheide naar 380 kV te herstellen. Het 380 kV- en het 150 kV-station bij Boxmeer moeten worden uitgebreid tot volwaardige stations. Deze projecten stonden reeds in IP2020.

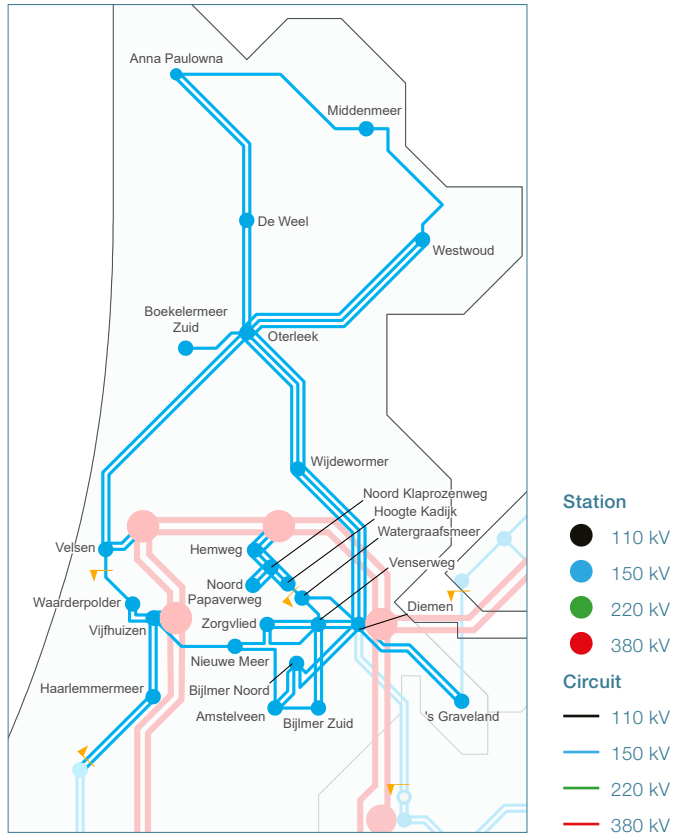
Tabel 5.18

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Limburg met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Haps - Boxmeer - Venray 150, uitval en schade door niet voldoen aan A-criterium	2024	Realisatie	Haps-Boxmeer-Venray 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Venray-Boxmeer 150 kV	ND		n-0	
			Station Boxmeer 150 kV	KA	rail n-2	rail n-2	
Maasbracht-Born-Lutterade 150 kV, opwaardering capaciteit verbinding	2028	Realisatie	Born-Maasbracht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
Born – Graetheide, aanleg nieuwe 150kV-kabelverbinding	2025	Basis-ontwerp	Born-Maasbracht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Zuid Limburg		pq	pq	pq
Boxmeer-Venray 150 kV, 3 ^o ondergrondscircuit	2028	Basis-ontwerp	Venray-Boxmeer 150 kV	ND			n-0
Blerick – Belfeld – Buggenum 150kV, opwaarderen capaciteit van de verbinding	2030	Studie	Belfeld-Blerick 150 kV	ND			n-1
			Buggenum-Belfeld 150 kV	ND			n-0
			Buggenum-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
			Boekend-Blerick 150 kV	ND		n-1	n-0
Schoonbron 150 kV, volwaardig station met inlusing Limmel – Beek – Terwinselen	2030	Studie	Graetheide-Schoonbron-Terwinselen 150 kV	IA, KA, ND			n-2
			Terwinselen-Schoonbron-Limmel 150 kV	IA, KA, ND			n-2
Buggenum - Nederweert 150 kV, 3 ^o circuit	> 2031	Studie	Kelpen-Nederweert 150 kV	ND			n-1

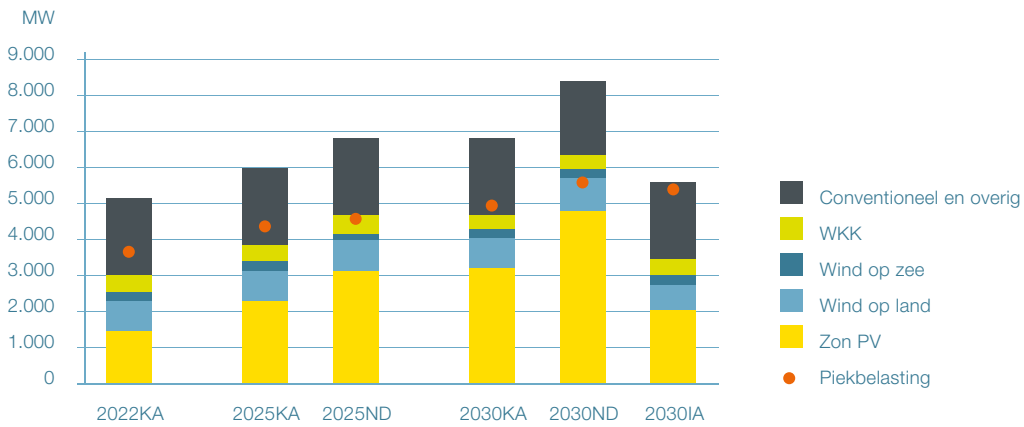
Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

5.3.7 Noord-Holland

Figuur 5.17: Netkaart van het 150 kV-net Noord-Holland (per 1-1-2021)



Figuur 5.18: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Noord-Holland



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De knelpunten in het deelnet Noord-Holland zijn belasting-gedreven knelpunten. Ten opzichte van het IP2020 is er onderscheid te maken tussen de kop van Noord-Holland en het zuidelijke deel van de provincie, de omgeving Amsterdam. In de kop van Noord-Holland zijn de knelpunten nagenoeg gelijk gebleven en het lopende project voor de netversterking in de kop van Noord-Holland is hiermee wederom onderbouwd. Aan de andere kant zijn de knelpunten in de omgeving Amsterdam toegenomen ondanks de verzwaring van de 150 kV-verbinding Vijfhuizen – Nieuwe Meer en de netsplitsing nabij 150 kV-station Zorgvlied die in steekjaar 2025 gereed is. Door een sterke groei van de belasting in het stedelijke gebied van Amsterdam zijn veel knelpunten die in het IP2020 bekend waren groter geworden qua overbelasting en aantal uren. In een gezamenlijke studie met Liander en de gemeente Amsterdam worden omvangrijke netuitbreidingen met nieuwe hoogspanningsstations in de omgeving van Amsterdam onderzocht. Deze stations zullen in de grote belastingvraag kunnen voorzien en daarmee de knelpunten kunnen voorkomen. Voor IP2022 zijn deze projecten derhalve geïnitieerd.

Tabel 5.19

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Noord-Holland met onderliggende knelpunten								
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030	
					Risico	Risico	Risico	
Oterleek-Zijdwind 150kV, kabelverbinding met velden aan weerszijden	2023	Realisatie	Middenmeer-Westwoud 150kV	IA, KA, ND		n-2	n-1	
Verbinding Middenmeer - De Weel 150 kV	2024	Realisatie	Middenmeer-Westwoud 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1	
Uitbreiding met kabelvelden stations Vijfhuizen en Nieuwemeer 150 kV	2024	Realisatie	Station Diemen 380 kV	KA			rail n-2	
			Velsen-Beverwijk 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1	
			Amstelveen-Bijlmer Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-1		n-1	
			Venserweg 150 kV	KA	lk 3f			
			Diemen 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0	
			Station Watergraafsmeer 150 kV	KA		lk 3f		
			Venserweg-Bijlmer Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1	
			Watergraafsmeer-Venserweg 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1	
			Watergraafsmeer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0	
			Velsen-Beverwijk 150 kV	ND			n-2	
Vijfhuizen - Nieuwe Meer, 150 kV Kabelverbinding	2024	Realisatie	Station Diemen 380 kV	KA			rail n-2	
			Velsen-Beverwijk 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1	
			Amstelveen-Bijlmer Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-1		n-1	
			Venserweg 150 kV	KA	lk 3f			
			Diemen 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0	
			Station Watergraafsmeer 150 kV	KA		lk 3f		
			Venserweg-Bijlmer Zuid 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1	
			Watergraafsmeer-Venserweg 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1	
			Watergraafsmeer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0	
Oostzaan 150 kV, nieuw station	2026	Realisatie	Hemweg-Oostzaan 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0	
			Amsterdam Noord Klaprozenweg-Amsterdam Hemweg 150 kV	IA, KA, ND		n-2	n-1	

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel loopt door op volgende pagina

Netverzwaring Velsen-Beverwijk-Oterleek (150 kV)	2026	Basis-ontwerp	Wijdewormer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
			Oterleek-Wijdewormer 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-1
			Velsen-Oterleek 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	
			Beverwijk 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND	n-1		n-0
			Velsen - Beverwijk 150 kV	IA, KA, ND	n-1		n-0
150 kV-station Rijsenhout	2027	Basis-ontwerp	Haarlemmermeer-Vijfhuizen 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Haarlemmermeer-Vijfhuizen 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1
Basisweg 150 kV, nieuw 150 kV-station	2029	Studie	Oostzaan 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
Bijlmer Oost 2 150 kV, nieuw 150 kV-station	2029	Studie	Watergraafsmeer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Station Venserweg 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
			Velsen-Beverwijk 150 kV	KA			rail n-1
			Diemen-Bijlmer Noord 150 kV	KA, ND		n-1	n-0
Westpoort 150 kV, nieuw 150 kV-station	2029	Studie	Oostzaan 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
Vijfhuizen 150 kV, uitbreiden met 4 ^e koppeltransformator	2030	Studie	Vijfhuizen 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
Spaarndam, nieuw 150 kV-station	> 2031	Studie	Oostzaan 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-2	n-0
			Vijfhuizen 380/150 kV-transformatoren	KA, ND		n-1	n-0
			Station Vijfhuizen 380 kV	KA			rail n-2
			Station Vijfhuizen 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
Weesp 150 kV, nieuw station	> 2031	Studie	Diemen 380/150 kV-transformatoren	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Watergraafsmeer-Diemen 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0
			Velsen-Beverwijk 150 kV	ND			n-2
			Station Venserweg 150 kV	KA		rail n-1	rail n-1
			Velsen-Beverwijk 150 kV	KA			rail n-1
			Diemen-Bijlmer Noord 150 kV	KA, ND		n-1	n-0

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.20

Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen

Projectnaam	IBN	Fase
Oterleek 150 kV kabelveld Oterleek-De Weel	2023	Realisatie
Nieuwe Meer 150 kV, uitbreiden met een nieuwe 150 kV-installatie	2027	Studie
Zeeburgereiland 150 kV nieuw 150 kV station	2028	Studie
150 kV station Amstelveen en Amstelveen-Zuid	2029	Studie
Havenstad 2 150 kV, nieuw 150 kV-station	2029	Studie
A4-Zone 150 kV, uitbreiden met een tweede 150 kV-station	2030	Studie
Buikslotermeer 150 kV, nieuw 150 kV-station	2030	Studie
Bijlmer Oost 1 150 kV, nieuw 150 kV-station	2030	Studie
Hollands-Kroon 150 kV, nieuw station	2030	Studie

Tabel 5.21

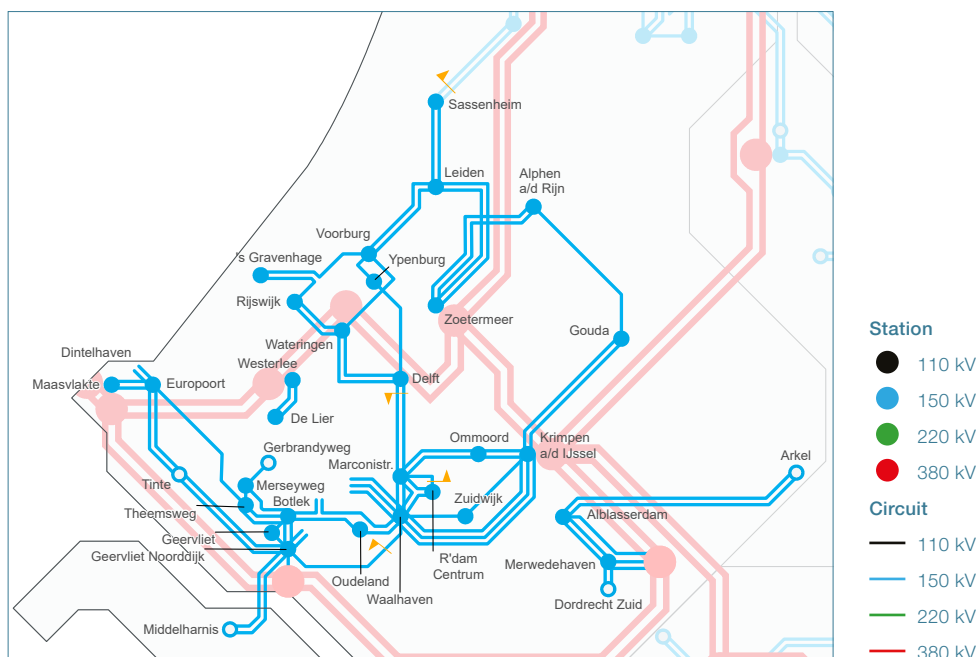
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021

Noord Klapprozenweg - Hoogte Kadijk 150 kV, opwaarderen transportcapaciteit

Middenmeer - Anna Paulowna, nieuwe 150 kV-verbinding

5.3.8 Zuid-Holland

Figuur 5.19: Netkaart van het 150 kV-net Zuid-Holland (per 1-1-2021)



Figuur 5.20: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Zuid-Holland



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

De capaciteitsknelpunten in deelnet Zuid-Holland zijn grotendeels gerelateerd aan de verduurzamingsplannen (elektrificatie) van de industrie in de Rotterdamse haven. Zoals enkele jaren geleden uitgewerkt in de visie voor de Rotterdamse haven is als oplossingsrichting voor de knelpunten een opdeling in kleine deelnetten (loadpockets) voorzien. Om deze structuur te kunnen realiseren zijn meer 380/150 kV transformatoren voorzien en is een verzwaring van het 150 kV-net nodig. Deze projecten zijn reeds opgenomen in IP2020. Van een deel van de projecten zijn investeringsvoorstellen intern goedgekeurd en deze zijn in basisontwerp fase. Een aantal projecten bevindt zich nog in de studiefase (technische en planologische haalbaarheid in onderzoek). Aangezien geen van de projecten in de Rotterdamse haven al in realisatie is, blijven de knelpunten in IP2022 zichtbaar. De uitlopers Rotterdam Centrum en Alblasserdam zijn gemitigeerd middels de aanleg van de 150 kV kabelcircuits Rotterdam Marconistraat - Rotterdam Centrum en Crayestein - Alblasserdam.

Tabel 5.22

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Zuid-Holland met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Europoort 150 kV, opwaard. kortsluitvastheid	2027	Basis-ontwerp	Station Europoort 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Veroudering overspanningsafleiders		kw	kw	kw
			Veroudering muur- en dakdoorvoeringen		kw	kw	kw
Oudeland, realisatie 150 kV-station	2027	Basis-ontwerp	Station Rotterdam Waalhaven-Vondelingenweg 150 kV	KA	100 MW/6u	100 MW/6u	100 MW/6u
			Botlek - Vondelingenweg 150 kV	ND			n-1
			Rotterdam Waalhaven - Vondelingenweg 150 kV	ND			n-0
			Botlek - Oudeland 150 kV	ND			n-2
Verplaatsen klantaansluiting van uitloper Merseyweg	2028	Basis-ontwerp	Station Merseyweg 150 kV	KA	kw	kw	kw
Marconistraat 150 kV, aanbrengen railbeveiliging	2031	Basis-ontwerp	Station Rotterdam Marconistraat 150 kV	KA	rail n-1		
Botlek- Geervliet Noorddijk 150 kV, verzwaren 4 circuits naar 500 MVA per stuk	2028	Studie	Station Botlek 150 kV	KA	lk 3f	lk 3f	lk 3f
			Maasvlakte - Europoort 150 kV	IA, ND		n-2	n-1
			Maasvlakte - Europoort 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-0	n-0
			Botlek - Geervliet Noorddijk 150 kV	ND		n-1	n-0
			Maasvlakte 380/150 kV-transformatoren	ND		n-2	n-0
			Simonshaven 380 kV/150 kV-transformator	ND		n-2	n-0
			Europoort - Theemsweg 150 kV	IA, ND		n-1	n-1
			Botlek - Geervliet 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-0	n-0
Geervliet - Geervliet Noorddijk 150 kV	IA, KA, ND		n-1	n-0			
Aanleg derde 150 kV circuit Alblasserdam – Arkel	2029	Studie	Alblasserdam-Arkel 150 kV	KA			100 MW/6u
Verzwaren 150 kV-verbinding Geervliet Noorddijk-Middelharnis	> 2031	Studie	Geervliet Noorddijk - Middelharnis 150 kV	IA, KA, ND	n-1	n-1	n-1

Op pagina 89 staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.23

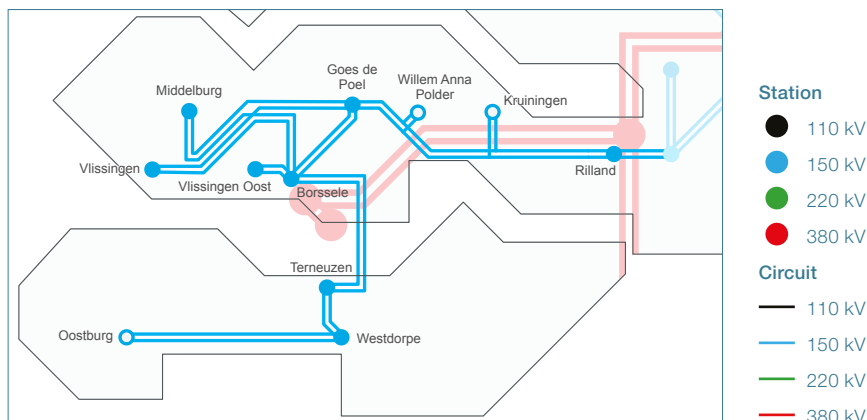
Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Zuidplaspolder 150 kV station Zevenhuizen	2026	Realisatie
Merwedeweg 150 kV, nieuw station	2029	Studie
Nieuw 150 kV-station Leiden-Oost	2031	Studie

Tabel 5.24

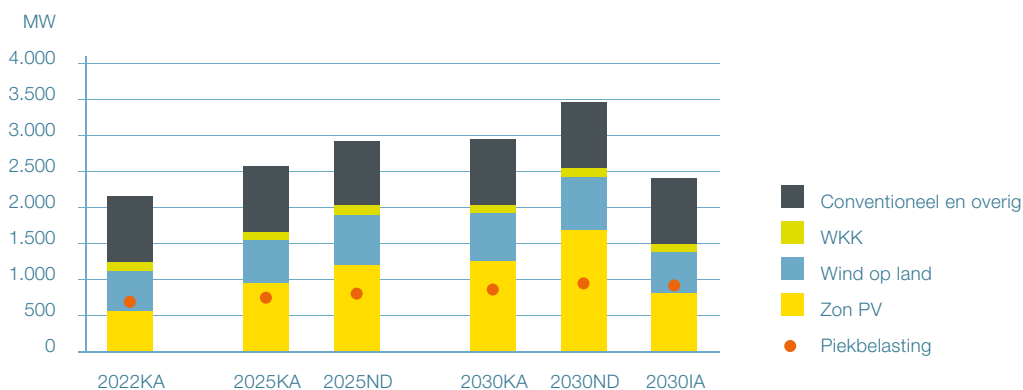
Afgeronde uitbreidingsinvesteringen in 2020 en 2021
Dordrecht Merwedehaven - Alblasserdam, uitbreiding met een 3 ^e circuit

5.3.9 Zeeland

Figuur 5.21: Netkaart van het 150 kV-net Zeeland (per 1-1-2021)



Figuur 5.22: Ontwikkeling productievermogen en piekbelasting in het deelnet Zeeland



Netontwikkeling van IP2020 naar IP2022

In het deelnet Zeeland is een toename zichtbaar van het duurzaam opgesteld productievermogen (o.a. Zon-PV en Wind op Land) in vergelijking met de verwachting uit IP2020. Dit zorgt voor een toename van overbelasting in zowel het aantal uren als in de mate van overschrijding bij de reeds eerder geconstateerde knelpunten. In IP2020 zijn projecten geïnitieerd als oplossing voor deze knelpunten. Deze projecten zijn – vanwege de fase waarin deze projecten zich bevinden – niet meegenomen in de berekeningen voor IP2022. Hierdoor blijven de knelpunten in alle steekjaren en in alle scenario’s zichtbaar. Op Zeeuws-Vlaanderen is zowel in IP2020 als in IP2022 rekening gehouden met een aanzienlijke belastinggroei als gevolg van elektrificatie van de industrie (P2H). In het IP2020 is destijds een oplossing op 150 kV-netvlak voorgesteld. Op basis van de berekeningen voor IP2022 is vastgesteld dat de oplossing op het 150 kV-netvlak niet voldoet en daarom wordt nu een oplossing op 380 kV-netvlak nader onderzocht.

Tabel 5.25

Uitbreidingsinvesteringen in het deelnet Zeeland met onderliggende knelpunten							
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op	In scenario(s)	2022	2025	2030
					Risico	Risico	Risico
Versterken 150 kV-net Zeeuws-Vlaanderen	2025	Realisatie	Borssele - Terneuzen - Westdorpe 150 kV	KA			100 MW/6u
			Borssele - Terneuzen 150 kV	KA	kw	kw	kw
Versterken Zeeuws-Vlaanderen 150 kV Substation	2025	Realisatie	Borssele - Terneuzen 150 kV	KA	kw	kw	kw
Goes-de Poel 150 kV, verzwaren componenten ivm overschrijden kortsluitvastheid	2024	Basis-ontwerp	Goes de Poel 150 kV	KA			lk 3f
150 kV-netuitbreiding Schouwen-Duiveland & Tholen	2028	Basis-ontwerp	Roosendaal-Roosendaal Borchwerf-Woensdrecht 150 kV	KA, ND	n-1	n-1	n-0
			Breda-Princenhage-Roosendaal 150 kV	KA, ND	n-2	n-2	n-1
			Station Geertruidenberg 150 kV	KA			rail n-1

Hieronder staat een legenda met een verklaring van de gebruikte kleuren en afkortingen

Tabel 5.26

Klantgedreven uitbreidingsinvesteringen		
Projectnaam	IBN	Fase
Terneuzen 150 kV, diepe netinvestering	2025	Studie

Legenda bij tabellen uitbreidingsinvesteringen

IBN

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

Scenario's

KA = Klimaatakkoord

ND = Nationale drijfveer

IA = Internationale ambitie

Risicocategorie kleuren

■ <0,01

■ 0,01-0,1

■ 0,1-1

■ 1-10

■ 10-100

■ 100-1.000

Risicocategorie

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

lk = kortsluitvastheid 1- of 3-fase

pq = power quality (spanningskwaliteit)

kw = kwaliteitsknelpunt

6 Projecten Rijkscoördinatiereregeling (RCR)



Op grond van artikel 20a van de Elektriciteitswet is op alle uitbreidingsinvesteringen op het 380 kV- en 220 kV-net in principe de RCR-procedure van toepassing. Bij de initiatie van een nieuw project is het veelal nog niet zeker of redelijkerwijs valt te verwachten dat toepassing van de RCR-procedure de besluitvorming zal versnellen of dat er mogelijk andere voordelen aan zijn verbonden. Wanneer TenneT een RCR-procedure niet noodzakelijk acht, vraagt zij hiervoor ontheffing aan bij EZK.

Dit hoofdstuk beschrijft de projecten waarvoor de Rijkscoördinatieregeling van toepassing is (RCR-projecten) en die beschikken over een Gate 2 document, dus in de realisatiefase zijn. RCR-projecten zijn grootschalige, kapitaalintensieve uitbreidingen van het net. Meestal zijn deze projecten erop gericht om de belangrijkste capaciteitsknelpunten in het 380 kV- en 220 kV-net op te lossen en aanpalende capaciteitsknelpunten op de 150 kV- en 110 kV-net te mitigeren. De projecten zijn van nationaal belang of Europees belang. Het komt af en toe voor dat een uitbreidingsinvestering in het 150 kV- of 110 kV-net dusdanig complex is, dat op verzoek van TenneT hierop door het ministerie van EZK de RCR-procedure van toepassing is verklaard.

Op dit moment werkt TenneT aan vier RCR-projecten: Noord-West 380 kV (NW380), Zuid-West 380 kV (ZW380), Beter Benutten Bestaande 380 kV (BB380) en Netversterking Friesland 110 kV (NF110). Deze projecten worden in paragraaf 6.1 tot en met 6.4 besproken.

6.1 Noord-West 380 kV, fase 1 (NW380)

Voor meer details wordt verwezen naar het inpassingsplan dat op 7 december 2017 is vastgesteld.

Nut en noodzaak

Eemshaven is vanwege de ligging aan de kust in het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEVIII) aangewezen als één van de belangrijke productielocaties voor elektriciteit en aanlanding van offshore windenergie. De afgelopen jaren zijn in Eemshaven nieuwe elektriciteitscentrales gebouwd met een totaal vermogen van 3.000 MW. Ook is er een windpark op zee aangesloten. Eemshaven is daarmee één van de belangrijkste locaties voor elektriciteitsproductie in Nederland. Eemshaven is daarnaast een belangrijk schakelpunt geworden in het internationale elektriciteitsnet, vanwege een verbinding met Noorwegen (NorNed) en met Denemarken (COBRACable).

Deze ontwikkelingen leiden tot knelpunten in de afvoer van het opgewekte en geïmporteerde vermogen vanuit Eemshaven. Capaciteitsknelpunten bestaan onder andere op de verbindingen Eemshaven-Eemshaven Oudeschip, Eemshaven-Vierverlaten, Ens-Lelystad en Diemen-Lelystad.

Om deze capaciteitsknelpunten op te lossen, moet de transportcapaciteit tussen de Eemshaven en Diemen worden verhoogd. Hiervoor zijn verschillende oplossingsvarianten onderzocht die in het inpassingsplan zijn beschreven. Omdat het inpassingsplan al onherroepelijk is, is in dit IP geen alternatievenafweging opgenomen.

Als oplossingsrichting is gekozen voor een combinatie van opwaardering van een deel van het bestaande net en het realiseren van nieuwe verbindingen. Het realiseren van een nieuwe verbinding tussen Eemshaven-Oudeschip en Vierverlaten vormt de scope van het project Noord-West 380 kV, fase 1 (NW380).

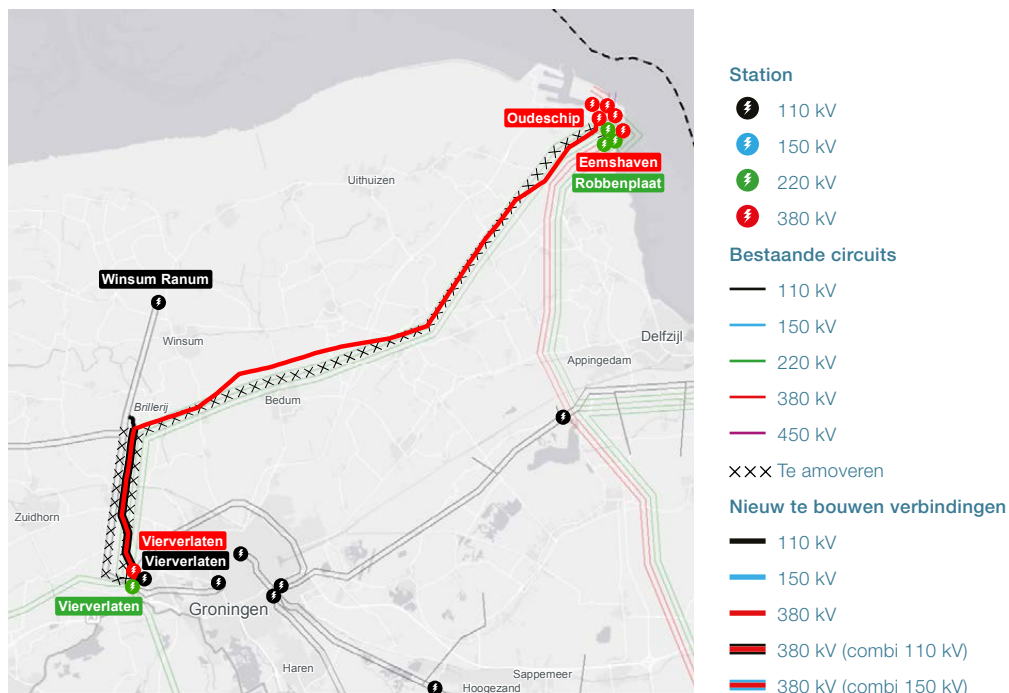
Beschrijving investering

Tabel 6.1 beschrijft de voorgenomen investeringen van het project NW380, fase 1. Figuur 6.1 toont de scope van het project.

Tabel 6.1

Voorgenomen investeringen RCR-project Noord-West 380 kV, fase 1				
Project-nummer	Deelproject	Voorgenomen investeringen	IBN	Fase
000.144	380 kV-verbinding Eemshaven Oudeschip - Vierverlaten	Ca. 42 km masten/ funderingen/geleiders voor 4 circuits van 2.635 MVA	2023	Realisatie

Figuur 6.1: Scope van RCR-project Noord-West 380 kV, fase 1



Het programma NW380 wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er is een Inpassingsplan vastgesteld. Zowel de module ruimtelijk als de vergunningenmodule zijn binnen dit Inpassingsplan van toepassing.

Planning en voortgang

De belangrijkste mijlpalen van het project NW380 en de realisatie zijn weergegeven in tabel 6.2.

Tabel 6.2

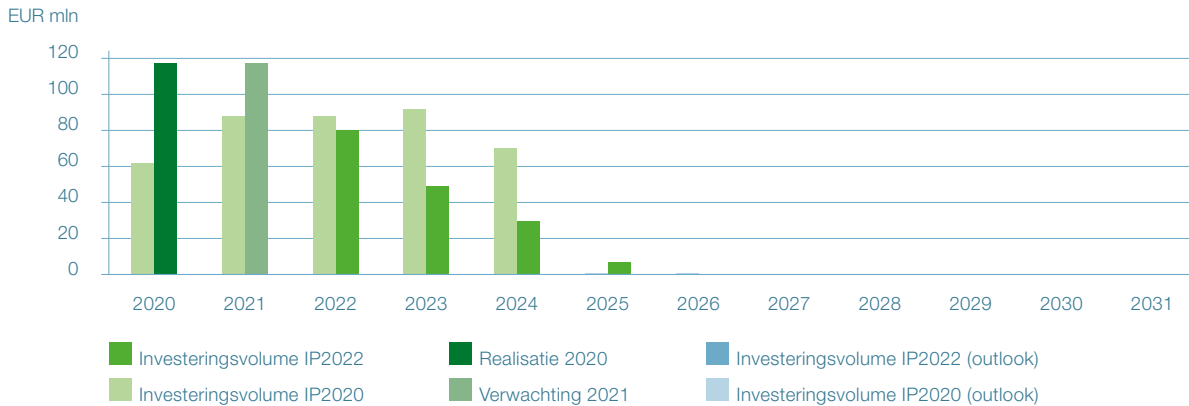
Belangrijkste mijlpalen project Noord-West 380 kV, fase 1	
Mijlpaal	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2020
Start realisatie	2020
IBN-datum	2023
Afronden project	2025

De realisatie van het project is momenteel in volle gang. De bouw is gestart in 2020 en is naar verwachting begin 2023 afgerond. De risico's in de tijd zijn grotendeels tijdig gemitigeerd of niet opgetreden, waardoor het project sinds de aanvang van de bouw op haar 'best-case' planning loopt. Het project loopt op planning.

Raming

De verdeling van het budget van NW380 over de jaren 2020-2031 is weergegeven in figuur 6.2. Als gevolg van het tijdig mitigeren, dan wel het niet optreden van belangrijke tijdrisico's zijn de uitgaven naar voren geschoven ten opzichte van het voorgaand IP.

Figuur 6.2: Investeringsvolumen voor RCR-project Noord-West 380 kV fase 1



6.2 Zuid-West 380 kV (ZW380)

Nut en noodzaak

In de provincie Zeeland wordt aanmerkelijk meer elektriciteit geproduceerd dan er wordt verbruikt. Met het definitieve besluit tot de bouw van de nieuwe Sloecentrale bij Borssele (2007) en het wegvallen van een aantal grootverbruikers in Zeeland, wordt het hoogspanningsnetwerk vanuit Borssele volledig benut voor transport naar de rest van het land. De huidige verbinding zit dus als het ware 'vol'. Dit heeft als gevolg dat:

- Er onvoldoende toekomstvaste aansluitcapaciteit beschikbaar is voor nieuwe (grootschalige) conventionele opwekking;
- Er onvoldoende toekomstvaste aansluitcapaciteit beschikbaar is voor (grootschalige) offshore windenergie en de aansluiting van windenergie op land;
- Er geen onderhoud meer kan worden uitgevoerd aan de hoogspanningsverbindingen vanuit Borssele, zonder aanmerkelijke productiebeperkingen op te leggen. Afstemming van gelijktijdig onderhoud aan productie-eenheden en het hoogspanningsnetwerk is niet meer mogelijk zonder aanzienlijke economische gevolgen (structureel).

Om deze problemen op te lossen, moet de transportcapaciteit tussen Borssele en het landelijke 380 kV-net worden verhoogd. Hiervoor zijn verschillende oplossingsvarianten onderzocht die in het inpassingsplan zijn beschreven. Omdat het inpassingsplan van Zuid-West West al onherroepelijk is, is in dit IP geen alternatievenafweging opgenomen.

In 2014 is vastgesteld dat onder meer in verband met de behoefte aan vergroting van de interconnectiecapaciteit met België de bouw van een nieuw 380 kV-station bij Rilland eerder dan voorzien noodzakelijk werd. Met station Rilland vermindert daarnaast het onderhoudsknelpunt op de 380 kV-verbindingen Rilland-Zandvliet en Rilland-Geertruidenberg en is het mogelijk geworden om de verbinding van Borssele naar Tilburg gefaseerd aan te leggen in twee, in de tijd ontkoppelde, tracédelen: Borssele-Rilland (Zuid-West West) en Rilland-Tilburg (Zuid-West Oost).

Het realiseren van ZW West biedt al een oplossing voor een aantal knelpunten:

- Het bestaande 380 kV-transportcapaciteitsknelpunt in het tracédeel Borssele-Rilland wordt opgelost. Hierbij kan onder andere de voorziene grootschalige productie van wind-energie voor de Zeeuwse kust, ondanks de vertraging in ZW Oost, toch tijdig worden gefaciliteerd. Zolang ZW Oost nog niet is gerealiseerd, kan er bij hoge productie wel congestie optreden;
- Het bestaande onderhoudsknelpunt op het tracédeel Borssele-Rilland wordt op zo kort mogelijke termijn opgelost.

Met het realiseren van ZW Oost wordt voorzien in:

- Het oplossen van het bestaande 380 kV-transportcapaciteitsknelpunt in het tracédeel Rilland-Geertruidenberg en het realiseren van voldoende transportcapaciteit om productie vanuit Zeeland af te voeren naar de landelijke ring bij Tilburg;
- Het oplossen van het resterende onderhoudsknelpunt in het tracédeel Rilland-Geertruidenberg;
- Het koppelen van het 150 kV-hoogspanningsnet in Noord-Brabant met de landelijke hoogspanningsring bij het nieuw te bouwen 380 kV-station Tilburg met als doel om knelpunten in het 150 kV-hoogspanningsnetwerk als gevolg van grootschalige opwekking van energie door nieuwe wind- en zonneparken op te lossen en investeringen in het 150 kV-hoogspanningsnetwerk te voorkomen.

De overkoepelende hoofddoelstelling van ZW380 om productie vanuit Zeeland af te voeren naar de landelijke ring is na realisatie van de projecten ZW West en ZW Oost compleet. Daarnaast ontstaat uiteindelijk een ringvormige structuur die Zeeland op twee manieren verbindt met het landelijke 380 kV-net.

Voor meer details wordt verwezen naar het inpassingsplan dat op 1 juni 2016 voor station Rilland onherroepelijk is geworden en voor ZWW op 8 augustus 2018.

6.2.1 Zuid-West 380 kV West (ZWW380)

Beschrijving investering

Tabel 6.3 beschrijft de voorgenomen investeringen van het project ZWW380.

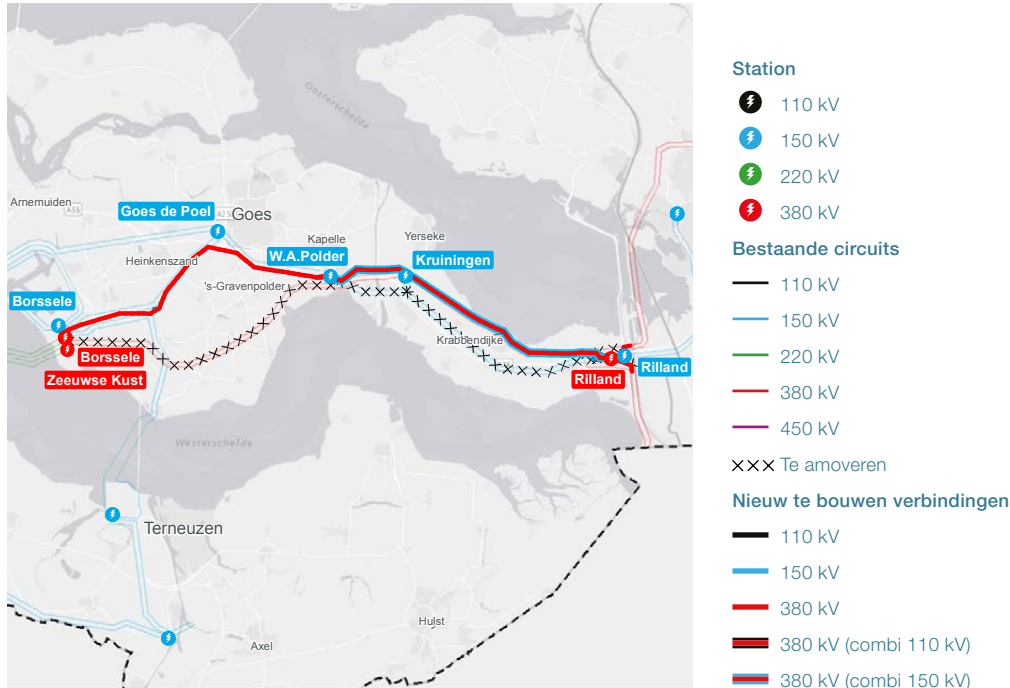
Figuur 6.3 toont de scope van het project.

Tabel 6.3

Voorgenomen investeringen RCR-project Zuid-West 380 kV West				
Project-nummer	Deelproject	Voorgenomen investeringen	IBN	Fase
000.145	380 kV-verbinding Borssele - Riland	Ca. 47 km masten/funderingen voor 2 circuits van 2.635 MVA. Deels Combi met bestaande 150 kV en deels met bestaande 380 kV	2023	Realisatie
002.630	380 kV-station Rilland	Nieuwbouw triple rail schakelstation met 8 velden en 12 masten t.b.v. inlussen bestaande circuits	2020	Gereed

De 380 kV-lijn van Borssele naar Rilland wordt over grote lengte gecombineerd met de bestaande 150 kV-lijn. Het 380 kV-station Borssele wordt uitgebreid en er wordt een nieuw 380 kV-station gebouwd in Rilland.

Figuur 6.3 Scope van RCR-project Zuid-West 380 kV West.



Het programma ZWW380 wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er is een Inpassingsplan opgesteld. Zowel de module ruimtelijk als de vergunningmodule zijn van toepassing.

Planning en voortgang

De belangrijkste mijlpalen van het project ZWW380 en de realisatie zijn weergegeven in tabel 6.4. Voor deze projecten is de realisatie gestart.

Tabel 6.4

Belangrijkste mijlpalen project Rilland en Zuid-West 380 kV West	
Mijlpaal Rilland	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2016
Start realisatie	2017
IBN-datum	2020
Afronden project	2022
Mijlpaal ZWW	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2019
Start realisatie	2020
IBN-datum	2023
Afronden project	2026

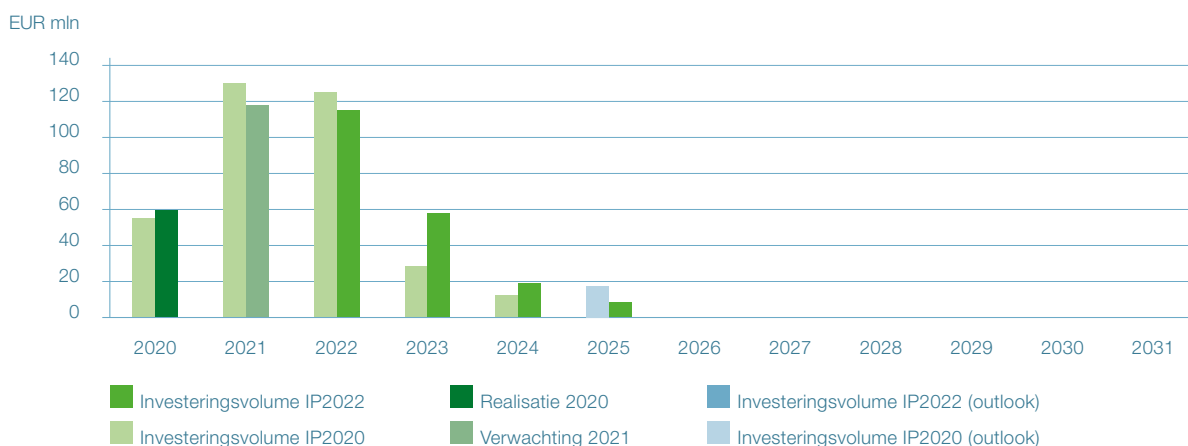
Station Rilland en de 12 masten ten behoeve van het inlossen van de bestaande circuits zijn gerealiseerd. De realisatie van de verbinding is momenteel in volle gang. De bouw is gestart in 2020 en is naar verwachting half 2023 afgerond. De meeste risico's in de tijd zijn grotendeels tijdig gemitigeerd of niet opgetreden, het project loopt op planning.

Raming

De verdeling van het budget van ZWW380 over de jaren 2020-2031 is weergegeven in figuur 6.4.

De raming is nagenoeg gelijk gebleven ten opzichte van het vorige IP. De uitgaven zijn iets verschoven binnen de jaren door een verschuiving van de IBN van begin 2023 naar half 2023 vanwege vertraging in de verkrijging van de Zakelijk Recht Overeenkomsten (ZRO's).

Figuur 6.4: Investeringsvolume voor RCR-project Zuid-West 380 kV West



6.2.2 Zuid-West 380 kV Oost (ZWO380)

Beschrijving investering

Tabel 6.5 beschrijft de voorgenomen investeringen van het project ZWO380.

Figuur 6.5 toont de scope van het project.

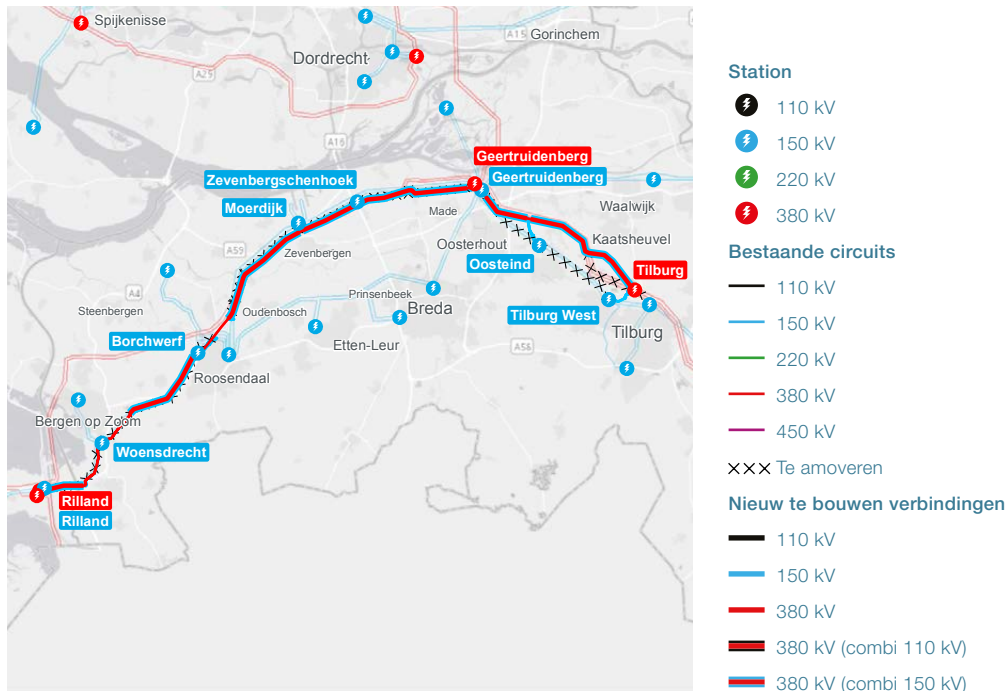
Tabel 6.5

Voorgenomen investeringen RCR-project Zuid-West 380 kV Oost				
Project-nummer	Deelproject	Voorgenomen investeringen	IBN	Fase
002.678	380 kV-station bij Tilburg	Nieuwbouw drie 380/150/50 kV-transformatoren, 3 compensatiepoelen en 13 velden.	2026	Planologie
002.678	380 kV- en 150 kV-verbinding Rilland-Tilburg	Masten/funderingen/kabels voor 2 circuits van 2.635 MVA. 68 km bovengronds en ondergronds ca. 10 km 380 kV en 32 km 150 kV	2030	Planologie
002.678	150 kV-station bij Oosteind	Nieuwbouw 150 kV-station met 8 velden.	2030	Planologie
002.678	Verbouwen 9 150 kV-stations		2030	Planologie

Met de bouw van het 380 kV-station Tilburg, inclusief de toekomstvaste koppeling naar het 150 kV-net, wordt de ontwikkeling van belasting en (duurzame) productie in de provincie Noord-Brabant gefaciliteerd.

De nieuwe 380 kV-verbinding wordt waar mogelijk gecombineerd met de 150 kV-verbinding, waardoor bestaande 150 kV-verbindingen (deels) worden geamoveerd. Om de 150 kV-stations aangesloten te houden worden deze via 150 kV-kabels verbonden met de nieuwe gecombineerde 380/150 kV-verbinding.

Figuur 6.5: Scope van RCR-project Zuid-West 380 kV Oost



Het programma ZWO380 wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er wordt een Inpassingsplan opgesteld voor de verbinding Rilland-Tilburg alsmede voor het station Tilburg. Zowel de module ruimtelijk als de vergunningsmodule zijn van toepassing.

Planning en voortgang

De belangrijkste mijlpalen van het project ZWO380 en de realisatie zijn weergegeven in tabel 6.6.

Tabel 6.6

Belangrijkste mijlpalen project Zuid-West 380 kV Oost (ZWO380)	
Mijlpaal ZWO	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2023
Start realisatie	2024
IBN-datum	2030
Afronden project	2031
Mijlpaal Tilburg	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2022
Start realisatie	2022
IBN-datum	2026
Afronden project	2027

De planning voor de verbinding Rilland-Tilburg is met 3 kwartalen vertraagd door de gevolgen van de gewijzigde eisen rondom de stikstofdepositie.

Raming

De verdeling van het budget van ZWO380 over de jaren 2020-2031 is weergegeven in figuur 6.6.

Door de gewijzigde eisen rondom de stikstofdepositie verschuift in de planning de verkrijging van een onherroepelijk Inpassingsplan en de benodigde vergunningen. Hierdoor wordt later gestart met de uitvoeringswerkzaamheden hetgeen leidt tot een verschuiving van de uitgaven in de tijd. De totale raming blijft gelijk aan het vorige IP.

Figuur 6.6: Investeringsvolume voor RCR-project Zuid-West 380 kV Oost



6.3 Beter Benutten Bestaande 380 kV (BB380)

Nut en noodzaak

Op de landelijke 380 kV-ring zijn bij diverse verbindingen ernstige knelpunten geconstateerd. Dit maakt spoedige verhoging van de transportcapaciteit van de betreffende verbindingen noodzakelijk.

TenneT heeft onderzocht of het opwaarderen en daarmee beter benutten van de bestaande verbindingen mogelijk is. Dit blijkt voor de betreffende verbindingen het geval te zijn en geeft ten aanzien van kostenefficiëntie en beperking van omgevingsimpact aanzienlijke voordelen ten opzichte van het bouwen van nieuwe of extra verbindingen.

Daarom is TenneT een programma gestart onder de titel 'Beter Benutten Bestaande 380 kV' (hierna: BB380), waarbij de komende jaren op verschillende verbindingen de transportcapaciteit zal worden verhoogd naar 2 x 2.635 MVA (4 kA).

Beschrijving investering

Het programma bestaat uit deelprojecten met een vergelijkbare nut en noodzaak en eenzelfde realisatiekeuze. Met deze programmatische aanpak wordt beoogd efficiëntie te bereiken door kennis, ervaring en leereffecten optimaal te ontwikkelen en te benutten. Tabel 6.7 beschrijft de scope van het project BB380 en de voorgenomen investeringen.

Tabel 6.7

Voorgenomen investeringen RCR-project Beter Benutten Bestaande 380 kV				
Project-nummer	Deelproject	Voorgenomen investeringen	IBN	Fase
002.515	Ens - Zwolle	Opwaarderen naar 2 x 2.635 MVA	2024	Realisatie
002.586	Eindhoven - Maasbracht	Opwaarderen naar 2 x 2.635 MVA	2025	Realisatie
002.589	Geertruidenberg - Krimpen	Opwaarderen naar 2 x 2.635 MVA	2023	Realisatie
002.800	Lelystad - Ens	Opwaarderen naar 2 x 2.635 MVA	2020	Gereed
002.801	Diemen - Lelystad	Opwaarderen naar 2 x 2.635 MVA	2022	Realisatie

Het programma Beter Benutten wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er wordt geen Inpassingsplan opgesteld, omdat dit programma binnen de bestaande planologische kaders wordt uitgevoerd. Daarom kan worden volstaan met het toepassen van de vergunningenmodule van de RCR.

In vergelijking met het vorige IP is project Zwolle-Hengelo (002.394) niet meer meegenomen in de scope omdat dit tracé, als onderdeel van de oostelijke kant van de ring, onderwerp is van studie inzake nut en noodzaak.

Planning en voortgang

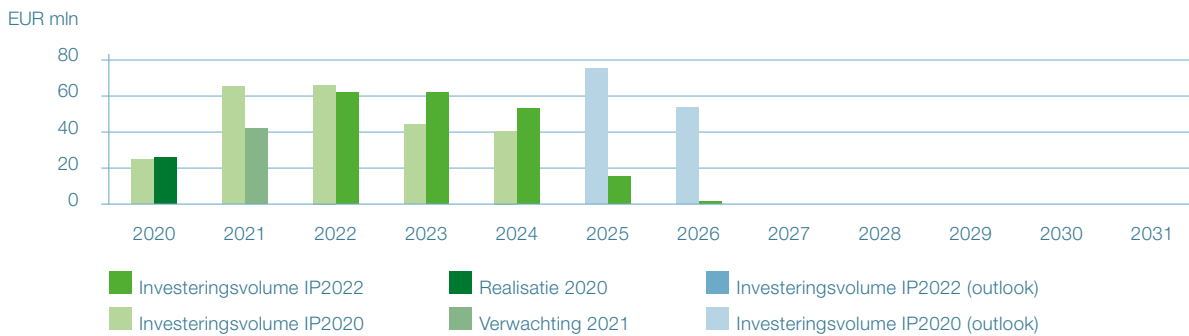
Vanwege de urgentie om de actuele capaciteitsknelpunten op de ring op te lossen, met de hoogste urgentie bij Lelystad-Ens, is dit project als eerste van de - tot nu toe - vijf deelprojecten van Beter Benutten uitgevoerd en succesvol opgeleverd in juni 2020. Omdat de mogelijkheden om circuits in de landelijke 380 kV-ring buiten bedrijf te stellen beperkt zijn, kunnen de deelprojecten uitsluitend volgtijdelijk worden uitgevoerd. Het is daarom van groot belang om uitloop van afzonderlijke projecten te vermijden. Aanvullend dient men rekening te houden met meerdere andere kritische (onderhouds-) projecten, buiten dit programma, die eveneens een grote beperking vormen op buiten bedrijf stelling in de landelijke 380 kV-ring en daarmee meerjarige vertraging voor het BB programma kunnen opleveren. Hiertoe zal TenneT haar belangen dienen af te wegen. Om mogelijke conflicten betreffende buiten bedrijf stellen en het beschikbaar stellen van bijbehorende resources te voorkomen is in 2021 besloten om tegelijkertijd met projecten Diemen-Lelystad en Krimpen-Geertruidenberg ook het Renoveren van Secundaire installaties (RenSec) op de stations Diemen380 en Krimpen380 uit te voeren. Hoewel dit voor meer afhankelijkheden en onderlinge afstemming zorgt, is het reduceren van de druk op buiten bedrijf stellingen en beschikbare resources van groter belang voor TenneT.

Raming

De verdeling van het budget van BB380 over de jaren 2020-2031 is weergegeven in figuur 6.7.

De raming is afgenomen door het niet langer opnemen van project Zwolle-Hengelo (impact EUR 105 mln). Voor de overige projecten geldt dat door genoemde aanpassingen in de plannings, het feit dat lessons learned van Lelystad-ENS zijn toegepast en door beter inzicht in detailplanning van de aannemers voor Diemen-Lelystad, er verschuivingen zijn in de jaarlagen van de projecten. De totale raming van de projectuitgaven blijft nagenoeg gelijk ten opzichte van het vorige IP.

Figuur 6.7: Investeringsvolume voor RCR-project Beter Benutten Bestaande 380 kV



6.4 Netversterking Friesland 110 kV (NF110)

Voor meer details wordt verwezen naar het inpassingsplan (Inpassingsplan Netversterking Marnezijs-Oudehaske) dat op 11 juli 2018 voor Windpark Fryslân onherroepelijk is geworden.

Nut en noodzaak

De Nederlandse Staat en de Provincies zijn overeengekomen dat in 2020 de aansluiting van 6.000 MW aan windenergie zal zijn gerealiseerd. Als onderdeel van deze overeenkomst heeft de Provincie Friesland tot doel 530 MW windenergie en 500 MW zonne-energie aan te sluiten. Het grootste aandeel van windenergie is afkomstig van Windpark Fryslân in het IJsselmeer, met een maximum geïnstalleerd vermogen van 400 MW.

Om de inpassing van invoeding op het net van duurzame energie en de daarbij benodigde betrouwbaarheid van het 110 kV-netwerk te waarborgen, is het noodzakelijk het huidige TenneT 110 kV-, en deels het 220 kV-netwerk, in Friesland voor eind 2022 op te waarderen en uit te breiden.

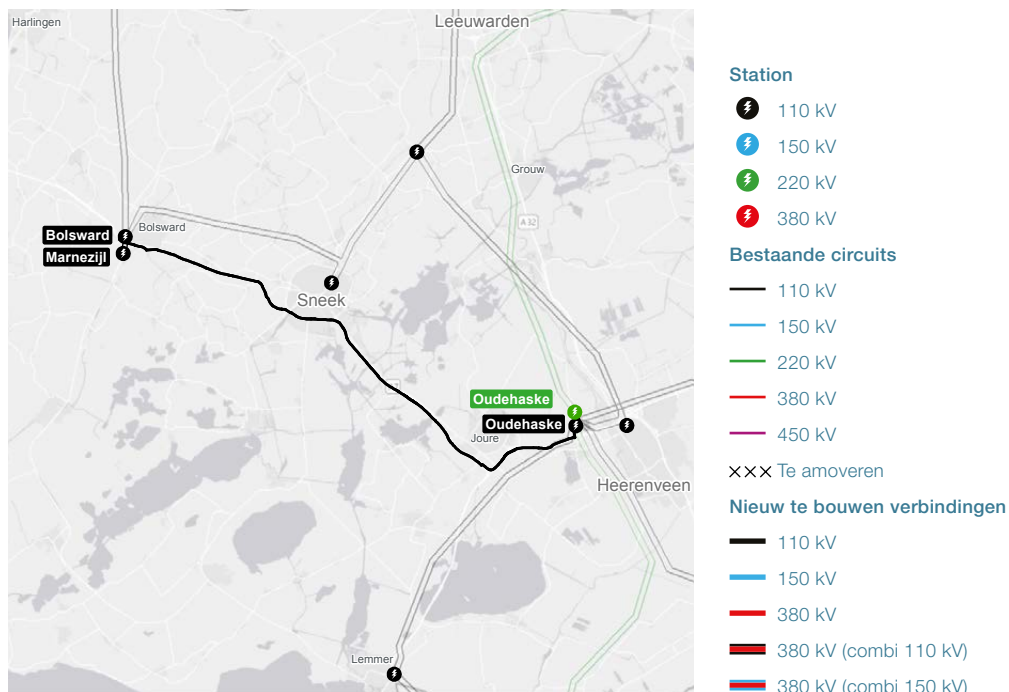
Beschrijving investering

Tabel 6.8 beschrijft de voorgenoemen investeringen van het project Netversterking Friesland. Figuur 6.8 toont de scope van het project.

Tabel 6.8

Voorgenoemen investeringen RCR-project Netversterking Friesland 110 kV				
Project-nummer	Deelproject	Voorgenoemen investeringen	IBN	Fase
002.809	Capaciteitsuitbreiding Friesland 220 kV station Oudehaske	Capaciteitsuitbreiding met 1 transformator 220/110 kV Oudehaske	2023	Realisatie
002.873	Capaciteitsuitbreiding Friesland 110 kV	Netuitbreiding twee circuit 110 kV-kabelverbinding Marnezijl-Oudehaske en nieuwbouw van 110 kV-station Bolsward	2025	Realisatie
002.817	Capaciteitsuitbreiding Friesland 110 kV	Capaciteitsuitbreiding 110 kV-station Oudehaske met vijf velden	2023	Realisatie

Figuur 6.8 Scope van RCR-project Netversterking Friesland 110 kV



De uitbreiding is noodzakelijk ten behoeve van de voorgestelde aansluiting van Windpark Fryslân op het 110 kV-net en andere toekomstige ontwikkelingen op het gebied van productie van duurzame energie in Friesland.

Om een tijdige en volledige aansluiting van Windpark Fryslân te waarborgen, wordt de aansluiting op het net in twee fasen uitgevoerd.

De 1^e fase wordt uitgevoerd onder de Rijkscoördinatieregeling. Er is een Inpassingsplan dat onherroepelijk is. Hieronder valt de 110 kV-kabelverbinding van Oudehaske naar Marnezijl. Nabij 110 kV-onderstation Marnezijl zal tevens de klant (110 kV-kabel) tijdelijk worden aangesloten via een overgangsmof ('joints') op het 110 kV-station Oudehaske. Verder zal de capaciteitsuitbreiding bestaan uit 1 transformator 220/110 kV op 220 kV-station Oudehaske en de capaciteitsuitbreiding op station 110 kV-station Oudehaske met vijf velden.

De 2^e fase bestaat uit de bouw van een nieuw 110 kV-station Bolsward met bijbehorende inlussingen van de reeds aangelegde nieuwe 110 kV-kabelverbinding en op het bestaande bovengrondse hoogspanningsnet dat zal worden uitgevoerd onder de Rijkscoördinatie-regeling. Hiervoor is het Inpassingsplan (Inpassingsplan Netversterking westelijk Friesland) op 21 januari 2021 vastgesteld en hiervoor loopt momenteel een Raad van State procedure.

Planning en voortgang

De belangrijkste mijlpalen van het project Netversterking Friesland en de realisatie zijn weergegeven in tabel 6.9

Tabel 6.9

Belangrijkste mijlpalen project Netversterking Friesland fase 1 en fase 2	
Mijlpaal fase 1	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2019
Start realisatie	2019
IBN-datum	2023
Afronden project	2024
Mijlpaal fase 2	Huidige verwachting/realisatie
Onherroepelijk Inpassingsplan	2022
Start realisatie	2022
IBN-datum	2024
Afronden project	2025

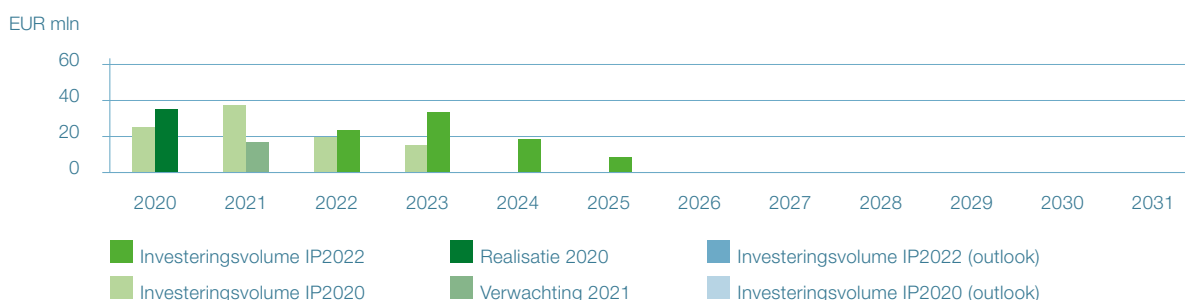
Fase 1 heeft een snellere realisatie ('best case') gekend door proactieve benadering stakeholders, meewerken stakeholders met het afsluiten van ZRO's (zonder gedoogprocedures) en het tijdelijk beschikbaar stellen van gronden voor de benodigde werkruimte voor realisatie. Daarnaast zijn in de realisatie door actief risicomanagement grote risico's uitgebleven respectievelijk gemitigeerd.

Fase 2 kent een langere doorlooptijd door het aantekenen van bezwaar tegen het Inpassingsplan door enkele stakeholders. Hierdoor loopt er een Raad van State procedure die naar verwachting voor een vertraging van 1 à 1,5 jaar zal zorgen.

Raming

De verdeling van het budget van NF110 over de jaren 2020-2031 is weergegeven in figuur 6.9. De totale raming voor Netversterking Friesland zijn met EUR 40 mln toegenomen ten opzichte van het vorige IP. Dit komt door een aantal scope wijzigingen en uitbreidingen voor met name het nieuwe 110 kV-station Bolsward.

Figuur 6.9: Investeringsvolume voor RCR-project Netversterking Friesland



6.5 Onzekerheden in de verwachtingen van RCR-projecten

Projecten onder de Rijkscoördinatieregeling betreffen meerjarige projecten die gedurende hun looptijd geconfronteerd worden met diverse onzekerheden. Hier zijn de belangrijkste onzekerheden weergegeven die invloed kunnen hebben op de verwachtingen van de doorlooptijd en budgetten van de RCR-projecten.

Het verkrijgen van een onherroepelijk inpassingsplan kan zowel vertraging oplopen bij de totstand koming ervan als tijdens de behandeling bij de Raad van State. In het verleden is het bij projecten voorgekomen dat delen van het inpassingsplan pas na een zogenoemd reparatietraject onherroepelijk konden worden verklaard. In specifieke gevallen kon daardoor in eerste instantie slechts op delen van het project met uitvoering worden begonnen. Om dit te voorkomen zal in een vroeg stadium samen met de regio en samenwerkende overheden in werkateliers het tracé uitgewerkt worden waarbij meerdere alternatieven worden besproken voor de voornaamste knelpunten in het tracé.

De wet- en regelgeving van bijvoorbeeld vergunningen is aan veranderingen onderhevig. Dit komt voor op zowel landelijke, provinciaal als regionaal niveau. Daarmee wijzigen de eisen die ten grondslag liggen aan onze projecten. Een voorbeeld zijn de gewijzigde eisen rondom de stikstofdepositie. Dit heeft consequenties voor de doorlooptijd van de projecten evenals de uitvoeringsmethoden. Om verrassingen zoveel mogelijk te voorkomen worden ontwikkelingen gemonitord en beleidsmakers geadviseerd.

De investeringsportfolio is omvangrijk en zal een toekomstig beslag leggen op de capaciteit van de inkoopmarkt. Daarbij zal dit veelal gelijktijdig gerealiseerd worden met andere binnenlandse grootschalige projecten van bijvoorbeeld Prorail, RWS, Gasunie en de regionale netbeheerders. Dit kan leiden tot krapte op de binnen- en buitenlandse inkoopmarkt en daarmee bemoeilijkt het de aanbesteding van de te leveren diensten en materialen. In zowel de strategische als tactische uitwerking van de inkopen wordt hier waar mogelijk rekening mee gehouden.

De realisatie van de projecten is op kritische momenten afhankelijk van het verkrijgen van VNB's (spanningsvrij kunnen maken van het betreffende deel van het elektriciteitsnet) en specialistische resources welke lange opleidingstijden kennen. Als er voor activiteiten op het kritieke pad geen VNB of specialistische resources kan worden verkregen, heeft dat een direct effect op de doorlooptijd van het project. Nauwgezette afstemming tussen projectplanning en totale TenneT portfolio planning op korte en lange termijn is hier van groot belang.

6.6 Afgeronde RCR-projecten in 2020 en 2021

Tabel 6.10

Afgeronde RCR-projecten in 2020 en 2021

380 kV-station Rilland

Opwaardering verbinding Lelystad-Ens

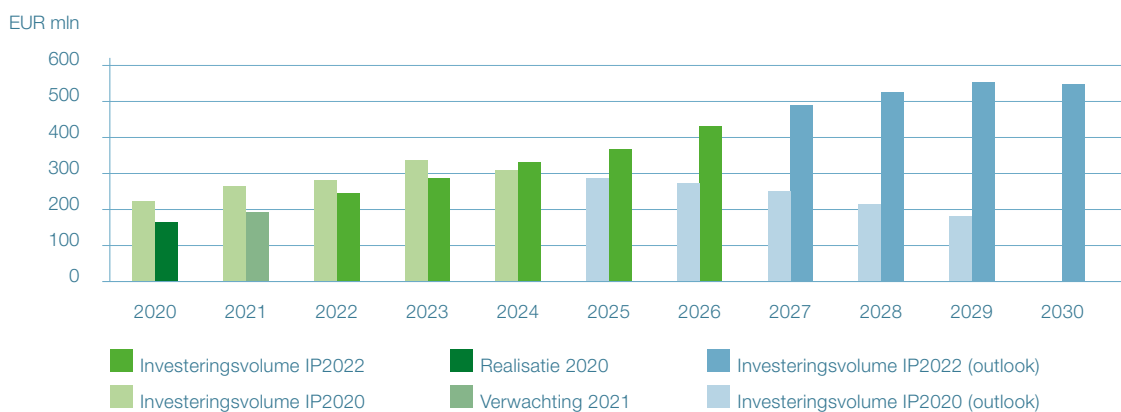
7 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen



7.1 Overzicht en samenvatting

Om een goed functionerend elektriciteitsnet te waarborgen, dienen de functies van de afzonderlijke componenten in stand te worden gehouden. Dit kan enerzijds door het (indien aangetoond noodzakelijk) plegen van onderhoud en anderzijds door vervangen. Dit hoofdstuk beschrijft de vervangingsinvesteringen in de 110 kV-, 150 kV-, 220 kV- en 380 kV-netten die nodig zijn om de vastgestelde kwaliteitsknelpunten te mitigeren. Figuur 7.1 geeft het investeringsvolume weer van de in dit hoofdstuk beschreven vervangingsinvesteringen.

Figuur 7.1: Investeringsvolume voor vervangingsinvesteringen



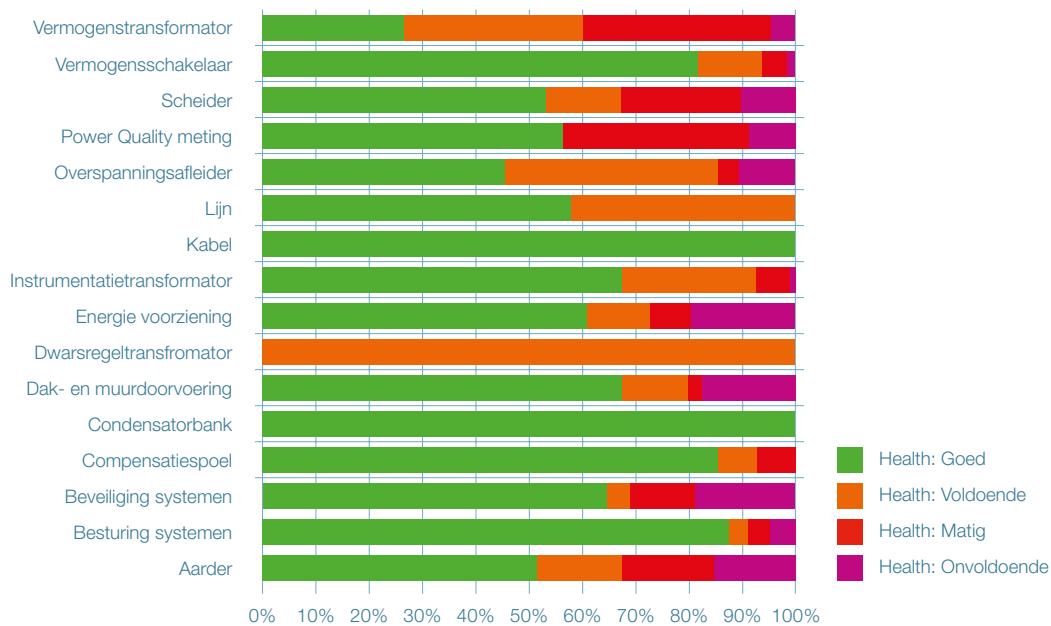
Paragraaf 7.2 geeft een overzicht van de conditie van de primaire componenten op basis van de Health Index. In paragraaf 7.3 zijn beschrijvingen opgenomen van vervangingsprogramma's die kwaliteitsknelpunten voor meerdere categorieën componenten mitigeren en/of van toepassing zijn op een groot aantal stations. In paragraaf 7.4 staan de projecten die buiten een programma vallen. Paragraaf 7.5 geeft een overzicht van de in 2020 en 2021 afgeronde investeringen.

7.2 Kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen

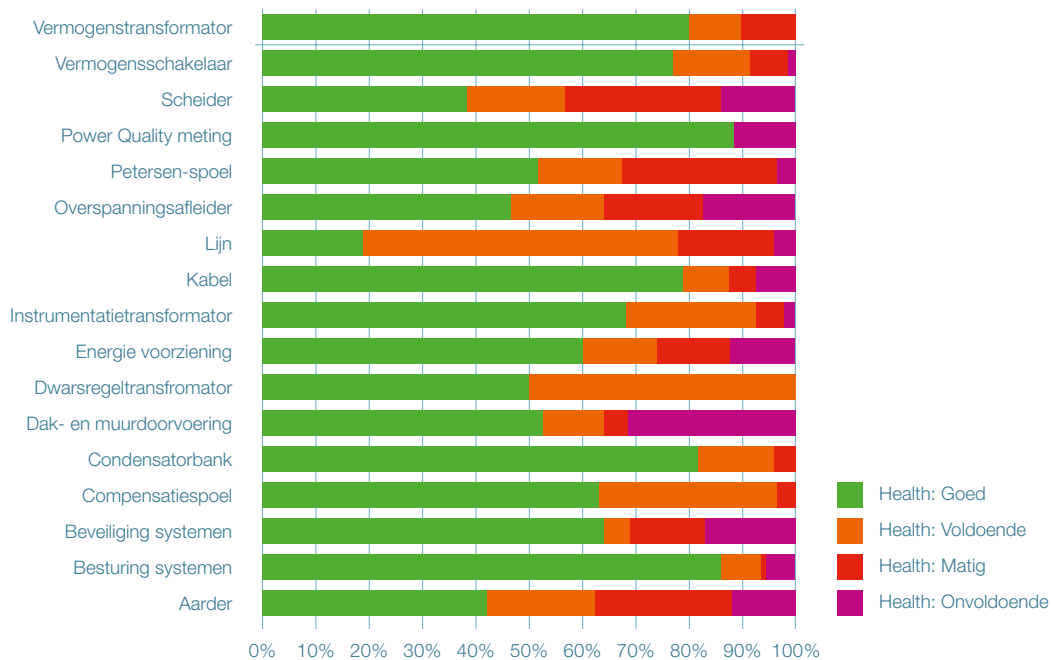
Paragrafen 3.4 tot en met 3.6 beschrijven de methodiek die TenneT gebruikt om kwaliteitsknelpunten te bepalen, het risico van deze knelpunten vast te stellen en te komen tot een investeringsportfolio. Figuur 7.2 en figuur 7.3 tonen de belangrijkste input voor de vaststelling van de kwaliteitsknelpunten: de conditie van de componenten, die zijn vastgelegd in het bedrijfsmiddelenregister, 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 7.2: Conditie van de componenten op 380/220 kV op basis van de Health Index per 1 maart 2021



Figuur 7.3: Conditie van de componenten op 150/110 kV op basis van de Health Index per 1 maart 2021



7.3 Vervangingsprogramma's

In deze paragraaf zijn de programma's beschreven die kwaliteitsknelpunten voor meerdere categorieën componenten mitigeren en/of van toepassing zijn op een groot aantal stations.

7.3.1 Inleiding

Tot voor kort paste TenneT een vervangingsstrategie toe die bestond uit het vervangen van één type van componenten op meerdere stations. Doordat het aantal te vervangen componenten in stations gering was, was deze vervangingsstrategie goed uitvoerbaar. Inmiddels raakt echter een groot aantal stations op leeftijd, vooral in het 110 kV- en het 150 kV-net. Dat heeft tot gevolg dat het aantal componenten dat vervangen moet worden snel toeneemt. Deze situatie vraagt om een andere vervangingsstrategie. TenneT heeft daarom een strategie ontwikkeld, waarbij een clustering van werkzaamheden op stations plaatsvindt waarbij meerdere componenten in een station middels een programma worden vervangen. Dit heeft meerdere voordelen:

- vermindering van de hoeveelheid tenders;
- grotere activiteiten worden gebundeld op één station waardoor resources voor de werkzaamheden en toezicht efficiënter ingezet worden;
- vermindering van de administratieve lasten;

TenneT kent de volgende vervangingsprogramma's:

- Programma Stationsvervanging
- Programma Primair voor 110/150 kV, en voor 220/380 kV
- Programma Secundair voor 110/150 kV, en voor 220/380 kV

In de 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.

7.3.2 Programma Stationsvervangning 110/150 kV

Programma Stationsvervangning 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 totaliteit geamoveerd om vervangen te worden met een standaard modulair veld. In het programma Stationsvervangning ontwikkelt TenneT een technisch en procesconcept voor het bouwen van modulaire gestandaardiseerde stations conform de laatste technische normen, die eenvoudiger en in kortere tijd te realiseren en te onderhouden zijn dan de huidige stations. Het technische concept en de werkmethode worden momenteel getest door de realisatie van zes stations, die bekend staan als de Proof of Concept (PoC).

Onderstaand overzicht geeft de zes PoC stations met de verwachte IBN.

Station	IBN
Rijssen 110	2022
Hengelo Weideweg 110	2022
Nederweert 150	2023
Terwindselen 150	2024
Alphen a/d Rijn 150	2022
Raalte 110	2024

De volgende fase van het programma Stationsvervangning is de testfase (PoC 2.0). Deze fase loopt deels parallel met de realisatie van de laatste PoC-stations in 2024. Voor de testfase is een selectie van stations gemaakt die aansluit bij de benodigde testen. De verwachte IBN's vallen allemaal in de outlook van Programma Stationsvervangning (na 2024).

7.3.3 Programma Primair

In dit programma 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 in beginsel middels het programma Primair worden vervangen zijn:

- aarders
- scheiders
- combi-, spannings- en stroomtransformatoren
- overspanningsafleiders (alléén voor de 110 en 150 kV stations)
- muurdoorvoeringen.

De exacte scope van vervanging wordt voor elk station bepaald op basis van de Health Index van de componenten op het station en een visuele inspectie.

Onderstaand overzicht geeft de stations die zich momenteel in de scope bevinden van het programma Primair, met een IBN tussen 2022 en 2024. Na 2024 heet de outlook.

Station	IP2020	IP2022	Mutatie
Station Delft 150	2021	2024	
Station Voorburg 150	2022		outlook
Station Leiden 150	2021		outlook
Station Soest 150	2022	2023	
Station Veenoord 110	2022		outlook
Station Diemen 150	2022	2023	
Station Tiel 150		2023	nieuw
Station Utrecht Lage Weide		2023	nieuw
Station Vaassen 150		2024	nieuw
Station Lochem 150		2024	nieuw
Station Groningen Hunze 110		2024	nieuw
Station Amsterdam Noord Klaprozenweg 150		2023	nieuw

7.3.4 Programma Secundair

Een deel van de installaties die nodig zijn voor de besturing, beveiliging en energievoorziening van de primaire componenten zijn verouderd en minder betrouwbaar. TenneT heeft daarom het programma Secundair (voorheen genaamd RenSec) opgezet dat als doel heeft deze secundaire componenten te vervangen en te moderniseren conform de huidige normen en eisen.

In het oorspronkelijke programma RenSec werd alleen de besturingsapparatuur vervangen en de als slecht beoordeelde beveiliging apparatuur en gelijkspanning voorzieningen. De praktijk heeft echter geleerd dat deze methode tot een aanzienlijke hoeveelheid ontwerp- en uitvoeringsoplossingen leidt, waardoor deze werkwijze zowel qua kosten als qua doorlooptijd niet meer acceptabel is.

TenneT heeft er daarom voor gekozen 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 2022 en 2024. Na 2024 heet de outlook.

Station	IP2020	IP2022	Mutatie
Bergum 220	2021	2022	
Louwsmeer 220	2021	2022	
Robbenplaat 220	2020	2022	
Weierd 220	2021	2022	
Eindhoven 380	2022	2023	
Ens 380	2022	2023	
Diemen 380	2021	2022	
Geertruidenberg 380	2022	2022	
Dodewaard 380		2022	nieuw
Delesto 220		2022	nieuw
Krimpen 380		2023	nieuw
Eindhoven West 150	2020		gereed
Helmond Zuid 150	2020		gereed
Horst 150	2020		gereed
Merum 150	2020		gereed
Helmond Oost 150	2020		gereed
Maalbroek 150	2020		gereed
Utrecht Lage Weide 150	2020		gereed
Eindhoven Noord 150	2021		outlook
Almelo Tuveld 110	2021	2022	
Driebergen 150	2021		gereed
Oudenrijn 150	2021		gereed
Blerick 150	2022	2024	
Eindhoven Oost 150	2022	2024	
Roosendaal 150	2022	2022	
Dedemsvaart 110	2022	2022	
Emmen Weerdinge 110	2022	2024	
Groningen van Heemskerckstraat 110	2022	2024	
Norg 110	2022		vervallen
Oudeland 150	2022	2023	
Merseyweg 150	2022	2023	
Theemsweg 150	2022	2022	
Anna Paulowna 150	2022	2023	
Bijlmer Zuid 150	2022	2023	
Eerbeek 150	2022	2023	
Gorredijk 150	2022	2023	
Uift 150	2022	2022	
Groningen Hunze 110		2023	nieuw

7.4 Projecten die buiten de programma's vallen

In tabel 7.1 zijn de projecten opgenomen die geen onderdeel vormen van één van de hierboven beschreven programma's. Dit betreft deels projecten die via de oude methodiek, dus buiten de programma's om, componenten vervangen op meerdere locaties.

Tabel 7.1

Projecten die geen onderdeel zijn van een programma				
Projectnaam	IBN	Fase	Gesignaleerd knelpunt op / risico	Risico-categ.
Einde levensduur oliegebluste of pneumatisch gedreven VS'n 110 kV	2022	Realisatie	Veroudering oliegebluste vermogensschakelaars	1-10
			Station Veendam 110 kV	0,01-0,1
ESDV-ESDW 110 kV, vervangen UGD-kabel	2022	Realisatie	Dubbele fout Enschede Vechtstraat - Enschede Wesselerbrink	0,1-1
Vervangen noodstroomaggregaten 220/380 kV	2022	Realisatie	Veroudering noodstroomaggregaten 220/380 kV	1-10
Verv. bev. div. 110/150 kV-stations	2022	Realisatie	Veroudering secundaire installaties prioriteit 2	10-100
			Vertraagde afschakeling	10-100
Verhogen laaghangende hoogspanningsgeleiders	2022	Realisatie	Laaghangende geleiders	0,1-1
Bargermeer-AKZO Emmen 110 kV vervanging kabel	2022	Realisatie	Vervanging klantaansluiting 2 ^e kabel Bargermeer	0,1-1
Krimpen 150 kV, vervanging station door dubbelrail AIS	2023	Realisatie	Veroudering secundaire installatie stations 150 kV Zuid Holland	1-10
			Station Krimpen a/d IJssel 150 kV	0,01-0,1
			Veroudering motoraangedreven scheiders en aarders 110-150 kV	1-10
			Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1-10
			Functioneren railbeveiliging	1-10
			Kwaliteit meettransformatoren populatie 2020	1-10
			Kwaliteit meettransformatoren populatie 2021	1-10
Einde levensduur handbediende Hapam SSBII scheider-aarders 110kV	2023	Realisatie	Regio Noord, kortsluitvastheid scheider en aarder	0,1-1
			Veroudering handbediende scheider-aarders 110 kV	1-10
Groningen Hunze - Bloemsingel 110 kV, mitigatie risico UGD uitloper Groningen	2023	Realisatie	Dubbele fout uitloper Groningen Hunze - Bloemsingel	10-100
Bouwkundige aanpassingen 380 220 kV	2023	Realisatie	Veroudering civiele inrichting diverse stations	1-10
Bouwkundige aanpassingen 150 110 kV	2023	Realisatie	Veroudering civiele inrichting diverse stations	1-10
Vervangen meetinrichtingen	2023	Realisatie	Kwaliteit meetsystemen	1-10
Vervangen beveiligingen 220/380 kV	2023	Realisatie	Problemen faciliteren telecombehoefte voor beveiliging	1-10
			Veroudering beveiliging TenneT 380/220 kV	0,1-1
DIM380, verv. 380 kV verm.TR	2023	Realisatie	Veroudering zes stuks vermogenstransformatoren	10-100
			Veroudering compensatiespoelen 380 kV	0,1-1
DOD380, verv. 380 kV verm.TR	2023	Realisatie	Veroudering zes stuks vermogenstransformatoren	10-100
	2023	Realisatie	Veroudering compensatiespoelen 380 kV	0,1-1
DIM OTL DTC 150kV vervangen scheiders aarders	2023	Realisatie	Station Doetinchem 150 kV	0,01-0,1
			Veroudering motoraangedreven scheiders en aarders 110-150 kV	1-10
Meeden 110 kV Replacement of 2 CT's	2023	Realisatie	Meeden-Winschoten 110 kV	1-10
Einde levensduur oliegebluste of pneumatisch gedreven VS'n 220 kV	2024	Realisatie	Veroudering oliegebluste vermogensschakelaars	1-10
Velsen 150 kV, vervangen GIS-installatie	2024	Realisatie	Veroudering secundaire installaties prioriteit 2	10-100
			Vertraagde afschakeling	10-100
			Velsen 150 kV, veroudering GIS installatie	10-100
Zeyerveen 220 kV vervangen transformator TR202	2024	Realisatie	Zeyerveen en Louwsmeer 220 kV, veroudering vermogenstransformator	1-10
			Zeyerveen 220 kV - Zeyerveen 110 kV, transformatoren	0,01-0,1

Replacement Pfiffner EOF EJOF at 110 kV substations	2024	Realisatie	Kwaliteit Pfiffner instrumentatietransformatoren	0,1-1
Vervangen Meetinrichting Area Noord	2024	Realisatie	Kwaliteit meetsystemen	1-10
Vervanging 380 kV VS'n Siemens 3AS4	2026	Realisatie	Veroudering vermogensschakelaars deelpopulatie 220/380 kV	0,1-1
Cst4, vervanging transformator TR403	2027	Realisatie	Crayestein 380 kV, veroudering transformator	1-10
Vervangen Meetinrichtingen Area Zuid	2027	Realisatie	Kwaliteit meetsystemen	1-10
GT380, verv. TR401+TR402	2028	Realisatie	Geertruidenberg 380 kV, veroudering transformator	1-10
			Veroudering besturing 220/380 kV	1-10
			Veroudering scheiders en aarders 220-380 kV	0,1-1
			Veroudering steekaarders 380 kV	0,1-1
			Geertruidenberg 380/150 kV-transformatoren	100-1000
			Verouderde overspanningsafleiders 380/220 kV	1-10
Vervangen 110 kV HGLB110	2025	Basisontwerp	Veroudering meettransformatoren	10-100
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	1-10
			Station Hengelo Boldershoek 110 kV	0,01-0,1
			Hengelo Boldershoek 110 kV, veroudering railsysteem	1-10
EHV 380 kV, verv. 2 380 kV verm.TR	2025	Basisontwerp	Veroudering zes stuks vermogenstransformatoren	10-100
			Station Eindhoven Oost 150 kV	0,1-1
			Station Eindhoven Noord 150 kV	0,1-1
			Station Eindhoven Oost 150 kV	0,01-0,1
KIJ 380 kV, vervangen vermogenstransformator TR403 Krimpen	2026	Basisontwerp	Krimpen Krimpen a/d IJssel 380 kV, veroudering vermogenstransformator	1-10
			Veroudering compensatiespoelen 380 kV	0,1-1
DOD-RK 150 kV Replacement of UGD cables	2026	Basisontwerp	Kattenberg - Renkum - Dodewaarde 150 kV, veroudering kabels	0,1-1
Vervangen telecommunicatiesystemen 380 kV Gigaset	2027	Basisontwerp	Onvoldoende bandbreedte datacommunicatie	10-100
			Veroudering telecommunicatie	10-100
Vervangen 150 kV installatie Hoogte Kadijk	2027	Basisontwerp	Veroudering meettransformatoren	10-100
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	1-10
			Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1-10
			Veroudering oliegebluste vermogensschakelaars	1-10
			Hoogte Kadijk 150 kV, veroudering railbeveiliging	1-10
			Station Amsterdam Hoogte Kadijk 150 kV	0,1-1
			Veroudering meettransformatoren populatie 2017	1-10
Communicatie PQ-meters	2025	Studie	Uitval PQ-meters	10-100
Aanvaarbeveiliging 3 masten in Ketelmeer	2027	Studie	Kwaliteit markering hoogspanningsmasten Ketelmeer	0,1-1
KBG-RK and KBG-DOD 150 kV Replacement of UGD cables	2029	Studie	Kattenberg - Renkum - Dodewaarde 150 kV, veroudering kabels	0,1-1
Hemweg 150 kV, vervangen station	2030	Studie	Veroudering luchtdrukinstallatie	0,1-1
			Veroudering vermogensschakelaars Delle PK2B ketel 1 uitvoering	1-10
			Veroudering secundaire installaties prioriteit 4	1-10
			Veroudering overspanningsafleiders	0,1-1
			Veroudering luchtaangedreven scheiders en aarders 150 kV	1-10
			Diemen en Hemweg, veroudering gelijkstroominrichting	0,1-1
			Station Amsterdam Hemweg 150 kV	0,01-0,1
Noord Klapprozenweg 150 kV, vervangen station	2031	Studie	Klapprozenweg, kwaliteit pantograafscheiders	0,1-1
			Station Amsterdam Noord Klapprozenweg 150 kV	0,1-1
Vervangen verouderde OSA's 220/380 kV	> 2031	Studie	Veroudering overspanningsafleiders	0,1-1
			Verouderde overspanningsafleiders 380/220 kV	1-10
Vervang doorvoeringen verm.TR	> 2031	Studie	Veroudering transformatordoorvoeringen 220/380 kV	1-10

7.5 Afgeronde vervangingen in 2020 en 2021

In tabel 7.2 zijn de vervangingen opgenomen die in 2020 en 2021 zijn afgerond.

Tabel 7.2

Afgeronde vervangingsinvesteringen in 2020 en 2021
Vervanging luchtaangedreven 150 kV-componenten op meerdere stations
Lange termijn vervanging instrumentatie transformatoren 150 kV Stedin
Rt-Waalhaven - Centrum - Marconistraat 150 kV, mitigatie risico UGD uitloper Rotterdam
LTVIT ESP Reddyn 150 kV
Louwsmeer einde levensduur oliegebluste schakelaars & pneumatisch aangedreven schakelaars 110 kV Reddyn
LTVIT REZ 150 kV
Rijswijk 150 kV, vervangen GIS-installatie
's Hertogenbosch Noord 150 kV + Haps 150 kV, vervangen scheiders, aarders en schakelaar
Vervangen pneumatische Trisep 110 kV in 3 stations
Vervangen aardsystemen station MP110 en AMLM110
Vervangen verouderde compensatiespoelen 380 kV
Zeeland 150 kV, railbeveiliging vervangen 3 stations (Goes de Poel/Westerdorpe/Terneuzen)

8

Functionaliteits- uitbreidingen

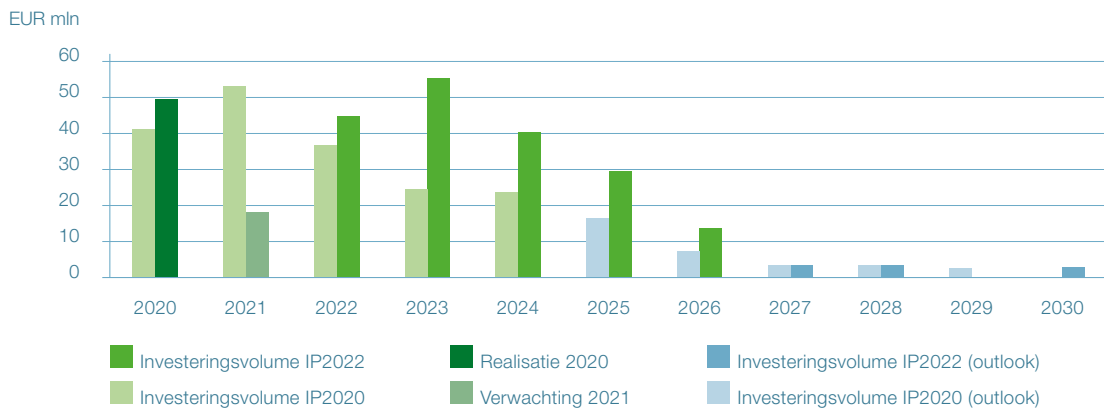


8.1 Overzicht en samenvatting

Uitbreidingen van functionaliteit waarborgen de veiligheid en betrouwbaarheid van de netten, maar voegen geen capaciteit toe. Voorbeelden van functionaliteitsuitbreidingen zijn extra beveiliging van infrastructuur, het toevoegen van meetinstrumentarium en het aanleggen van infrastructuur voor telecommunicatie. Een deel van deze investeringen is risicogedreven.

Figuur 8.1 geeft het volume weer van de in dit hoofdstuk beschreven investeringen die betrekking hebben op functionaliteitsuitbreidingen.

Figuur 8.1: Investeringsvolume voor functionaliteitsuitbreidingen



In paragraaf 8.2 staan de projecten om de infrastructuur van TenneT te beschermen voor invloeden van buitenaf en in paragraaf 8.3 het programma Comptabel meten. In paragraaf 8.4 staan de overige functionaliteitsuitbreidingen vermeld.

8.2 Bescherming tegen invloeden van buitenaf

De infrastructuur van TenneT staat bloot aan invloeden van buitenaf die het primaire proces van TenneT negatief kunnen beïnvloeden. Artikel 16, eerste lid, onderdeel q van de Elektriciteitswet geeft TenneT de wettelijke taak haar infrastructuur te beschermen. In tabel 8.1 zijn de hiervoor benodigde investeringen opgenomen.

Tabel 8.1

Investeringsprojecten ter bescherming van invloeden van buitenaf				
Projectnaam	IBN	Fase	Risico	Risico-categorie
TenSec 2 Fysieke bescherming stations	2022	Realisatie	Diefstal en vernieling	10-100
TenSec 2.0 fase 2 HS stations	2026	Basisontwerp		
TEASEc TenneT B stations 380/220 kV	2024	Realisatie		
TEASEc TenneT B stations 150/110 kV	2024	Realisatie		
TenTer deel A ballistisch beschermen trafo's A-locaties	2024	Basisontwerp	Diefstal en vernieling	0,1-1
TenTer deel B met 18 aparte deelprojecten	2025	Studie		
Strategische herstelcapaciteit	2023	Realisatie		

8.3 Programma Comptabel meten

De Meetcode schrijft voor dat de uitwisseling van elektriciteit op de grenzen van het net van TenneT comptabel dient te worden gemeten vanaf 2030. Op de aansluitingen van regionale netbeheerders en grensovergangen zijn echter vaak geen comptabele metingen aanwezig of zijn de meetsystemen verouderd. Wanneer TenneT vervangingsonderhoud doet via het programma Stationsvervanging of programma Primair, worden deze stations ook comptabel gemaakt. Voor de stations die niet vóór 2030 via deze programma's aan de beurt komen, heeft TenneT het programma Comptabel meten opgestart. Vooralsnog is geen nieuw project aan het programma toegevoegd door andere prioritering. Dit vergroot de kans dat een aantal stations niet vóór 2030 comptabel is gemaakt.

Tabel 8.2

Afgeronde functionaliteitsuitbreidingen in 2020 en 2021

Dordrecht Merwedehaven 150 kV TR01+TR02

8.4 Overige functionaliteitsuitbreidingen

In tabel 8.3 is een overzicht weergegeven van de overige functionaliteitsuitbreidingen.

Tabel 8.3

Overige functionaliteitsuitbreidingen				
Projectnaam	IBN	Fase	Risico	Risico-categorie
Eemshaven 380 kV nieuw filterstation	2022	Realisatie	Harmonische resonantie	1-10
Emergency and restoration 24h power autonomy	2025	Studie	Uitval eigen bedrijf	1-10
Energiebesparende maatregelen op 2 HS-stations	2029	Realisatie		
Energiebesparende maatregelen op 8 EHS-stations	2029	Realisatie		
Inspectierobot Wintrack	2023	Realisatie		
Fysiek kenniscentrum	2021	Realisatie		
Phasor Measurement Unit (PMU) Installation	2030	Realisatie		
BIM	2021	Realisatie		

TenneT streeft naar het vergroten van de waarneembaarheid van de stabiliteit van het netwerk door op verschillende locaties Phasor Measurement Units (PMU) te installeren bij gelegenheid van onderhoud of vervanging. Omdat installatie van een PMU kan worden gecombineerd met primaire vervangingen, zal de PMU-installatie binnenkort worden toegevoegd aan de scope van het primaire vervangingsprogramma.

9

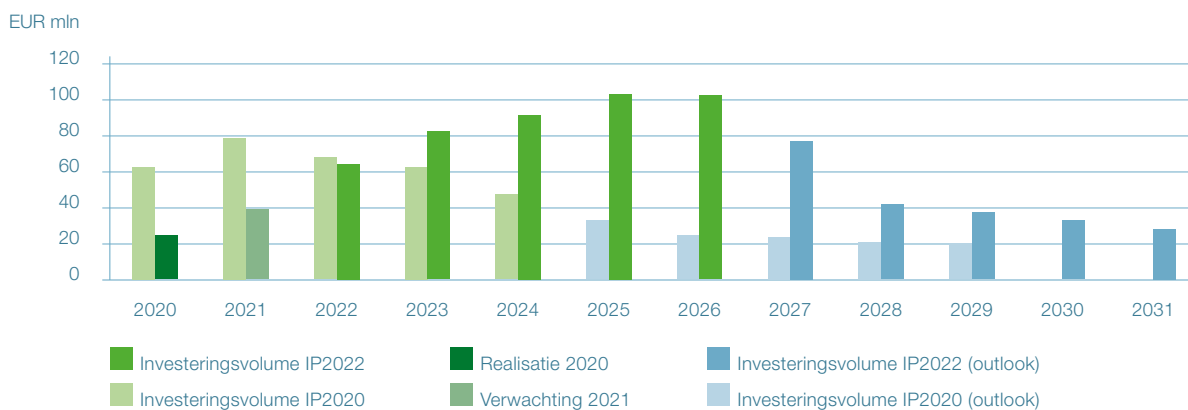
Klantaansluitingen en reconstructies



9.1 Overzicht en samenvatting

Klantaansluitingen en reconstructies zijn projecten op verzoek van derden. Deze projecten zijn niet risico-gedreven, maar volgen o.a. uit de wettelijke aansluitplicht van TenneT. Nut en noodzaak voor deze investeringen liggen hiermee meestal vast. Een bijzonder type klantaansluitingen zijn de koppelingen met netten van de regionale netbeheerders. Figuur 9.1 geeft het volume weer van de in dit hoofdstuk beschreven investeringen die betrekking hebben op klantaansluitingen en reconstructies.

Figuur 9.1: Investeringsvolume voor klantaansluitingen en reconstructies



Paragrafen 9.2 en 9.3 geven meer detail over klantaansluitingen en de koppelingen met netten van regionale netbeheerders. Paragraaf 9.4 gaat dieper in op reconstructies.

9.2 Klantaansluitingen

Een klantaansluiting is een aansluiting van een grote producent of afnemer op het net van TenneT. Het gaat daarbij om de aansluiting op één of meer velden van een 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 TenneT. Hierbij moet worden opgemerkt dat niet ieder verzoek leidt tot een realisatie-opdracht.

Tabel 9.1 geeft een overzicht van zowel de klantaansluitingen die in het IP2020 waren voorzien als van de nieuwe verzoeken voor klantaansluitingen.

Tabel 9.1

Bestaande en nieuwe verzoeken tot klantaansluitingen				
Aantal	Situatie t.o.v. IP2020	Lopend	Afgerond	Stopgezet
19	Bestaand	12	6	1
15	Nieuw	13	1	1

9.3 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). Om nieuwe transformatoren te koppelen met het net van TenneT of ter aanpassing van bestaande koppelingen, zijn uitbreidingen in de netten van TenneT nodig. Deze uitbreidingen zijn op verzoek van de regionale netbeheerder en zijn opgenomen in tabel 9.2. In tabel 9.3 zijn de koppelingen met regionale netten opgenomen die in 2020 en 2021 zijn afgerond.

Tabel 9.2

Uitbreidingsinvesteringen ten behoeve van koppelingen met netten van regionale netbeheerders		
Uitbreidingsinvesteringen t.b.v. RNB's	IBN	Fase
Koppelingen met regionale netbeheerder Liander		
Bijlmer Noord, uitbr. 150kV TR veld	2022	Realisatie
Nieuwe Meer 150kV uitbreiding met 1 trafoveld tbv Liander	2022	Realisatie
Zaltbommel 150kV, 1 trafoveld, 2 klantvelden tbv Liander	2022	Realisatie
Drachten 110 kV, aanpassen velden Liander	2022	Realisatie
Diemen 150kV 2 klantvelden + Opstijgpunt IJburg	2023	Realisatie
Emmeloord-Zuidervaart 110kV, 2 velden tbv Liander	2023	Realisatie
Oosterhout 150kV 3 klantvelden	2023	Realisatie
Oudehaske 110kV, vervangen transformatorcabels t.b.v. Liander	2023	Realisatie
Zutphen 150kV, uitbreiding 2x 80MVA tbv Liander	2023	Realisatie
Vijfhuizen 150kV uitbr met 2 trafovelden tbv Liander	2024	Realisatie
Lemmer 110kV (LMR110kV), nieuw veld en verzwaring Liander	2024	Realisatie
Uitbreiding 2x 150kV trafovelden Tiel	2024	Realisatie
Borculo 150kV, ombouw tweede trafoveld en kabel naar 150/20kV trafo voor Liander	2024	Basisontwerp
Bergum 110 kV, aanpassing TF-veld kosten Liander	2024	Basisontwerp
Lochem 150kV uitbreiding Liander 2 transformatoren achter bestaande velden	2024	Basisontwerp
Klantaansluiting Liander op Bolsward 110kV (2 velden)	2025	Basisontwerp
Eibergen 110kV, verandering RNB aansluiting Liander	2025	Basisontwerp
Oudehaske 110kV, nieuw veld tbv Liander	2025	Basisontwerp
Venserveg 150kV, vervangen HS/MS-transformatoren door Liander	2025	Basisontwerp
Klantaansluiting Liander 150kV Rijsenhout	2026	Basisontwerp
Zuidplaspolder 150kV, 3 velden Liander	2026	Basisontwerp
Oostzaan 150kV uitbr 2 klantvelden tbv Liander	2026	Basisontwerp
Liander Doetinchem 150kV Uitbreiding 1 veld	2026	Basisontwerp
Liander Wijdewormer 150kV Uitbreiding 1 trafoveld	2026	Basisontwerp
Nieuwe Meer 150kV, uitbreiden met drie trafovelden voor Liander	2026	Studie
Zeeburgereiland 150kV uitbreiding met 2 trafo velden tbv Liander	2027	Studie
Amstelveen 150kV, uitbr. met 3 velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Basisweg, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Bijlmer Oost 2, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander (Bijlmer Oost 2)	2028	Studie
150kV-station Noord Klaprozenweg, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Havenstad, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Basisweg, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Hemweg, uitbreiding met vier 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie
150kV-station Westpoort, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2028	Studie

150kV-station Zeeburgereiland, uitbreiden met drie 150kV-velden tbv Liander (Rhijnspoor)	2028	Studie
150kV-station Buikslotermeer, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander	2029	Studie
150kV-station Watergraafsmeer, uitbreiding met één 150kV-veld tbv Liander (Watergraafsmeer)	2029	Studie
Bijlmer Oost 1 150kV, uitbreiden met drie 150kV-velden tbv Liander	2029	Studie
150kV-station Nieuwe Meer 2, uitbreiding met drie 150kV-velden tbv Liander (Schipluidenlaan)	2030	Studie
Koppelingen met regionale netbeheerder Enexis		
Waalwijk 150kV, uitbreiding met één transformatorveld t.b.v. Enexis	2022	Realisatie
Vollenhove 110kV veldverzwaring Enexis	2022	Realisatie
Steenwijk 110 kV, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
Tubbergen 110 kV, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
Almelo Mosterdpot 110 kV, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
Stadskanaal 110kV, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
MSKZ110, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
Winschoten 110 kV, Bay upgrade Enexis	2022	Realisatie
Coevorden 110kV, veldaanpassingen Enexis	2022	Realisatie
Klantaansluiting Enexis op Eemshaven Midden 110kV (5 velden)	2023	Realisatie
Geertruidenberg 150kV, uitbreiding met één transformatorveld t.b.v. Enexis	2023	Realisatie
Vroomshoop 110 kV, Bay upgrade Enexis	2023	Realisatie
Olst 110 kV, Bay upgrade Enexis	2023	Realisatie
Losser 110 kV, plaatsen OSA's en bliksempiek tbv Enexis	2023	Realisatie
Kropswolde 110 kV, plaatsen OSA's en CT's tbv Enexis	2023	Realisatie
Kampen 110kV, E-House trafowisseling Enexis	2024	Realisatie
Goor 110 kV, Bay upgrade Enexis	2024	Realisatie
Venray 150 kV, uitbreiding een veld voor Enexis	2023	Basisontwerp
Losser 110kV, aanpassen Trisep installatie t.b.v. Enexis	2023	Basisontwerp
Meeden 220kV, 2 transformatoren en velden tbv Enexis	2023	Basisontwerp
Vierverlaten 110kV, 3 velden tbv Enexis	2024	Basisontwerp
Zeyerveen 110kV 3 velden t.b.v. Enexis	2025	Basisontwerp
Klantaansluiting Enexis op Venray (2 velden en 2 kabelcircuits)	2027	Basisontwerp
Limmel 150kV, uitbreiding met 2 transformatorvelden tbv Enexis	2024	Studie
Hapert 150kV, uitbreiding met twee 150kV-transformatorvelden in vork t.b.v. Enexis	2027	Studie
Meerstad 110 kV, 5 new bays for Enexis	2028	Studie
Bergum 110 kV, verzwaren veld Liander en verkenning 5e trafo-veld	2028	Studie
Nieuw 110kV-station nabij Stadskanaal, 5 velden tbv Enexis	2029	Studie
Gasselte Kraanlanden 110 kV, 2 velden tbv Enexis		On Hold
Musselkanaal Zandberg 110kV, 2 velden tbv Enexis		On Hold
Koppelingen met regionale netbeheerder Stedin		
Theemsweg 150kV, aansluiting twee transformatoren op steel t.b.v. Stedin	2024	Basisontwerp
Zuidplaspolder 150kV, 2 velden Stedin	2026	Basisontwerp
Oudenrijn, 150kV-station (klantvelden)	2026	Studie
Koppelingen met regionale netbeheerder Enduris		
Terneuzen 150kV, uitbreiding met twee 150kV-velden voor Enduris (Hessels)	2023	Realisatie
Vlissingen Oost, twee 150kV velden Enduris	2024	Studie
150kV-station Bergen op Zoom Noord (Kijkuit), twee 150kV-velden tbv Enduris (Tholen)	2027	Studie
Oosterland 150kV, drie 150kV-velden tbv Enduris (Schouwen-Duiveland)	2027	Studie

Tabel 9.3

Afgeronde koppelingen met netten van regionale netbeheerders in 2020 en 2021
110 kV Wolvega, verzwaring twee velden tbv Liander
Watergraafsmeer, uitbreiding met 150 kV trafoveld tbv Liander
Borculo 150 kV, ombouw trafoveld en kabel naar 150/20 kV trafo tbv Liander
Oosterwolde 110 kV, uitbreiding met 2 velden tbv Liander
110 kV Gasselte Kraanlanden, verzwaring 2 veld GIS tbv Enexis
Weiwerd 220 kV, uitbreiding met drie trafovelden incl. trafo's 220/20 kV tbv Enexis
Meeden 220, aansluiting transformator 220-20 kV tbv Enexis
Aarle-Rixtel 150 kV, uitbreiding met één transformatorveld tbv Enexis
Helden 150 kV, uitbreiding met één transformatorveld tbv Enexis
Roosendaal 150 kV, uitbreiding trafoveld tbv Enexis
Middelharnis 150 kV, twee extra trafovelden tbv Stedin

9.4 Reconstructies

Een reconstructie is een project waarbij op verzoek van derden, meestal gemeenten, provincies of andere infrastructuurbeheerders, aanpassingen worden doorgevoerd aan de infrastructuur van TenneT. Voorbeelden zijn het verkabelen van hoogspanningslijnen, het verleggen van verbindingen of het verhogen van masten. Tabel 9.4 geeft een overzicht van de voorgenomen reconstructies, waarvan een aantal als stelpost in het portfolio van TenneT is opgenomen.

Tabel 9.4

Voorgenomen reconstructies		
Projectnaam	IBN	Fase
Verkabeling 150kV lijn Utrecht Lage Weide – Ouderijn mast 8 tm 11 (plangebied Rijnvliet Utrecht)	2022	Realisatie
Verkabeling Veenendaal	2024	Realisatie
Breda, Verkabeling 150 kV lijnen	2025	Realisatie
Reconstructie 110kV-verbinding Raalte	2025	Realisatie
Verleggen 150kV verbinding Utrecht Lage Weide – Soest	2024	Basisontwerp
Verkabeling van de 110kV HS-lijn in woonkern 's Heerenbroek	2025	Basisontwerp
Verkabeling 150kV lijn Leiden-Oegstgeest	2026	Basisontwerp
Deelverkabeling GTB-WW-HT 150KV	2027	Basisontwerp
Verkabeling van 150kV-lijndelen bevolkingskern Nieuwegein	2027	Basisontwerp
Verkabeling van 150kV lijndelen Peel en Maas	2027	Basisontwerp
Verkabelen 110kV lijndelen bevolkingskern Almelo	2027	Basisontwerp
Reconstructie 150kV A4 Haaglanden - N14	2027	Studie
Verkabelen 150kV Apeldoorn	2028	Studie
Reconstructies 110/150/220/380 kV (stelpost)	2028	Realisatie
Reconstructies Telecom (stelpost)	2028	Realisatie
Programma Verkabeling (stelpost)	> 2031	Studie

In tabel 9.5 zijn de reconstructies opgenomen die in 2020 en 2021 zijn afgerond.

Tabel 9.5

Afgeronde reconstructies in 2020 en 2021
Reconstructie 150 kV-verbinding Almere Pampus-'s Graveland



TenneT TSO B.V.

Utrechtseweg 310, Arnhem
Postbus 718, 6800 AS Arnhem

Telefoon 0800 8366388
www.tennet.eu

