



INVESTERINGSPLAN 2020-2030

Elektriciteit en gas

INVESTERINGSPLAN 2020-2030

Elektriciteit en gas



INHOUDSOPGAVE

	Voorwoord	6
1	Inleiding	8
2	Samenvatting en conclusies	10
3	Profiel van de organisatie	12
3.1	Enduris B.V.	13
3.2	Enduris in één oogopslag	14
3.3	De elektriciteits- en gasnetten in Zeeland	15
3.4	Wettelijke taken en verplichtingen	15
3.5	Beleid Enduris	16
3.6	Prestaties Enduris 2019	19
3.7	Uitdagingen in de dagelijkse praktijk	20
4	Het investeringsplan	22
4.1	Doel investeringsplan	23
4.2	Typen investeringen	23
4.3	Consultatie IP2020	24
4.4	Structuur en inhoud IP2020	24
4.5	Planning IP2020	24
5	Energie ontwikkelingen, trends en scenario's	28
5.1	Het huidige energiesysteem van Zeeland	29
5.2	Ontwikkelingen trends en scenario's	30
5.3	Energieaanbod	34
5.3.1	Windenergie	34
5.3.2	Zonne-energie	36
5.3.3	Warmtekrachtkoppeling	38
5.3.4	Energie uit water	39
5.3.5	Duurzame gassen	41
5.4	Energievraag	44
5.4.1	Industrie	44
5.4.2	Gebouwde omgeving	45
5.4.3	Verkeer en vervoer	49
5.4.4	Land-, bosbouw en visserij	52
5.5	Scenario's	53

6	Risico's, knelpunten en maatregelen	56
6.1	Inleiding	57
6.2	Risicomanagement Enduris	57
6.3	Risico's, knelpunten en maatregelen	59
6.3.1	Capaciteit	59
6.3.1.1	Regulier capaciteitsplanningsproces:	62
6.3.1.2	Systeemstudie Zeeland:	62
6.3.1.3	Studie Enduris:	74
6.3.1.4	Maatregelen	78
6.3.1.5	Nadere toelichting maatregelen	80
6.3.2	Kwaliteit en Veiligheid	81
6.3.2.1	Elektriciteitsnet	81
6.3.2.2	Gasnet	84
6.3.2.3	Algemene risico's	86
7	Investerings	88
7.1	Inleiding	89
7.2	Bevindingen	89
7.3	Koppeling met risico's, knelpunten en maatregelen	89
8	Terugblik investeringen 2018 - 2019	96
8.1	Inleiding	97
8.2	Bevindingen	97
Bijlagen		102
1	Definities en gebruikte afkortingen	104
2	Resultaten zienswijze marktconsultatie	112
3	Resultaten zienswijze ACM	118
4	Elektriciteitsnetten	120
5	Gasnetten	124
6	Prestaties Enduris betrouwbaarheid	128
7	Studie naar de impact van de gebouwde omgeving + mobiliteit	136
8	Risicomatrix Enduris	154
9	Belastingduurkrommen 2030	156
10	Projectbeschrijvingen Majeure- Investerings	166
11	Projectbeschrijvingen Majeure- Investerings	170

VOORWOORD



Koen Verbogt, Algemeen Directeur

Samen werk maken van een leefwereld vol nieuwe energie; daar werken we bij DNWG Groep elke dag aan. Het is onze missie om onze klanten altijd van energie te voorzien; thuis, onderweg en op het werk. Alle medewerkers zetten zich hier graag iedere dag opnieuw voor in. Een vanzelfsprekendheid, maar tegenwoordig met een andere belichting. Zo blijkt de leefwereld van vandaag, niet vanzelfsprekend voor de leefwereld van morgen met de huidige Coronacrisis die ons land en de rest van de wereld in de greep houdt. Een onverwachte crisis waar we gezamenlijk onze schouders onder moeten zetten. Binnen DNWG Groep doen we er alles aan om de werkzaamheden op gepaste wijze en conform alle maatregelen voor onze klanten zo soepel mogelijk te laten verlopen. Het veilig en continu blijven leveren van energie blijft onze hoogste prioriteit.

Investeringsplan

DNWG groep vormt samen met Stedin en Netverder het netwerkbedrijf Stedin Groep. Binnen DNWG Groep beheert netbeheerder Enduris het energienet voor zo'n 200.000 Zeeuwse huishoudens en bedrijven. Enduris blijft tijdens de reguleringsperiode tot en met 2021 als aparte netbeheerder functioneren en stelt daarom een eigen Investeringsplan op. Voor u ligt het Investeringsplan 2020-2030 van Enduris. In dit Investeringsplan delen we de visie op de ontwikkelingen van de regionale elektriciteits- en gasnetten in Zeeland. Daarnaast wordt inzicht verschaft in de kwaliteit, capaciteit en veiligheid van die netten. In het Investeringsplan is geen rekening gehouden met het coronavirus en de mogelijke impact op benodigde investeringen.

Ontwikkelingen

Eén van de belangrijkste en meest ingrijpende ontwikkelingen voor Enduris doet zich voor op het gebied van klimaat en duurzaamheid. Het Klimaatakkoord stuurt op een drastische reductie van het gebruik van fossiele energie, tot dichtbij nul in het jaar 2050. Deze nationale doelen en afspraken vragen om regionaal maatwerk en gezamenlijke plannen. Eén van die plannen betreft de Regionale Energie Strategie (RES). In de RES zijn de landelijke klimaat- en energiedoelen vertaald naar regionale doelen.

Zeeuws Energieakkoord

We zijn trots op het Zeeuws energieakkoord waarin we samen met de provincie Zeeland en Zeeuwse gemeenten, waterschap Scheldestromen, inwoners, het bedrijfsleven en maatschappelijke organisaties maatregelen hebben geformuleerd voor de energietransitie. Deze integrale energietransitie-aanpak voor Zeeland ligt verankerd in onze investeringsplannen. Met deze integrale aanpak verbeteren we de maakbaarheid en betaalbaarheid en creëren we de meeste waarde voor de Zeeuwse maatschappij.

Gelijktijdig met het opstellen van de RES Zeeland is er onderzoek gedaan naar het toekomstig geïntegreerde energiesysteem van Zeeland. Onder de naam 'Systeemstudie Zeeland' zijn de mogelijke ontwikkelingen van vraag naar en aanbod van energie in kaart gebracht aan de hand van diverse scenario's. Verschillende netbeheerders waaronder TenneT, Gasunie en Enduris hebben de impact van deze scenario's op de infrastructuur doorgerekend. Hiermee zijn potentiële knelpunten inzichtelijk gemaakt.

Zowel de RES Zeeland als de Systeemstudie Zeeland zijn een belangrijke bron geweest voor dit Investeringsplan. Zo kan Enduris de juiste keuzes maken ten aanzien van netontwerp en verlangde capaciteit. Belangrijk, want ook in de toekomst wil Enduris garant kunnen staan voor een effectieve, efficiënte en veilige dienstverlening aan klanten. Dit Investeringsplan draagt daar aan bij. Het verschaft toezichthouders en andere stakeholders inzicht in de (toekomstige) kwaliteit, capaciteit en veiligheid van de Zeeuwse elektriciteits- en gasnetten.

We kijken ernaar uit om samen met onze stakeholders een duurzame energievoorziening in Zeeland te realiseren. Graag bedanken we alle partijen die hebben meegeholpen aan de totstandkoming van de RES en dit Investeringsplan.

Koen Verbogt
Algemeen Directeur

1. INLEIDING



Graafwerkzaamheden t.b.v. de aanleg van infrastructuur

Enduris B.V. heeft de wettelijke verplichting om periodiek een investeringsplan (IP) op te stellen waarin de investeringen worden beschreven en onderbouwd. Hiermee vervangt het IP het Kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) die netbeheerders voorheen opstelden. Het IP moet zorgdragen voor de borging van het tijdig uitvoeren van de noodzakelijke investeringen. Dit wordt onder andere bereikt door het vergroten van de transparantie over de investeringskeuzes. Nieuw hierbij is de openbare consultatie, waarbij belangstellenden de mogelijkheid wordt geboden om op de voorgenomen investeringen te reageren, wat kan leiden tot aanpassing van de plannen. De wettelijke basis van het IP ligt vast in artikel 21 van de Elektriciteitswet en artikel 7 van de Gaswet. Het doel van het IP is enerzijds om de capaciteit van de elektriciteits- en gasnetten inzichtelijk te maken en hoe Enduris deze capaciteit in de toekomst zal borgen. Anderzijds toont Enduris in het IP aan op welke manier de kwaliteit van de netten en de veiligheid van mens en omgeving nu en in toekomst gegarandeerd wordt. Zeker met het oog op de veranderingen in de energietransitie zijn dat belangrijke onderwerpen.

Structuur en inhoud

In de 'Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas' die sinds 1 januari 2019 geldt, zijn nadere regels voor het IP beschreven. Daarnaast heeft de Autoriteit Consument & Markt (ACM) samen met de netbeheerders specifieke afspraken gemaakt over de structuur en inhoud van het IP. Op basis hiervan heeft Enduris gekozen voor de volgende hoofdstukindeling en inhoud.

Hoofdstuk 2: bevat een samenvatting van het IP, inclusief de belangrijkste conclusies over de voorgenomen investeringen.

Hoofdstuk 3: beschrijft de organisatie van Enduris en de wettelijke taken en activiteiten die worden uitgevoerd. Daarnaast komen de beleidsuitgangspunten voor de aspecten kwaliteit, capaciteit en veiligheid aan bod. En dit hoofdstuk benoemt de belangrijkste uitdagingen waar Enduris nu in de praktijk mee wordt geconfronteerd.

Hoofdstuk 4: gaat nader in op het IP zelf, de beschrijving van de doelgroepen en de manier waarop de marktconsultatie is uitgevoerd. Daarnaast is er een uitleg opgenomen over de verschillende typen

investeringen. Het hoofdstuk geeft ook de structuur en argumentatie van hoe men komt van scenario's via risico's, knelpunten en maatregelen tot investeringen in het IP.

Hoofdstuk 5: beschrijft de scenario's met de belangrijkste actuele en verwachte ontwikkelingen die van invloed zijn op de netten. Hierbij wordt ook beschreven welke informatiebronnen zijn gebruikt en welk referentiescenario is gehanteerd.

Hoofdstuk 6: hierin is de systematiek van het risicomanagement beschreven waarbij risico's en knelpunten van kwaliteit, capaciteit en veiligheid zijn geïdentificeerd. Dit gebeurt door een link te leggen tussen de wettelijke taken, de beleidsuitgangspunten, de scenario's en de netten van Enduris. Het hoofdstuk geeft verder een beschrijving van de maatregelen om de risico's en knelpunten te beheersen.

Hoofdstuk 7: bevat een presentatie van de voorgenomen investeringen in diverse subcategorieën inclusief een toelichting.

Hoofdstuk 8: blikt terug op de geprognosticeerde investeringen voor de jaren 2018 en 2019 en de daadwerkelijk gerealiseerde investeringen voor die jaren. Ook wordt een algemene conclusie getrokken..

Bijlagen: hierin staan de definities en afkortingen. Ook is hier kwantitatief materiaal uit de diverse hoofdstukken van het IP opgenomen. Dit is gedaan om het IP overzichtelijk en leesbaar te maken.

Hoewel er aan het opstellen van het IP2020 veel zorg en aandacht is besteed, kan nooit volledig worden uitgesloten dat bepaalde zaken een toelichting vereisen. Voor nadere informatie kunt u zich wenden tot:

Enduris B.V.

Postbus 399

4460 AT GOES

E-mail: investeringsplan@enduris.nl

Telefoon: 0113 74 11 00

K.v.K. Middelburg 22042932

2. SAMENVATTING EN CONCLUSIES



Laadpunt voor elektrisch vervoer in Middelburg

Het doel van het voorliggende investeringsplan is het verschaffen van een heldere en navolgbare onderbouwing van de voorgestelde investeringen in de elektriciteits- en gasinfrastructuur van Enduris. Deze investeringen hebben tot doel om de kwaliteit, capaciteit en veiligheid van het elektriciteits- en gasnetwerk te borgen. Een belangrijk onderwerp hierbij vormt de energietransitie. De energietransitie heeft met name gevolgen voor de capaciteit van de elektriciteits- en gasnetten.

Regionale Energie Strategie

In maart 2020 is de Regionale Energie Strategie Zeeland opgeleverd en gepresenteerd. In deze strategie zijn de landelijke klimaat- en energiedoelen vertaald naar regionale doelen. Hieraan heeft een breed scala aan stakeholders input geleverd en zijn er Zeeuwse maatregelen geformuleerd voor de energietransitie. Denk hierbij aan de groei van decentrale opwek van elektriciteit door onder andere zonne-energiesystemen en windturbines. Maar ook aan de inzet van elektrisch vervoer en het verduurzamen van de warmtevraag. Enduris heeft ervoor gekozen om deze regionale doelen en maatregelen als belangrijkste scenario te hanteren voor de verwachte snelheid en richting van de ontwikkelingen in het energiesysteem van Zeeland. Daarnaast is een tweetal scenario's uit de Systeemstudie Zeeland gehanteerd die onderling verschillen van snelheid en richting en daarmee de impact op de netten.

Scenario's en maatregelen

Enduris heeft vervolgens op basis van de scenario's de impact van de ontwikkelingen op de elektriciteits- en gasnetten bepaald. Hierbij is onder andere gebruik gemaakt van de Systeemstudie Zeeland en in- en externe studies. Uit de berekeningen blijkt dat er capaciteitsknelpunten zullen ontstaan in de elektriciteitsnetten richting 2030 als er geen maatregelen worden getroffen. Het verzwaren van de elektriciteitsnetten lijkt op voorhand wellicht de meest voor de hand liggende keuze. Toch zijn er ook andere maatregelen die ervoor kunnen zorgen dat de benodigde netverzwaringen en daarmee investeringen worden beperkt. Enduris benadrukt dan ook het belang van het toepassen van deze maatregelen. Deze maatregelen zijn zowel in dit investeringsplan als in de Systeemstudie Zeeland opgenomen. Het verzwaren van de elektriciteitsnetten op diverse

locaties zal echter ook nodig zijn. Deze investeringen zijn ook opgenomen in het investeringsplan. Hierbij is een duidelijk stijgende trend waarneembaar als gevolg van toenemende netverzwaringen. Voor wat betreft het gasnet worden er niet of nauwelijks capaciteitsknelpunten verwacht. In de gebouwde omgeving wordt een reductie van het aantal aangesloten klanten voorzien en een besparing op gasverbruik. Dit zal leiden tot een afname van de benodigde transportcapaciteit in de gebouwde omgeving. Verwacht wordt dat de inzet van waterstof in de gebouwde omgeving tot 2030 zeer beperkt zal zijn. Wel kunnen er op het gebied van grootverbruik, wijzigingen of nieuwe aansluitingen worden gerealiseerd. Ook kan gedacht worden aan het aansluiten van groengasproductielocaties. Hiermee is dan ook rekening gehouden in het investeringsplan.

Kwaliteit, veiligheid en doelmatigheid

Naast het borgen van de capaciteit van de elektriciteits- en gasnetten is er in het investeringsplan ook aandacht besteed aan de aspecten kwaliteit, veiligheid en doelmatigheid. Uit verschillende analyses blijkt dat Enduris hier de afgelopen jaren goed op heeft gepresteerd. Om hier ook de komende jaren goed op te blijven presteren wordt het bestaande onderhouds- en vervangingsbeleid ten aanzien van het elektriciteits- en gasnet gecontinueerd. De belangrijkste risico's op het gebied van kwaliteit en veiligheid zijn opgenomen in het investeringsplan evenals de maatregelen om de risico's te mitigeren.

Systeemintegratie

Om het energiesysteem in de toekomst betaalbaar en betrouwbaar te houden, is systeemintegratie nodig. Dit betekent dat landelijke en lokale energiesystemen meer met elkaar verweven raken en dat elektriciteits-, gas- en warmtesystemen nauwer gaan samenwerken. Het is dan ook van belang om te werken naar een breed gedragen langetermijnperspectief voor het energiesysteem en de energienetten van de toekomst. Dit geeft houvast voor overheidsbeleid en investeringsbeslissingen. Met de RES Zeeland en de Systeemstudie is een belangrijke stap gezet waarbij Enduris graag ziet dat dit proces ook in de toekomst wordt gecontinueerd. Focus op systeemintegratie is hierbij van wezenlijk belang.

3. PROFIEL VAN DE ORGANISATIE

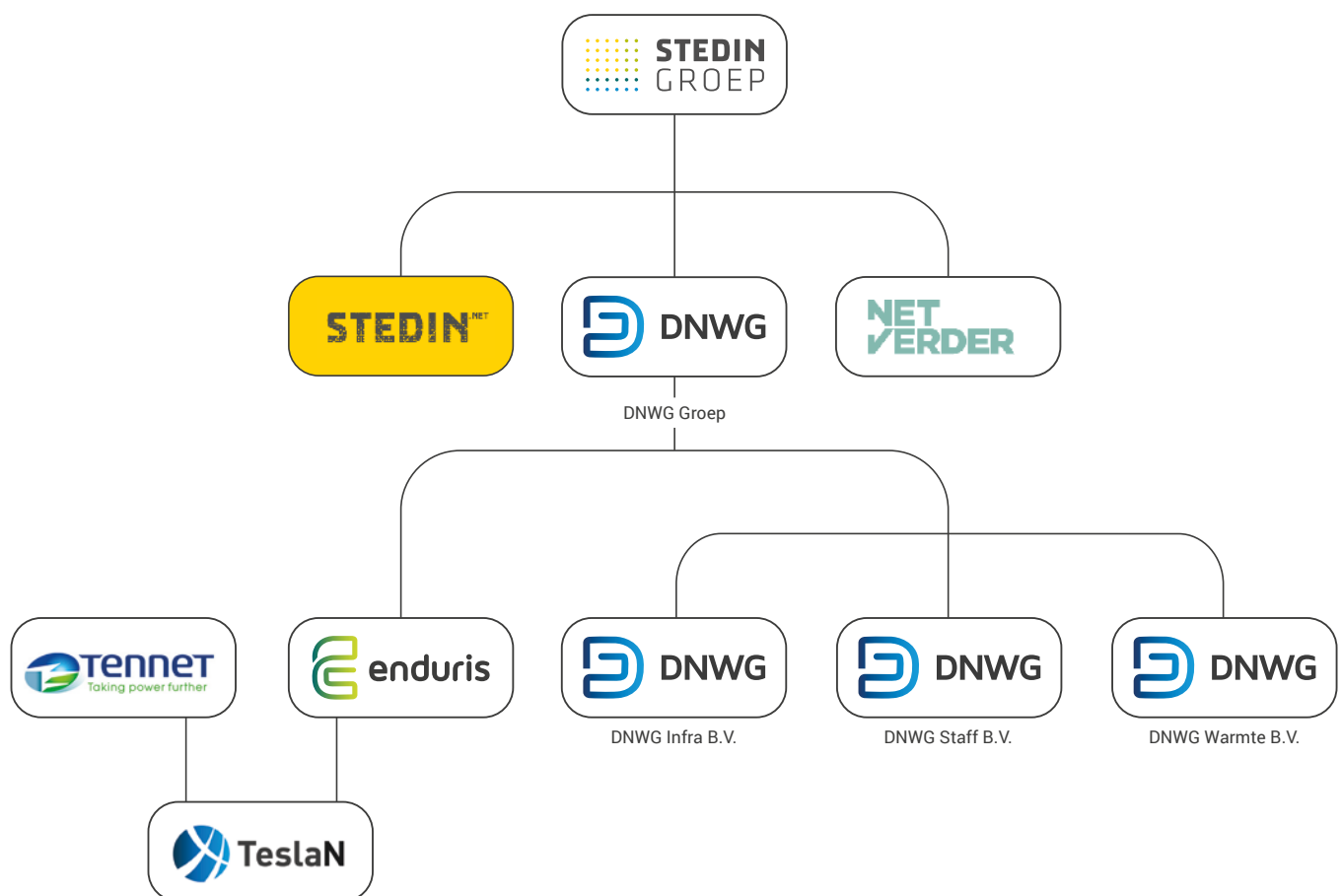


Welkomstbord bij het kantoor van Enduris

3.1 Enduris B.V.

Enduris is beheerder van elektriciteits- en gasnetten in de provincie Zeeland en is gevestigd te Goes. Als netbeheerder zorgt Enduris voor het transport van elektriciteit en gas naar consumenten en zakelijke klanten. Dit wordt gerealiseerd door het aanleggen, onderhouden en beheren van de elektriciteits- en gasnetten, aansluitingen en kleinverbruikmeetinrichtingen. Daarnaast draagt Enduris zorg voor het faciliteren van de energiemarkt.

Sinds 13 juni 2017 maken DNWG Groep N.V. en haar dochtervennootschappen, waaronder Enduris en DNWG Infra deel uit van de Stedin Groep. Enduris blijft gedurende de huidige reguleringsperiode, die tot en met 2021 loopt, bestaan als onafhankelijk netbeheerder van zijn elektriciteits- en gasnetten in Zeeland.



3.2 Enduris in één oogopslag

669 MEDEWERKERS



548 man
121 vrouw



218.679

Aansluitingen elektriciteit

194.162

Aansluitingen gas

2019

AANTAL SLIMME METERS

30.010 plaatsingen

37.472 aanbiedingen

80% realisatiegraad



7,8 KLANTTEVREDENHEID

VEILIGHEID

3,33 TRIR

4,99 LTIR



AANTAL KILOMETERS

10.902 km elektriciteitskabel

4.828 km gasleiding

3.3 De elektriciteits- en gasnetten in Zeeland

Voor het beheer van de elektriciteits- en gasnetten zijn er landelijke en regionale netbeheerders actief in Zeeland. TenneT TSO B.V. (Tennet) is de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet met een spanningsniveau ≥ 110 kV. Het regionale elektriciteitsnetwerk (< 110 kV) in de provincie Zeeland wordt beheerd door Enduris. Op elf punten in de provincie is het regionale elektriciteitsnetwerk van Enduris gekoppeld aan het landelijke hoogspanningsnet. In bijlage 4 is het elektriciteitsnet van zowel Tennet als Enduris weergegeven. Hierin is een meer gedetailleerde beschrijving weergegeven van het elektriciteitsnet en de systemen en componenten waar het uit bestaat.

Gasunie Transport Services B.V. (GTS) is de beheerder van het landelijke gastransportnet. Het gasnetwerk (< 16 bar) wordt beheerd door Enduris. Het landelijke en regionale gasnet zijn via 23 koppelpunten in Zeeland met elkaar verbonden. In bijlage 5 is het gasnet van Enduris weergegeven. Hierin is een meer gedetailleerde beschrijving weergegeven van het gasnet en de systemen en componenten waar het uit bestaat.

Een aparte groep bedrijfsmiddelen wordt gevormd door de meetinrichtingen (meters) waarmee de uitwisseling van energie met de elektriciteits- en gasnetten wordt bepaald. Netbeheerders verzorgen de meters voor de groep beschermde afnemers, ook wel kleinverbruikers (KV) genoemd. Meetbedrijven verzorgen de meters voor grootverbruikers (GV) die aangesloten zijn op de elektriciteits- en gasnetten.

3.4 Wettelijke taken en verplichtingen

In de Gaswet en Elektriciteitswet 1998 en aanvullende regelingen en codes zijn de wettelijke taken en verplichtingen van de netbeheerder beschreven. Kort samengevat komen die neer op het beheren van de netten, het aanbieden en realiseren van aansluitingen aan degenen die daar om verzoeken, het verrichten van de transporten en het beschikbaar stellen van meetgegevens waarmee de marktpartijen worden gefaciliteerd.

Voor het IP zijn met name de verplichtingen van belang om de kwaliteit, capaciteit en veiligheid van het transport van elektriciteit en gas over de netten op de meest doelmatige wijze te waarborgen.

Onder het begrip kwaliteit vallen een 3-tal deelaspecten:

Betrouwbaarheid

Betrouwbaarheid is gerelateerd aan de prestaties en conditie van de netten. De prestaties worden gemeten aan de hand van

indicatoren zoals het aantal onderbrekingen in Zeeland, het aantal getroffen klanten en de tijdsduur van onderbrekingen. Onder de conditie wordt de toestand van de verschillende materialen en netcomponenten verstaan. De bewaking van de conditie geschiedt aan de hand van parameters zoals slijtage, vervuiling en corrosie. Er bestaat een relatie tussen de prestaties en de conditie. Maar ook tussen de conditie van de assets enerzijds en de veiligheid van de assets anderzijds bestaat een belangrijk verband.

Productkwaliteit

Onder productkwaliteit vallen verschillende parameters waaronder de gaskwaliteit en spanningskwaliteit. Spanningskwaliteit is een begrip dat wordt gebruikt om verstoringen van de ideale sinusvormige wisselspanning aan te duiden. In artikel 3.2.1 van de Netcode staan de voorschriften met betrekking tot de verschillende aspecten van de spanningskwaliteit zoals de netfrequentie, langzame en snelle spanningsvariaties, mate van asymmetrie tussen de verschillende fasen en de toelaatbare harmonische vervorming.

Kwaliteit van dienstverlening

Naast een fysieke aansluiting op het net onderhoudt de netbeheerder ook relaties met de aangeslotenen. Hierbij kan men denken aan het tijdig uitbrengen van offertes, het realiseren van nieuwe aansluitingen of het aanpassen ervan binnen de gestelde termijn, facturering en het behandelen van vragen of klachten. Nadere voorschriften over dit kwaliteitsaspect staan vermeld in paragraaf 6.2 van de Netcode.

Het borgen van de kwaliteit, capaciteit en veiligheid realiseert de netbeheerder door het uitvoeren van de volgende activiteiten: het ontwerpen, aanleggen, bedrijfsvoeren, oplossen van storingen, onderhouden, modificeren, vervangen en verwijderen van aansluitingen, netten en KV-meetinrichtingen oftewel de in paragraaf 3.3 beschreven bedrijfsmiddelen.

Een andere wettelijke verplichting van de netbeheerder is het faciliteren van de markt. Hieronder vallen de volgende activiteiten: het beheer van de aansluitingenregisters elektriciteit en gas, het verstrekken van meetdata en het toewijzen van transportcapaciteit aan marktpartijen.

Alhoewel het geen wettelijke taak is, mag niet onvermeld blijven dat Enduris een faciliterende rol heeft als het gaat om de energietransitie. Dit komt het meest duidelijk naar voren in de betrokkenheid bij de totstandkoming van de Regionale Energiestrategie Zeeland. Als netbeheerder beschikt Enduris over veel kennis en informatie over infrastructuur en energieverbruik. Met het oog op de energietransitie streeft Enduris ernaar deze gegevens, die van grote toegevoegde waarde kunnen zijn voor gemeenten en andere stakeholders, op een gebruiksvriendelijke manier ter beschikking te stellen.

Organisatiebeleid

In het organisatiebeleid van Enduris wordt de strategische besturing beschreven. In essentie gaat het om de vraag hoe Enduris extern waarde wil toevoegen in zijn omgeving, c.q. kan profiteren van de waardetoevoeging van anderen en zich intern moet ontwikkelen om dat mogelijk te maken. Het beleid bestaat uit de missie, visie,

strategie, doelen en thema's.

Het aspect Kwaliteit valt met name onder de strategie van 'Beter netbeheer'. Het aspect Capaciteit is met name gerelateerd aan de strategie 'Energietransitie mogelijk maken'. Veiligheid is geborgd in de strategieën 'Duurzame bedrijfsvoering' en 'Beter netbeheer'.

3.5 Beleid Enduris



MISSIE

Samen werk maken van een leefwereld vol nieuwe energie.



VISIE

De energietransitie mogelijk maken door focus op kerntaken voor (toekomstig) netbeheer met excellente dienstverlening aan klanten.



STRATEGIE

1. Beter netbeheer
2. Energietransitie mogelijk maken
3. Duurzame bedrijfsvoering

Strategische doelen en thema's:

STRATEGIE	1. BETER NETBEHEER	2. ENERGIETRANSITIE MOGELIJK MAKEN	3. DUURZAME BEDRIJFSVOERING
Strategische doelen	Betrouwbare netten	Toekomstbestendige netten	Veilige werkomstandigheden
	Betaalbare en efficiënte dienstverlening	Beschikbare netinformatie	Vakbekwame medewerkers nu en straks
	Hoge kwaliteit van producten & goederen	Versnelling door samenwerking	Financieel gezond
			Positieve milieu-impact
Strategische thema's	• License to Operate • Multi Disciplinair	• Faciliteren van de energietransitie in Zeeland • Organisatieontwikkeling	• Samen Sterker

Assetmanagementbeleid

In het assetmanagementbeleid zijn de strategische doelen vertaald naar beleidsuitgangspunten en kwantificeerbare streefwaarden voor kwaliteit, capaciteit en veiligheid. Hieronder worden de belangrijkste uitgangspunten van het assetmanagementbeleid benoemd:

Voor het beheren van de elektriciteit- en gasnetten werkt Enduris volgens de NTA 8120 en de ISO5001. Hieronder worden de systematische en gecoördineerde activiteiten verstaan waarmee Enduris zijn fysieke bedrijfsmiddelen optimaal beheert, evenals de daarmee verbonden prestaties, risico's en uitgaven, gedurende de levensduur, met als doel het realiseren van de doelstellingen van de organisatie.

Het assetmanagementbeleid beschrijft de fundamentele principes en waarden die worden gehanteerd bij de diverse assetmanagementactiviteiten die tot doel hebben om het organisatiebeleid te realiseren. Dit zijn de volgende principes:

- Enduris is op de hoogte van de externe omgeving door het identificeren en analyseren van (toekomstige) externe ontwikkelingen en behoeften en verwachtingen van stakeholders.
- Beleidsmakers worden ondersteund bij het maken van beslissingen ten aanzien van het energiesysteem, door de impact van beslissingen op de infrastructuur en vice versa duidelijk en volledig te communiceren.
- De (toekomstige) externe ontwikkelingen, behoeften en verwachtingen van stakeholders vormen belangrijke input voor het systeem- en netontwerp evenals het beleid van de assets over de gehele levenscyclus;
 - de functionaliteiten van systemen, netten en kleinverbruiksmeters;
 - de kwaliteit van transport inclusief betrouwbaarheid van de systemen, netten en componenten;
 - de capaciteit en toegankelijkheid van de netten.
- Bij het borgen van de veiligheid van personeel en omgeving en de bescherming van de industriële en bebouwde omgeving en natuur geldt het uitgangspunt van 'veilige netten en veilig werken'. Dit is van toepassing op de gehele levenscyclus van de assets. Dit begint bij het ontwerp, de aanleg en ingebruikstelling, bestrijkt het beheer en onderhoud tot uiteindelijk het buiten gebruik stellen van het bedrijfsmiddel. Het omvat de technische

en organisatorische maatregelen en menselijke inzet die redelijkerwijs van ons als verantwoordelijke gevraagd kunnen worden om incidenten en ongevallen te voorkomen. Als er desondanks gebeurtenissen plaatsvinden die impact hebben op de gezondheid van de mens en belasting van het milieu, dan worden deze zoveel mogelijk beperkt en beheerst. Binnen Enduris geldt: "Ik werk veilig of ik werk niet!" Ook wordt van alle partners, serviceproviders en onderaannemers verwacht dat zij minimaal eenzelfde niveau van veiligheid nastreven.

- Het concept van risicomanagement ('Risk Based Asset Management') wordt gehanteerd waardoor Enduris op de hoogte is van de risico's en indien noodzakelijk passende maatregelen neemt. Daarbij wordt de effectiviteit van de maatregelen periodiek gevalideerd en indien noodzakelijk bijgestuurd.
- Transparantie is van groot belang. Per kwartaal wordt de voortgang van de activiteiten vastgelegd en gerapporteerd aan de Assetowner.
- Enduris streeft naar een minimale "Total Cost of Ownership" (TCO) over het Assetportfolio.
- Het op de hoogte zijn van en handelen volgens de actuele en relevante wet- en regelgeving, normen en afspraken binnen de organisatie is van groot belang.
- Enduris streeft naar het bereiken van Operational Excellence.

Enduris beslist, neemt maatregelen en meet resultaten op basis van de volgende bedrijfswaarden:

- **Veiligheid (V):** afwezigheid van onaanvaardbare risico's, waarbij het zowel risico's betreft voor de omgeving (letsel of schade) vanuit falen van de infrastructuur of van de bedrijfsprocessen als gevolg van onbedoeld menselijk handelen, als risico's voor de infrastructuur of de bedrijfsprocessen (schade of integriteit) vanuit de omgeving als gevolg van een natuurverschijnsel of moedwillig menselijk handelen;
- **Kwaliteit (K):** bevat kaders voor de stabiliteit en betrouwbaarheid van de elektriciteits- en gasvoorziening en daarnaast voor de kwaliteit van de overig geleverde diensten;
- **Economie (E):** bevat kaders voor de financiële prestaties;
- **Imago (I):** bevat kaders voor de gewenste beeldvorming van de stakeholders;
- **Stakeholder relatie (Sr):** bevat kaders voor de gewenste relatie met de stakeholders;
- **Duurzaamheid (D):** bevat kaders voor het waarderen van grondstoffen en energie in alle activiteiten en beslissingen.

waarden voor de jaren 2020-2022 zijn in tabel 3.1 weergegeven.

Het hulpmiddel waarmee dit wordt gerealiseerd is de risicomatrix van Enduris. Deze is in bijlage 8 opgenomen.

Doelen en streefwaarden

Het assetmanagementbeleid is vertaald naar concrete doelen en kwantificeerbare streefwaarden ten aanzien van de aspecten kwaliteit, capaciteit en veiligheid. Hieronder worden de belangrijkste benoemd:

Kwaliteit:

Enduris streeft ernaar om beter dan de sectorgemiddelde resultaten op het gebied van betrouwbaarheid te presteren. De streef-

Elektriciteitsnet

NAGESTREEFDE KWALITEITSINDICATOR	EENHEID	HS	MS	LS	TOTAAL
Jaarlijkse uitvalduur	minuten/aansluitingen/jaar	1	12	6	19*
Gemiddelde onderbrekingsduur	minuten/onderbreking	15	60	90	n.v.t
Onderbrekingsfrequentie	onderbrekingen/aansluitingen/jaar	0,07	0,22	0,07	0,36

Gasnet

NAGESTREEFDE KWALITEITSINDICATOR	EENHEID	TOTAAL
Jaarlijkse uitvalduur	minuten/aansluitingen/jaar	0,5
Gemiddelde onderbrekingsduur	minuten/onderbreking	60
Onderbrekingsfrequentie	onderbrekingen/aansluitingen/jaar	0,0075

Tabel 3.1 Streefwaarden voor de kwaliteitsindicatoren in de periode 2020-2022

(* vanaf 2021 bedraagt de streefwaarde 18 minuten)

- Enduris voldoet aan de kwaliteitsvoorwaarden op het gebied van spanningskwaliteit zoals beschreven in de Netcode (artikel 7.3);
- Enduris streeft naar een klanttevredenheidsniveau gelijk of hoger aan ruim voldoende.

Capaciteit

- Enduris draagt actief bij om een optimaal energiesysteem in Zeeland te realiseren. Dit betekent dat Enduris data, informatie, kennis en expertise ter beschikking stelt bij het opstellen van de RES, de Transitievisie Warmte en de Systeemstudie Zeeland;
- Op basis van de planning van het optimale energiesysteem draagt Enduris zorg voor capaciteit in de netten voor het aanbod

van (grootschalige) opwek en nieuwe energievraag die ontstaat vanuit de verduurzaming;

- Enduris streeft ernaar om een elektriciteitsaansluiting binnen 18 weken te realiseren;

Veiligheid

- Enduris treft naar een brede, proactieve veiligheidscultuur;
- Het meerjarig gemiddelde aantal gaslekken in de netten, aansluitingen en kv-meters dient minimaal te worden gehandhaafd;
- Er mogen zich geen voorvallen voordoen waarbij dood van of letsel bij een persoon dan wel schade aan een zaak of het milieu, of gevaar daarvoor wordt veroorzaakt;

- De kwaliteitsstreefwaarden uit tabel 3.1 hebben bij met name het gasnet een directe relatie met de veiligheid en gelden dan ook als streefwaarde voor het veiligheidsniveau;
- Enduris/ DNWG streeft naar een waarde van de Lost Time Injury Rate (LTIR) kleiner dan 3;
- Enduris/ DNWG streeft naar een waarde van de Total Recordable Incident Rate (TRIR) kleiner dan 5;
- De gemiddelde aanrijtijd van gasstoringen dient onder de 45 minuten te liggen;

- De veiligheid van het elektriciteitstransport voldoet aan de voorwaarden zoals die zijn beschreven in de Netcode (artikel 7.8).

3.6 Prestaties Enduris 2019

De belangrijkste prestaties van Enduris die zijn gerelateerd aan de activiteiten uit het IP2020 worden in deze paragraaf beschreven.

ACTIVITEITEN IN 2019	ELEKTRICITEIT	GAS
- aantal gerealiseerde aansluitingen:	2.339	1.094
- aangelegde kabel/ leiding in km:	231	27
- aantal geplaatste stations:	92	13
- aantal geplaatste kleinverbruikmeters:	32.400	23.250

Kwaliteit

- De betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet en het gasnet was in 2019 goed te noemen. Op nagenoeg alle belangrijke prestatie-indicatoren scoorde Enduris beter dan de gehanteerde streefwaarden en het landelijk gemiddelde. In bijlage 6 wordt hier in meer detail op ingegaan.
- Het aantal klachten op het gebied van spanningskwaliteit is toegenomen;
- Niet alle spanningskwaliteitsmetingen voldeden aan de Netcode. De onlangs aangepaste (landelijke) grenswaarde zal hier hoogstwaarschijnlijk verandering in gaan brengen;
- De geplande vervangingsinvesteringen en onderhoudswerkzaamheden zijn grotendeels qua jaarplanning uitgevoerd. Voor de projecten waarbij dat niet het geval was wordt echter wel oplevering conform afgesproken einddatum voorzien;
- Enduris heeft op het gebied van klanttevredenheid een 7,8 gescoord. Het percentage aansluitingen dat binnen de aansluittermijn van 18 weken is gerealiseerd lag in 2019 boven de 90%.

Capaciteit

- Begin 2020 is de Regionale Energie Strategie Zeeland en Systeemstudie Zeeland opgeleverd. Hierbij heeft Enduris actief bijgedragen door onder meer data, informatie, kennis en expertise ter beschikking te stellen;
- De energietransitie in Zeeland is volop aan de gang. In 2019 zijn een 150-tal grootverbruikers gerealiseerd (2018; 130-tal) waarvan het grootste deel een relatie heeft met de energietransitie. Dit heeft er mede toe geleid dat het zonvermogen in Zeeland steeg tot circa 300 MW;

- In 2019 was het realiseren van (duurzame) netcapaciteit een speerpunt bij Enduris. In Westdorpe, Borssele, en Tholen zijn omvangrijke projecten opgeleverd. Er is veel afstemming geweest met TenneT en diverse overheidsinstanties over het realiseren van 150 kV-stations op Tholen en Schouwen-Duiveland.
- In Westdorpe, Zeeuws-Vlaanderen heeft zich een grote groen gas invoeder gevestigd. De invoeding is begin 2019 gestart en het is de eerste groen gas invoeder in het gebied van Enduris. Er is in 2019 zonder noemenswaardige problemen in totaal 17 miljoen m³ groen gas ingevoerd in het gasnet van Zeeuws-Vlaanderen, waarmee ongeveer 13.000 woningen van groen gas worden voorzien.
- De doelstelling op het gebied van het aantal aanbiedingen van slimme meters is bereikt. Met een overall slagingspercentage van 85% is ook voldaan aan de minimale eis van 80%.

Veiligheid

- Tijdens uitgebreide veiligheidsmiddagen zijn alle medewerkers betrokken geweest bij het creëren van bewustwording over de vijf verschillende disciplines van integrale veiligheid te weten procesveiligheid, informatiebeveiliging, privacy, sociale veiligheid en arbeidsveiligheid;
- Het project, vervangen lagedruk asbestcement gasleidingen, is in 2019 conform planning verlopen;
- De LTIR is in 2019 uitgekomen op een score van 3,33 en heeft daarmee de gewenste streefwaarde niet behaald. De score van de TRIR bedroeg 4,99 en heeft daarmee de gewenste streefwaarde behaald;

- Het aantal vastgestelde urgente lekken in het gastransportnet bedroeg 142, waarvan 98 in de hoofdleidingen en 44 in het hogedruknet.
- Het aantal vastgestelde lekken in aansluitleidingen (van aansluitzadel tot de gasmeteropstelling) bedroeg 197. Het aantal in gasmeteropstellingen bedroeg 538.
- Er hebben zich geen voorvallen voorgedaan waarbij dood van of letsel bij een persoon dan wel schade aan een zaak of het milieu, of gevaar daarvoor heeft veroorzaakt.
- Er hebben zich geen voorvallen voorgedaan die hebben geleid tot een grootschalige ontruiming of een grootschalige onderbreking.
- De aanrijtijd voor gasstoringen bedroeg 43 minuten in 2019. Deze waarde is beduidend lager dan de voorgaande jaren en heeft de streefwaarde van 45 minuten behaald;
- In 2019 zijn twee incidentmeldingen categorie II gedaan aan de SodM;
- Op het gebied van het reduceren van graafschades is in 2019 de gestelde streefwaarde behaald;
- In 2019 is Enduris succesvol aangesloten op het vernieuwde KLIC-WIN systeem van het Kadaster dat de uitwisseling van kabel- en leidinginformatie vernieuwt en zich hiermee richt op de toekomst;
- In 2019 is het Extra hoge druk (EHD) net van Enduris, samen met de EHD netten van Zebra en Enexis verkocht aan GTS. De netten zullen per 1-1-2021 overgaan naar GTS.

3.7 Uitdagingen in de dagelijkse praktijk

1. Enorme toename van de hoeveelheid werk

Als gevolg van de energietransitie inclusief de stimulering van duurzame energie door de overheid en huidige economische ontwikkelingen, neemt het werk voor Enduris enorm toe. Denk hierbij aan het behandelen van de aanvragen, het ontwerpen, inkopen, voorbereiden en aanleggen van nieuwe aansluitingen, netten, stations en meetinrichtingen en het verzwaren van bestaande bedrijfsmiddelen. Deze trend is in heel Nederland waarneembaar en heeft diverse consequenties. Denk hierbij aan stijgende prijzen van aannemers, lange levertijden op materialen en schaarste aan personeel veroorzaakt door de krappe arbeidsmarkt inclusief vergrijzing in Zeeland. Hierdoor komt onder andere de wettelijke aansluittermijn van 18 weken en het tijdig realiseren van voldoende transportcapaciteit onder druk te staan.

2. De snelheid en richting van toekomstige ontwikkelingen en plannen

Als gevolg van de vele ontwikkelingen op het gebied van onder andere techniek, duurzaamheid en wet- en regelgeving is het voorspellen van de snelheid en richting van de energietransitie erg onzeker. Experts zijn het er bijvoorbeeld nog niet over eens

wanneer en welke rol waterstof gaat spelen in de energievoorziening of welke kant het opgaat met de warmtevoorziening of mobiliteit. Daarnaast worden er op grote schaal subsidies (waaronder SDE+) toegekend voor onder andere nieuwe wind- en zonneparken. Echter, een deel van deze plannen wordt niet gerealiseerd. Daarnaast komt het voor dat gemeenten ambitieuze plannen voor duurzame energieopwekking hebben, die voor de verkiezingen flink zijn bijgesteld. Ook onvoorziene ontwikkelingen zoals de stikstofcrisis en de COVID-19 (corona) uitbraak hebben impact op de ontwikkelingen en plannen.

Door al deze onzekerheden is het voor Enduris moeilijk om te bepalen aan welke (toekomstige) eisen, met name op het gebied van capaciteit, de elektriciteits- en gasnetten moeten voldoen. Vroegtijdig inspelen op onzekere ontwikkelingen kan leiden tot onnodig hoge investeringen en een negatieve impact op de omgeving. Bovendien bestaat de kans dat er nogmaals aanpassingen aan de netten moeten worden doorgevoerd. Laat inspelen op de ontwikkelingen vergroot het inzicht waardoor er 'betere' investeringen kunnen worden gedaan. Het vergroot echter ook het risico op onder andere het ontstaan van capaciteitsknelpunten in de netten.

3. Samenwerking

In onder andere de Regionale Energiestrategie Zeeland (RES) en de Systeemstudie Zeeland wordt nagedacht over de toekomstige energievoorziening. Hierbinnen werken tal van organisaties samen om het doel van het Klimaatakkoord te realiseren. Van belang is dat Enduris kennis, data en informatie over de elektriciteits- en gasnetten inbrengt. Onderdeel hiervan is het vertalen van regionale keuzes in concrete scenario's om capaciteitsberekeningen te kunnen maken, het doorrekenen van de netten, het uitwerken van knelpunten in oplossingen en het bepalen van de kosten, doorlooptijden en ruimtelijke impact. Op deze manier kunnen beleidsmakers de uitkomsten meenemen en wegen in de integrale maatschappelijke vraagstukken. Naast deze strategische samenwerkingsverbanden, waar Enduris veel waarde aan hecht, neemt de druk toe op het gezamenlijk plannen, voorbereiden en uitvoeren van infrastructurele werkzaamheden. Dit is bedoeld om maatschappelijke kosten en de overlast voor aanwonenden te beperken. In een tijd waarin de hoeveelheid aan regulier werk enorm is toegenomen worden de nodige resources van ons gevraagd inclusief alle nevenactiviteiten zoals het inrichten van informatiebeheersystemen.

4. Wettelijke aspecten

Zoals al aangegeven wordt het wettelijke kader voor de netbeheerder vooral gevormd door de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet en de verdere uitwerking daarvan in de codes. Beide wetten stammen echter uit een tijd waarin de uitdaging van de energietransitie nog niet aan de orde was. Zoals vaker het geval is bij wetgeving ijlt deze na en heeft zo invloed op de

huidige maatschappelijke ontwikkelingen. Hierdoor kunnen netbeheerders en marktpartijen soms niet de meest optimale keuzes maken bij het realiseren van het energiesysteem voor de toekomst.

Een goed voorbeeld hiervan is dat in het algemeen van netbeheerders wordt verwacht dat zij een faciliterende rol vervullen in de energietransitie, maar deze taak is niet uitdrukkelijk in de wet verankerd. Deze onduidelijkheid die ervoor zorgt dat netbeheerders in het ongewisse zijn over de rol die zij moeten/mogen vervullen, is ongewenst omdat deze remmend kan werken als het gaat om de energietransitie.

Uit het Klimaatakkoord blijkt dat er in het toekomstige energiesysteem veel verwacht wordt van warmte, met name ruimteverwarming en ook de term waterstof valt veelvuldig. De huidige warmtewet is met name opgesteld met het doel warmte-afnemers waarborging te bieden voor wat betreft de tariefstelling. Daarom is er behoefte aan het vlot doorlopen van het wetgevingstraject voor de Warmtewet 2.0 die de verwachte toenemende rol van warmte dient te faciliteren en helderheid dient te geven over de rol die netbeheerders en netwerkbedrijven hierin kunnen vervullen. Van waterstof werd tot op heden in de energievoorziening, anders dan in de industrie, niet of nauwelijks gebruik gemaakt. Nu het in de lijn der verwachting ligt dat er door grootschalige opwekking van elektriciteit door wind op zee en uit PV-parken in grote hoeveelheden elektriciteit beschikbaar komt,

zijn er de nodige toekomstscenario's waarin een belangrijke functie wordt toegekend aan waterstof. Ook deze ontwikkeling vraagt om een wettelijk kader.

Door de ontwikkelingen die passen binnen de energietransitie rijzen er ook vragen waarmee de netbeheerder voorheen niet geconfronteerd werd, maar die nu uiterst actueel zijn. Denk hierbij aan de discussie over de kosten voor het verwijderen van gasaansluitingen. En aan de incentive die van de huidige wettelijke regeling uitgaat om grote PV-parken bewust op te knippen in meerdere kleine PV-parken met de bedoeling om op de aansluitkosten te besparen. Ook mag hier de aansluittermijn van 18 weken niet onvermeld blijven. Deze termijn staat al sinds jaar en dag in de wet maar is inmiddels vrijwel onhoudbaar door de combinatie van de hiervoor al onder 1 en 2 genoemde ontwikkelingen.

Door de forse toename van enerzijds de vraag naar elektriciteit en anderzijds de toename van duurzame elektriciteitsproductie dreigen netcapaciteitsproblemen, ofwel congestie. Dit vraagt om toepassing van congestiemanagement en andere creatieve oplossingen. Dit is ook door de minister van EZK onderkent, zoals blijkt uit diens Kamerbrief van juni 2019, waarin diverse oplossingen worden aangekondigd, waaronder aanpassingen in het huidige wettelijke kader (dat niet is ontworpen voor een periode van transportschaarste zoals deze zich nu voordoet) en van de codes.

VIER GROTE UITDAGINGEN VOOR ENDURIS



Door de energietransitie neemt de hoeveelheid werk voor DNWG/Enduris enorm toe.



We staan voor flinke uitdagingen om de kwaliteit van onze dienstverlening te verbeteren.



We hebben te maken met vergrijzing en toenemende schaarste op de arbeidsmarkt.



Efficiënt werken om financieel gezond te blijven, zodat we de investeringen in de energietransitie op de lange termijn kunnen financieren.

4. HET INVESTERINGSPLAN



4.1 Doel investeringsplan

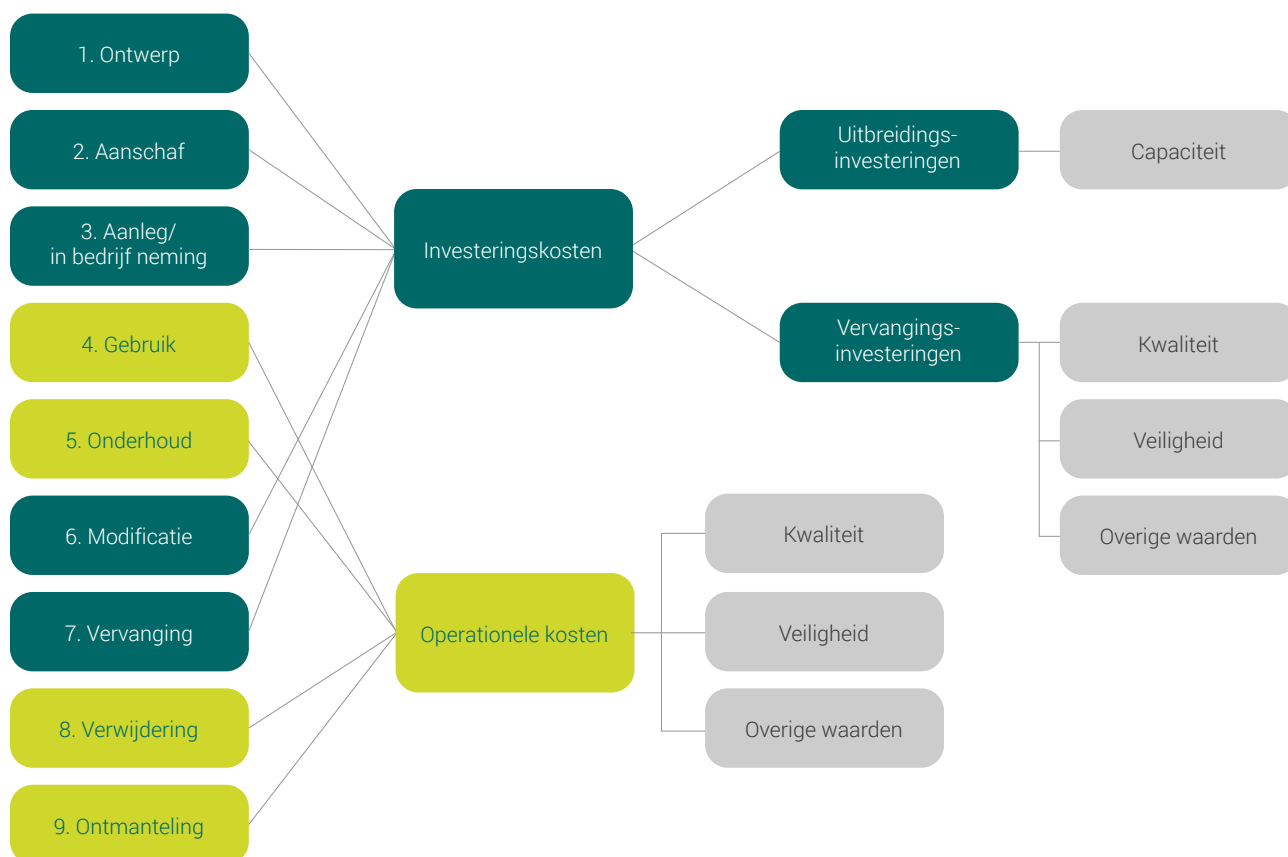
Het doel van het investeringsplan is het verschaffen van een heldere en navolgbare onderbouwing van de voorgestelde investeringen in de elektriciteits- en gasinfrastructuur. Het doel van de investeringen is om de kwaliteit, capaciteit en veiligheid van het elektriciteits- en gasnetwerk te borgen. Een belangrijk onderwerp hierbij vormt de energietransitie. De energietransitie heeft met name gevolgen voor de capaciteit van en de te stellen kwaliteits-eisen aan de elektriciteits- en gasnetten. Enduris dient dan ook op een heldere en navolgbare wijze te onderbouwen welke belangrijke ontwikkelingen er in het kader van de energietransitie worden verwacht en op welke wijze daarop wordt geanticipeerd. Dit stelt belanghebbenden uit de samenleving in staat om hier inhoudelijk op te reageren, met mogelijk een bijstelling van het investeringsplan tot gevolg. Uiteindelijk toetst de Autoriteit Consument en Markt (ACM) of de netbeheerder in redelijkheid tot het ontwerp-investeringsplan heeft kunnen komen en of er – bij onzekere ontwikkelingen – op een verstandige manier rekening is gehouden

met verschillende scenario's. Van belang is daarbij dat de netbeheerder de noodzakelijke investeringen uitvoert conform zijn wettelijke taken, en niet meer of minder.

4.2 Typen investeringen

Bij het uitvoeren van de taken en activiteiten zoals beschreven in paragraaf 3.2, zijn verschillende typen kosten gemoeid. Zo kan er onderscheid worden gemaakt naar investeringskosten en operationele kosten. Het grootste verschil tussen investerings- en operationele kosten is dat investeringskosten over meerdere jaren mogen worden verdeeld / afgeschreven. In het investeringsplan ligt de focus op investeringskosten en specifiek op de transportafhankelijke materiële vaste activa. Dit betreffen alle vaste activa (assets) die een directe relatie hebben met het beheer van de netten, aansluitingen en kleinverbruikmeters. Deze zijn beschreven in bijlagen 4 en 5.

Beheer van netten, aansluitingen en kleinverbruikmeters:



Figuur 4.1 Netbeheertaken en activiteiten in relatie tot typen kosten

In figuur 4.1 is de relatie gelegd tussen de levenscyclus van een asset en het type investering. Bestedingen na de ingebruikname van een asset worden in principe als operationele kosten geclassificeerd. Echter wanneer wordt voldaan aan de volgende randvoorwaarden dan valt de besteding onder investeringskosten:

- a) verlenging van de levensduur van het actief met minimaal vijf jaren;
- b) het waarschijnlijk is dat de bestedingen zullen leiden tot een toename van de verwachte toekomstige economische voordelen;
- c) de vaststelling van de bestedingen en de toerekening aan het actief op een betrouwbare wijze kunnen geschieden.

De investeringskosten kunnen verder worden opgedeeld naar uitbreidingsinvesteringen en vervangingsinvesteringen. Enduris hanteert de volgende definities.

Uitbreidingsinvesteringen:

- het uitbreiden van het aantal aansluitingen en kleinverbruikmeters voortkomend uit het aansluiten van nieuwe klanten;
- het vervangen van aansluitingen en gas kleinverbruikmeters door een exemplaar met een grotere capaciteit waarbij de aanleiding van de vervanging voortkomt uit een capaciteitsuitbreiding;
- het uitbreiden van de netten door de aanleg van nieuwe kabels, leidingen en stations;
- het vervangen van kabels, leidingen en stations door exemplaren met een grotere capaciteit waarbij de aanleiding van de vervanging voortkomt uit een capaciteitsknelpunt.

Vervangingsinvesteringen:

- het vervangen van bestaande netten, aansluitingen en kleinverbruikmeters door nieuwe waarbij de aanleiding van de vervanging voortkomt uit een kwaliteits- of veiligheidsknelpunt. Ook andere overwegingen zoals doelmatigheid kunnen leiden tot vervangingsinvesteringen.

Daarnaast wordt er in het IP onderscheid gemaakt naar reguliere, majeure en algemene investeringen. Hieronder zijn de definities weergegeven.

Reguliere investeringen

Hieronder vallen de investeringen in de elektriciteitsnetten die zich in de rubriek midden en laagspanning (< 25kV) bevinden. Voor gas betreffen dit de investeringen in de rubriek lage druk (< 200mbar). De investeringen voor de kleinverbruiksmeters voor zowel elektriciteit als gas vallen tevens in de categorie reguliere investeringen. Reguliere investeringen kennen vaak knelpunten en/of oplossingen die van vergelijkbare aard zijn, wat de reden is dat deze investeringen veelal geaggregeerd worden weergegeven.

Majeure investeringen

In deze categorie vallen de investeringen van de elektriciteitsnetten in de rubriek tussenspanning en hoogspanning. ($\geq 25\text{kV}$). Bij gas gaat het om investeringen in de rubriek hoge druk ($\geq 200\text{ mbar}$). Investeringen in deze assets zijn uniek van karakter en worden zodoende als afzonderlijke investeringen met meer details beschreven.

Algemene investeringen

Hieronder vallen met name transportafhankelijke vaste activa die geen directe relatie hebben met de benodigde transportcapaciteit of het transportvolume. Denk hierbij aan activa die worden aangewend voor kwaliteitsbewaking en dataverwerking. Echter ook zaken voor het controlecentrum/ SCADA of IT systemen die gerelateerd zijn aan de bedrijfsmiddelen vallen in deze categorie.

4.3 Consultatie IP2020

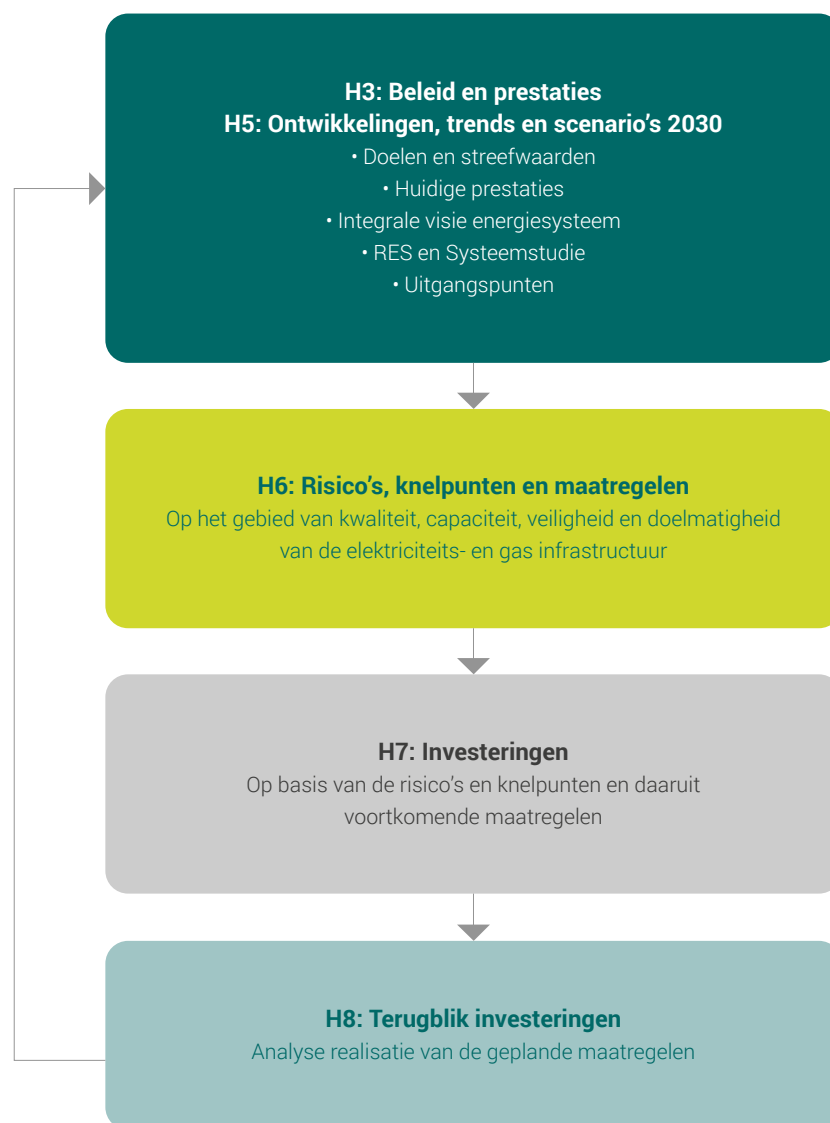
Enduris erkent dat het afstemmen van het investeringsplan met de omgeving belangrijk is om het doel van het investeringsplan te realiseren. Het ontwerp-investeringsplan wordt dan ook gedurende een periode van vier weken ter inzage gelegd. Belanghebbenden hebben hiermee de mogelijkheid om het ontwerp-investeringsplan in te zien en te reageren. Na de consultatie geeft Enduris aan wat hij doet met de ontvangen zienswijzen en wat dat betekent voor het ontwerp-investeringsplan. Vervolgens vindt er toetsing door de ACM plaats. Na de verwerking van de toetsingsresultaten van de ACM wordt het investeringsplan definitief en gepubliceerd in oktober 2020.

Het ontwerp-investeringsplan is tot stand gekomen door aan te sluiten bij de zienswijzen van belangrijke stakeholders en vooraanstaande kenniscentra en organisaties. In paragraaf 5.1 wordt hier nader op ingegaan.

4.4 Structuur en inhoud IP2020

Vanaf 1 januari 2019 heeft iedere netbeheerder de verplichting om eens in de twee jaar een investeringsplan op te stellen. Het investeringsplan vervangt hiermee het kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD). De eisen vanuit de wet voor het investeringsplan zijn vrij algemeen geformuleerd en voor meerdere uitleg vatbaar. Er is dan ook besloten om via Netbeheer Nederland een project team te starten om een gezamenlijk beeld te vormen over de eisen en wensen van de wet. Dit is vervolgens besproken en getoetst met EZK en ACM. In samenwerking met ACM is vervolgens een 'Template ontwerp-investeringsplan' en een 'Kader informatie-

behoefte' opgesteld die als leidraad kunnen worden gebruikt bij het opstellen van de investeringsplannen. In de documenten wordt onder andere nader ingegaan op de structuur en inhoud van het investeringsplan waaronder eisen voor scenario's, investeringscategorieën en aggregatieniveaus. Op basis van deze documenten heeft Enduris een plan van aanpak geschreven waarin een bedrijfs-specifieke vertaling is gemaakt. Enduris heeft voor het investeringsplan gekozen voor een duidelijke structuur die aansluit op bestaande bedrijfsprocessen. De structuur is weergegeven in figuur 4.2 en wordt hieronder nader beschreven.



Figuur 4.2 Structuur investeringsplan 2020

H3: Beleid en prestaties

In hoofdstuk 3 is het beleid beschreven dat kaders vormt voor o.a. het gewenste (toekomstige) kwaliteits-, capaciteits- en veiligheids-niveau en risicomanagementbeleid. De huidige prestaties zijn daarmee bepalend voor de te nemen maatregelen inclusief investeringen.

H5: Ontwikkelingen, trends en scenario's

Hier vindt onderzoek plaats naar de richting en snelheid van ontwikkelingen en trends die impact hebben op de capaciteit van de elektriciteit- en gasinfrastructuur. Er worden scenario's opgesteld met verschillende hoeveelheden en locaties van energieopwek en -vraag. De Systeemstudie Zeeland en de RES Zeeland vormen hierbij de belangrijkste uitgangskaders.

H6: Risico's, knelpunten en maatregelen

De impact van verschillende scenario's op de huidige elektriciteit- en gasinfrastructuur wordt berekend om toekomstige capaciteits-risico's en knelpunten te identificeren. Daarnaast worden er kwaliteits- en veiligheids- en doelmatigheidsrisico's en knelpunten geïdentificeerd. Voor de geïdentificeerde risico's en knelpunten moeten passende maatregelen worden getroffen. Bij het afwegen van de maatregelen worden diverse criteria gehanteerd waaronder betaalbaarheid, duurzaamheid en overlast voor de omgeving. De maatregelen die leiden tot investeringen zijn in het investeringsplan opgenomen.

H7: Investeringsplan

De opgenomen maatregelen worden gekwantificeerd en onderverdeeld naar diverse investeringscategorieën waaronder regulier, majeur en algemeen.

H8: Terugblik investeringen

Hier wordt bekeken in hoeverre de geprognosticeerde investeringen uit het voorgaande investeringsplan of in dit geval het KCD, zijn gerealiseerd. Hierbij worden afwijkingen voorzien van een toelichting. Op basis van de verkregen inzichten kan de prognose voor toekomstige investeringen worden bijgesteld.

Met behulp van bovenstaande structuur en inhoud tracht Enduris op een heldere en navolgbare wijze inzicht te verschaffen in de voorgestelde investeringen in de elektriciteits- en gasnetten.

De impact van verschillende scenario's op de huidige elektriciteit- en gasinfrastructuur wordt berekend om toekomstige capaciteits-risico's en knelpunten te identificeren.

4.5 Planning IP2020

Voor de totstandkoming van het investeringsplan wordt de onderstaande planning gehanteerd. Belangrijke mijlpalen zijn hierbij in vet lettertype weergegeven.

DATUM	MIJLPAAL
01-2019	Start projectteam Netbeheer Nederland
05-2019	Scenario's Tennet en GTS gereed
12-2019	Kader informatiebehoefte investeringsplannen 2020 gereed (ACM)
12-2019	Template ontwerp investeringsplan regionale netbeheerders gereed (NBNL)
12-2019	'Freeze': deadline input/ gegevens voor doorberekening
01-2020	Start doorberekening IP2020
05-2020	Consultatie ontwerp IP
06-2020	Verwerken zienswijzen uit consultatie
07-2020	Ontwerp IP voorleggen aan ACM
07-2020	Start toetsing ACM
10-2020	Publiceren definitieve versie IP2020

Tabel 4.1

5. ENERGIE ONTWIKKELINGEN, TRENDS EN SCENARIO'S



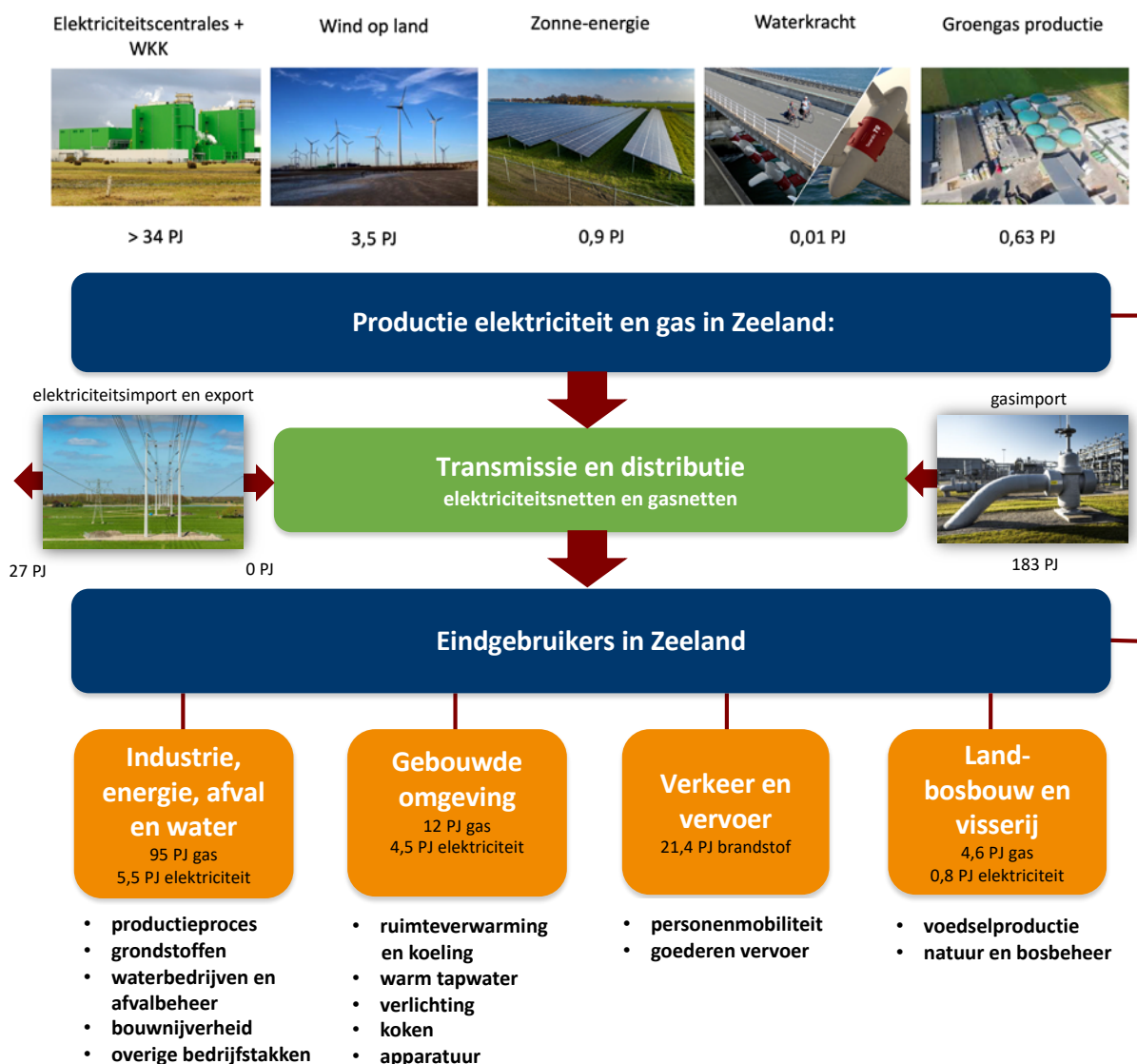
Zonnepark, windturbines op land en de opslag van windturbines bestemd voor windpark op zee 'Borssele' in het havengebied bij Nieuwdorp.

5.1 Het huidige energiesysteem van Zeeland

Energie is een primaire levensbehoefte; iedereen in Zeeland gebruikt het. Energie laat bijvoorbeeld het licht branden, zorgt voor warm water, zorgt ervoor dat bedrijven kunnen produceren, drijft auto's en schepen aan, enz. In het Klimaatakkoord worden vier sectoren (zogenaamde klimaattafels) onderscheiden waarbinnen de maatschappelijke behoefte aan energie voortkomt. Dit betreffen de sectoren: industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en landbouw. Daarnaast is de sector 'elektriciteit' geïdentificeerd waarin de opwek van energie, met name die van CO₂-vrije elektriciteit, centraal staat. Elektriciteit zal een belangrijke rol spelen in het duurzame

energiesysteem van de toekomst. Maar er bestaan ook andere vormen van duurzame energie-opwek waarbij onder andere groen-gas, biomassa en energie uit aardwarmte en omgevingswarmte wordt gewonnen.

De opgewekte energie dient terecht te komen bij de eindgebruikers. Dit kan op allerlei manieren, afhankelijk van de energiedrager. Tennet, GTS en Enduris beheren de openbare elektriciteits- en gasnetten in Zeeland en vormen daarmee een belangrijke schakel in het energiesysteem van Zeeland. In figuur 5.1 is te zien hoe in het huidige energiesysteem van Zeeland elektriciteit en gas wordt geproduceerd, getransporteerd en verbruikt.



Figuur 5.1 Huidig energiesysteem Zeeland
(Bron: CBS en Energy Transition Model)

In figuur 5.1 is bovenin de productie van elektriciteit en gas in Zeeland in 2018 weergegeven. Voor de productie van elektriciteit staan er diverse grote elektriciteitscentrales waaronder de Sloecentrale, de kerncentrale en de ELSTA centrale. Ook zijn er diverse warmtekrachtkoppelingen (wkk) aanwezig waarbij tegelijkertijd warmte, elektriciteit en CO₂ wordt geproduceerd. In de glastuinbouw wordt de CO₂ gebruikt om gewassen beter te laten groeien. Naast de productie van elektriciteit wordt er ook gas geproduceerd in Zeeland. Dit betreft duurzaam gas van aardgaskwaliteit dat via vergisting wordt verkregen.

De meeste energie wordt echter geïmporteerd van buiten de provincie in de vorm van aardgas en olie. Het gas is afkomstig uit het Groningerveld, 240 kleine gasvelden op land en zee en import vanuit het buitenland.

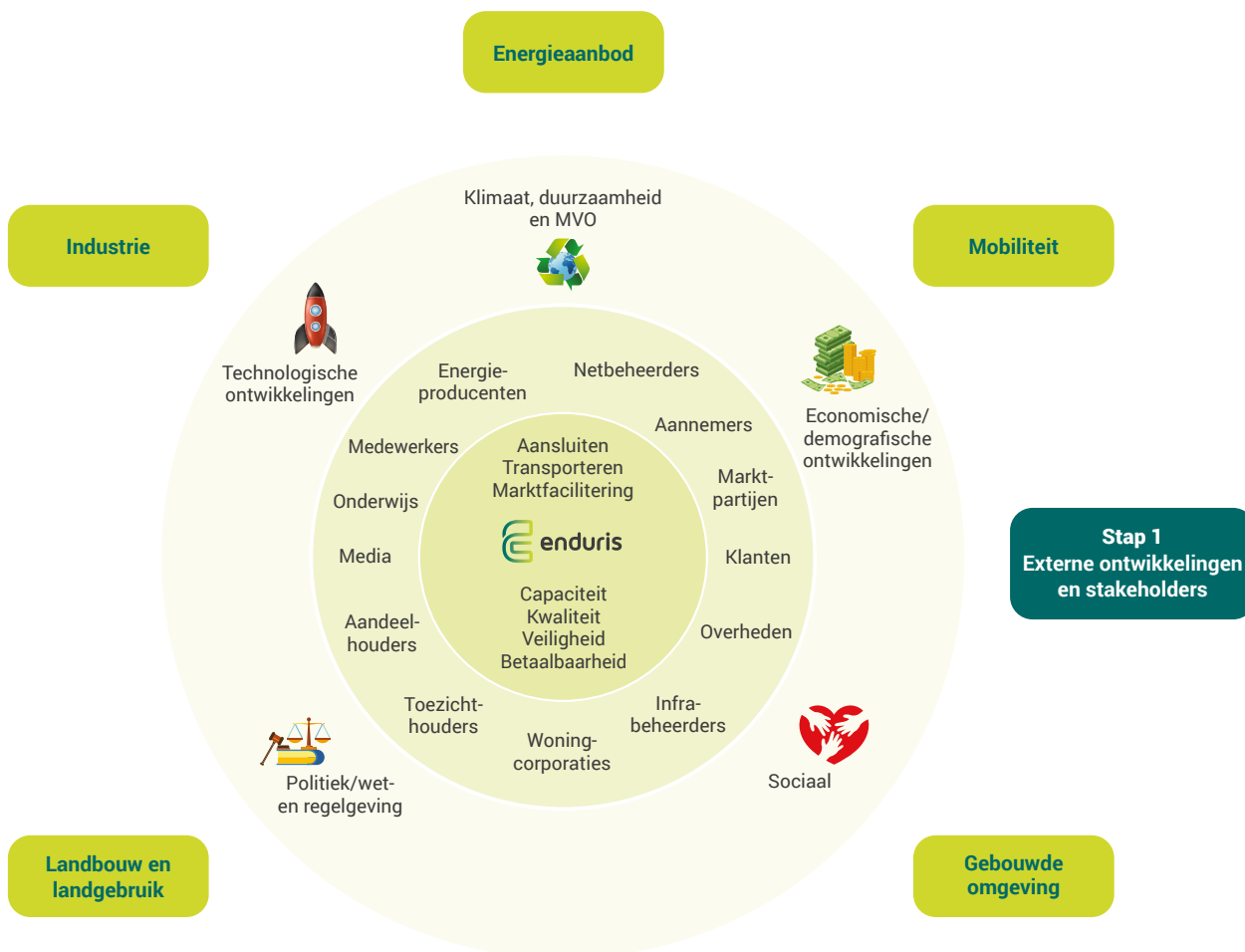
Via elektriciteits- en gasnetten komt de energie vervolgens bij de afnemers terecht. Dit hoeft overigens niet altijd het geval te zijn.

Er zijn steeds meer eindgebruikers die (deels) zelf hun energie produceren.

In het huidige energiesysteem wordt er met name gebruik gemaakt van fossiele energie. Het aandeel duurzaam geproduceerde energie bedraagt momenteel ± 4%.

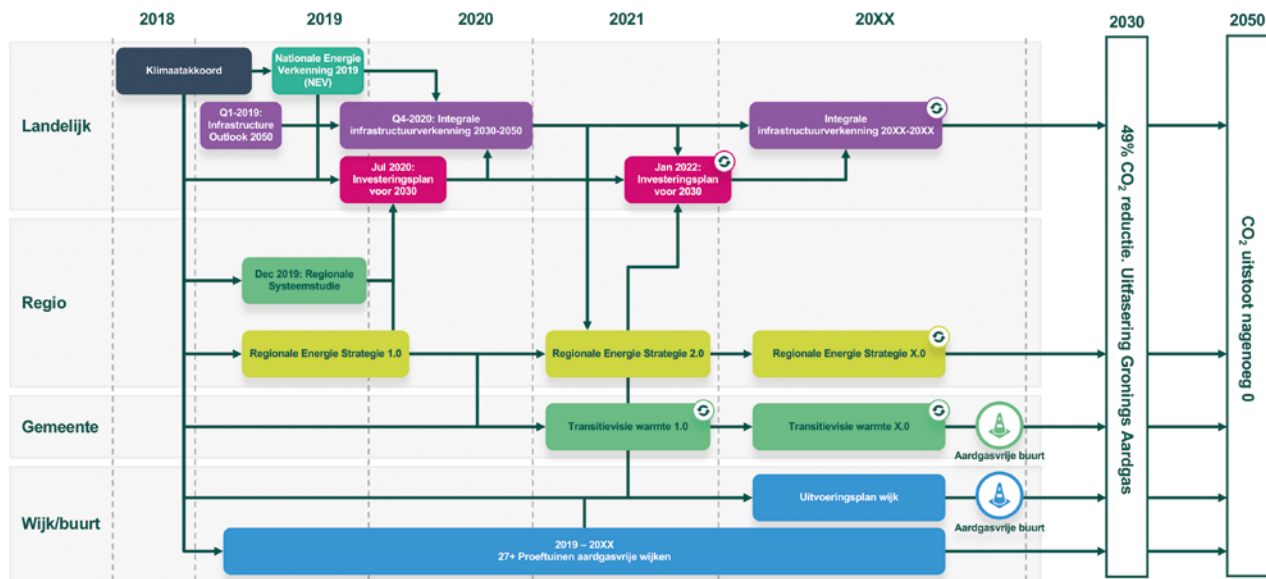
5.2 Ontwikkelingen trends en scenario's

Om de taken van de netbeheerder goed uit te kunnen voeren is het van groot belang om op de hoogte te zijn van de externe ontwikkelingen die met name gerelateerd zijn aan het energiesysteem. Denk hierbij bijvoorbeeld aan veranderende technologische ontwikkelingen in diverse sectoren, eisen en verwachtingen van stakeholders en wet- en regelgeving. Figuur 5.2 geeft het speelveld weer waarin Enduris zich bevindt.



Figuur 5.2 Samenhang van sectoren, ontwikkelingen, stakeholders en de taken van Enduris

Eén van de belangrijkste en meest ingrijpende ontwikkelingen voor Enduris vindt plaats op het gebied van klimaat en duurzaamheid. Het Klimaatakkoord stuurt aan op een drastische reductie van het gebruik van fossiele energie, tot dichtbij nul in het jaar 2050. Om dit te bereiken zijn er door de overheid diverse activiteiten in het kader van het Klimaatakkoord gestart die resulteren in plannen op diverse niveaus. Dit is weergegeven in figuur 5.3.



Figuur 5.3 Klimaatakkoord inclusief onderliggende activiteiten en plannen

In figuur 5.3 is te zien dat de Regionale Stroomstudie en de Regionale Energie Strategie input leveren aan het voorliggende IP. In het eerste kwartaal van 2020 zijn beide documenten voor Zeeland opgeleverd en vormen dan ook belangrijke input voor het IP van Enduris. Figuur 5.4 geeft beide documenten weer.



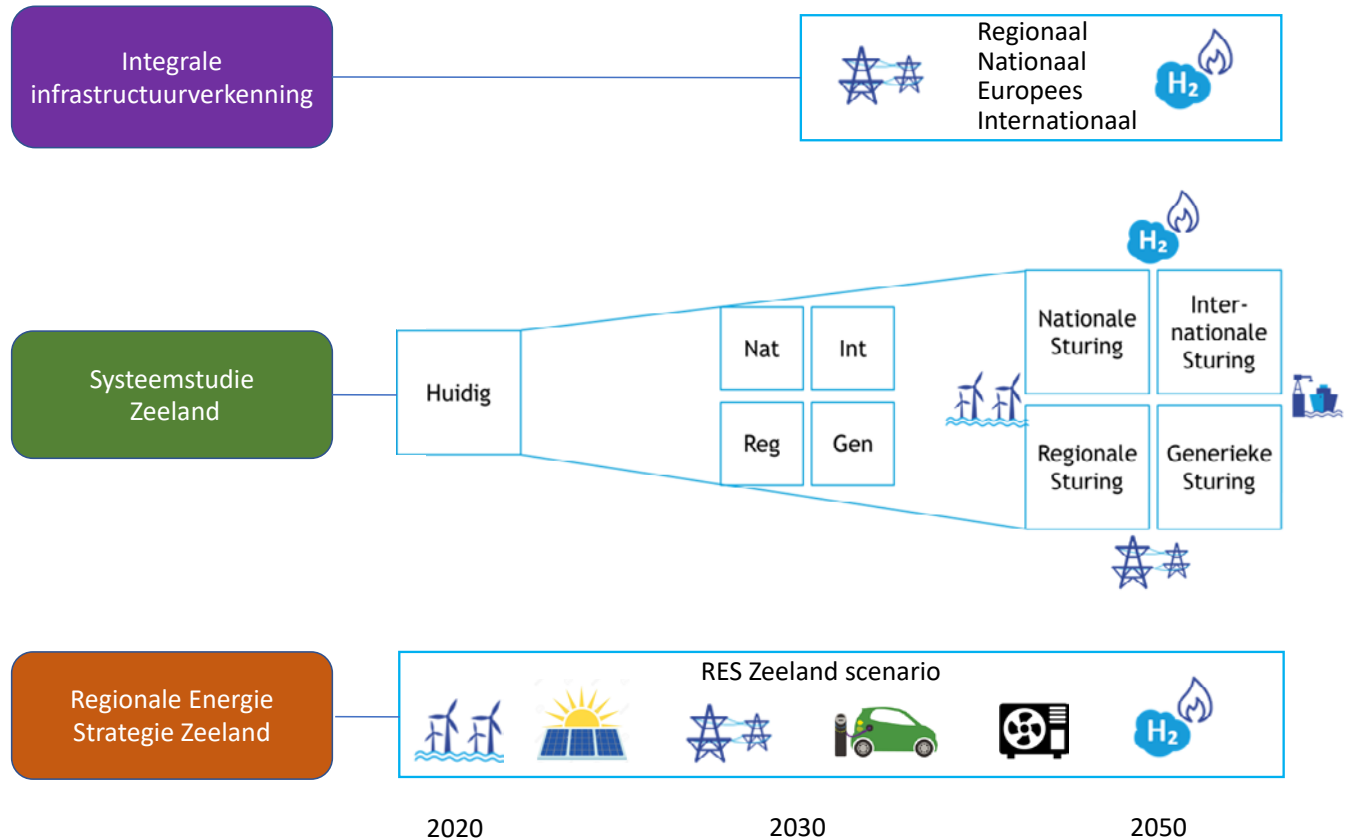
Figuur 5.4. De Regionale Energie Strategie Zeeland (rechts) en Systeemstudie Zeeland (links)

In de Regionale Energie Strategie Zeeland zijn de landelijke klimaat- en energiedoelen vertaald naar regionale doelen. Hierbij hebben ondernemers, bestuurders, ambtenaren, netbeheerders, vertegenwoordigers van milieu- en belangenorganisaties, lokale initiatiefnemers, jongeren en andere betrokken inwoners input geleverd en hebben ze Zeeuwse maatregelen geformuleerd voor de energietransitie.

In de Systeemstudie energie-infrastructuur Zeeland is onderzoek gedaan naar het toekomstig geïntegreerde energiesysteem. Aan de hand van vier scenario's zijn de ontwikkelingen van vraag naar en aanbod van energie in kaart gebracht. De verschillende netbeheerders waaronder TenneT, Gasunie en Enduris hebben de impact van

deze scenario's op de infrastructuur doorgerekend voor de jaren 2020, 2030 en 2050. Hiermee zijn potentiële knelpunten inzichtelijk gemaakt.

Ook heeft Enduris naast de RES en de Systeemstudie de studie Klimaatneutrale energiescenario's 2050 (Berenschot, Kalavasta, 2020) gebruikt bij het opstellen van het IP. Deze landelijk scenario-studie maakt onderdeel uit van het overkoepelende project Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050. De studie biedt dus met name inzicht in de lange termijn ontwikkeling van vraag naar en aanbod van energie. Dit gebeurt aan de hand van een viertal scenario's.



Figuur 5.5 Overzicht van de verschillende scenario's in Zeeland

Enduris neemt een aantal van de in figuur 5.5 gepresenteerde scenario's op in het IP. Het RES Zeeland vormt hierbij het referentiescenario. Dit scenario is gebaseerd op de uitgangspunten van het Klimaatakkoord en is bovendien met een breed scala aan stakeholders afgestemd en opgesteld: Er is samenhang gecreëerd tussen het referentiescenario van Enduris en die van de landelijke netbeheerders door:

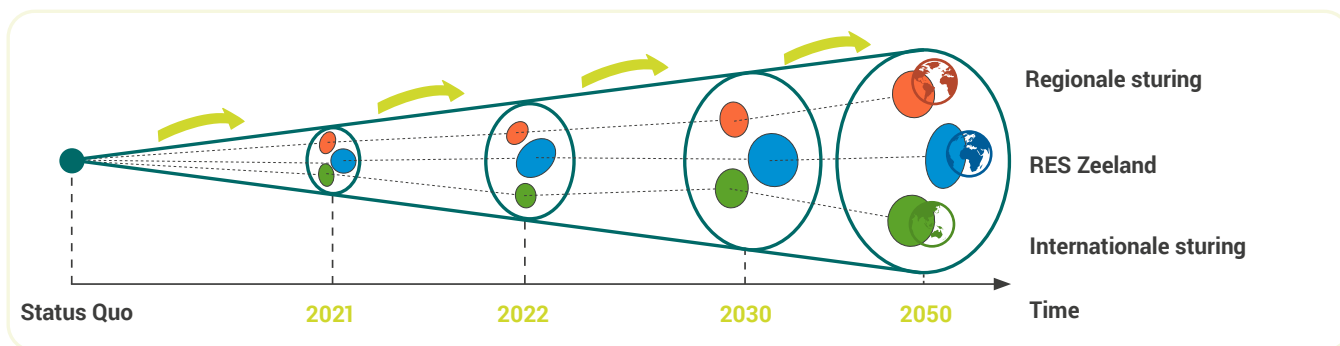
- als uitgangspunt voor het referentiescenario te kiezen voor het realiseren van het Klimaatakkoord;
- deelname van Tennet en GTS aan de Systeemstudie Zeeland waarbij het te verkennen toekomstgebied is bepaald m.b.v. vier scenario's. Het referentiescenario van Enduris valt ruim binnen de reikwijdte van deze scenario's;
- zowel Tennet als GTS hebben een rol van meelezer gehad binnen de RES Zeeland;
- uitwisseling van data (energieopwek en vraag) in het kader van het Investeringsplan;
- tijdens periodiek overleg worden voorziene ontwikkelingen en

plannen afgestemd.

Het RES Zeeland scenario wordt geflankeerd door een tweetal scenario's uit de Systeemstudie Zeeland. Dit zijn de twee meest extreme scenario's wat betreft impact op de infrastructuur namelijk het scenario van de Regionale Sturing en de Internationale Sturing. De scenario's verschillen onderling door andere aannames ten aanzien van onder andere:

- snelheid en impact technologische ontwikkelingen;
- marktacceptatie en keuze van technologische ontwikkelingen;
- economische en demografische ontwikkelingen;
- sturing vanuit politiek, wet- en regelgeving.

Hierdoor is het te verkennen toekomstgebied dermate groot, dat de daadwerkelijk ontwikkeling (waarheid) binnen de reikwijdte van de scenario's valt. Tegelijkertijd wordt het te verkennen toekomstgebied ook weer zo beperkt dat alleen realistische toekomstbeelden verkend worden. In figuur 5.6 zijn de scenario's die door Enduris worden meegenomen in het IP weergegeven.



Figuur 5.6 De gehanteerde scenario's in het IP2020

De volgende paragrafen beschrijven de belangrijkste ontwikkelingen die voortkomen uit de gehanteerde scenario's en die impact hebben op de netten van Enduris. Dit wordt aan de hand van de verschillende sectoren gedaan waarbij op hoofdlijnen onderscheid wordt gemaakt naar energielevering en energievraag.

5.3 Energieaanbod

5.3.1 Windenergie

In Zeeland stond in 2019 zo'n 505 MW aan windenergievermogen opgesteld. Zeeland is een windrijke provincie met veel ruimte. De link naar windenergie is dan ook snel gelegd. Dat neemt niet weg dat ook in Zeeland, net als in andere provincies in Nederland, nieuwe projecten regelmatig op weerstand vanuit de omgeving stuiten. Het uitbreiden van het opgesteld vermogen is in de afgelopen jaren stabiel verlopen. In 2019 is het opgesteld vermogen wel sterk uitgebreid door de opstart van Windpark Krammersluizen – 102 MWe - in het noorden van de provincie.

Van de 505 MW windvermogen is 359 MW aangesloten op het regionale netwerk van Enduris. Een tweetal windparken, samen goed voor een vermogen van 131 MW, is rechtstreeks aangesloten op het landelijk 150 kV transportnetwerk van TenneT. Daarnaast is op Tholen nog een windpark van 15 MW, vanuit geografische overwegingen, aangesloten op het regionaal distributienetwerk van Enexis.

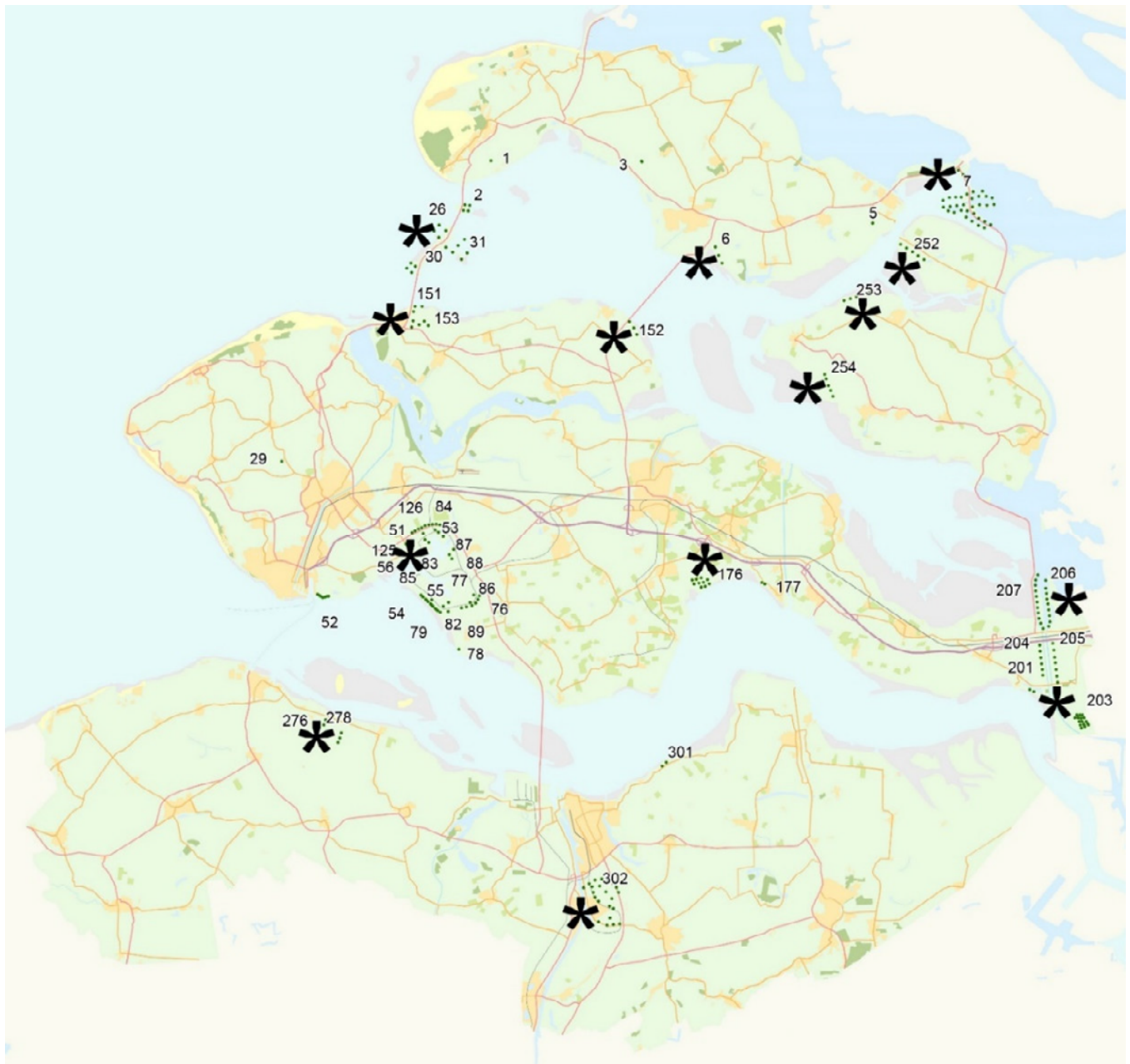
In de Regionale Energiestrategie Zeeland is de volgende tekst ten aanzien van windenergie opgenomen:

Indicatief doel voor 2030 is 700 MW windenergie. Verwacht is dat er eind 2020 in Zeeland 575 MW aan opgesteld vermogen windenergie beschikbaar zal zijn. De turbines staan op concentratie-locaties die in het provinciaal Omgevingsplan zijn aangewezen (zie figuur 5.7). Dit zijn locaties die daar al vele jaren voor beschikbaar zijn. Zeeland kent al een lange geschiedenis in het ontwikkelen van windenergie en het bestaande beleid wordt in de RES voortgezet. Kern van de strategie is dat deze locaties in geval opschaling, vernieuwing of uitbreiding aan de orde is, zo optimaal mogelijk ingevuld worden. Ook is in het provinciaal Omgevingsplan ruimte geboden om extra locaties toe te voegen. Op basis van plannen en initiatieven die nu bekend zijn bij verschillende gemeenten, wordt geraamd dat er tot 2030 extra ruimte is binnen een bandbreedte van 100 tot 170 MW. Dit zou voldoende moeten zijn om het beoogde doel van 700 MW in 2030 daadwerkelijk te realiseren. Besluitvorming en afweging vindt plaats in de separate procedures per project, en volgt niet automatisch uit de RES.

De opgave van 130 MW extra in 2030 is een ambitieuze, er zijn grenzen aan de Zeeuwse ruimte voor windenergie. Met een totaal geplaatst vermogen van 700 MW komt die grens in zicht. Op termijn zal er meer zicht ontstaan op een eventuele doorgroei naar 2050, maar naar huidig inzicht lijkt het erop dat die groei beperkt zal zijn.

Windenergie wordt dus, samen met zonne-energie, gezien als één van de opwektechnologieën die moeten zorgen voor het bereiken van een volledige verduurzaming van het Zeeuws elektriciteitsverbruik. Om dat te bereiken wordt de bestaande werkwijze verder voortgezet. Deze werkwijze gaat uit van het volgen van het provin-

ciaal beleid waarin gewerkt wordt met een viertal kerngebieden. Het gaat om de gebieden 1. Sloegebied/Vlissingen Oost, 2. Kanaalzone Gent-Terneuzen, 3. Zeeuws gedeelte Schelde-Rijnkanaal en 4. het gebied op en rond de Oosterscheldekering (OSK). Binnen deze kerngebieden kunnen windturbines ruimtelijk ingepast worden.



Figuur 5.7 Concentratielocatie windenergie Provinciaal Omgevingsplan

De uitbreiding van 505 naar 575 MW in 2020 en in 2030 naar 700 MW zal grotendeels verlopen via de bestaande, bewezen provinciale aanpak. In de meeste gevallen gaat om het uitbreiden of opschalen van bestaande locaties.

In tabel 5.1 zijn de huidige en de te verwachte ontwikkelingen van het windvermogen in Zeeland opgenomen. Naast de beschreven hoeveelheden zoals die uit de RES voortkomen, zijn ook de aantallen vanuit de scenario's van de systeemstudie vermeld.

Een ander relevant onderwerp voor het Zeeuwse energiesysteem is de offshore windenergie. Voor de Zeeuwse kust wordt in 2020 het

offshore windpark Borssele in bedrijf genomen. Dit betreft een windpark met een vermogen van 1.500 MW. Dit windpark wordt op het station Borssele aangesloten op het landelijk netwerk van TenneT. Verder is Borssele één van de mogelijke locaties om een deel van de geproduceerde elektriciteit van het nog te bouwen windpark IJmuiden-Ver te laten 'landen'. De windparken op zee hebben een dusdanige schaalgrootte en productievermogen dat de geproduceerde elektriciteit rechtstreeks via het landelijke transportnetwerk van TenneT wordt afgevoerd naar verbruikers. De offshore windproductie heeft daardoor beperkt tot geen invloed op het regionale elektriciteitsnetwerk van Enduris.

WINDENERGIE (MW)	HUIDIG 2020	RES/ENDURIS 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Enduris	382	554	1.060	444
Enexis	15	15	15	15
Tennet	131	131	131	131
Totaal wind op land	528	700	1.206	590

Tabel 5.1 Huidige en verwachte windenergie op land in Zeeland

5.3.2 Zonne-energie

Zonne-energie op land/water

Bij zonne-energie wordt onderscheid gemaakt naar zonnepanelen op dak en zonnepanelen op land/ water. In het Omgevingsplan 2018 van de Provincie is het beleid voor zonnepanelen op land/water geregeld. In het beleid wordt gestreefd naar zorgvuldig en zuinig ruimtegebruik. Daarom is gekozen voor een opzet waarbij zonne-energie wordt gecombineerd met andere reeds aanwezige functies zoals windmolens, glastuinbouw, bedrijfsterreinen, infrastructuur, bebouwing of op water. Hierbij heeft zon op dak de voorkeur, zon op land/water is hierop aanvullend mogelijk. Het provinciaal beleid voor zon op land/water is een regeling op hoofdlijnen en de uitwerking/ vergunningverstrekking tot op projectniveau vindt door de gemeenten plaats. De stand van zaken van het gerealiseerde en vergunde

vermogen van grondgebonden zonneparken is in figuur 5.8 weer-gegeven.

In de RES wordt geadviseerd om per gemeente een zonneladder op te stellen die de voorkeur per locaties aangeeft. Hiermee wordt bijvoorbeeld eerst bestaande bebouwing en 'loze ruimte' benut en worden er bij voorkeur geen zonneparken op landbouwgrond gerealiseerd. Indien zonneparken toch op landbouwgrond (de beslissingsbevoegdheid hiervoor ligt op lokaal gemeentelijk niveau) worden gepland dan is het belangrijk dat de impact op de landbouwstructuur goed onderbouwd wordt. Verder is er steeds meer aandacht voor, en zijn er ontwikkelingen richting, meervoudig landgebruik, gezien ook de eerste pilotprojecten in de fruitteelt en akkerbouw waarin landbouw en zonne-energie worden gecombineerd.



Figuur 5.8 Grondgebonden zonneparken in Zeeland
(Bron: RES Zeeland)

In de RES en de Systeemstudie is de verwachte groei van zonneparken op land en water beschreven en in tabel 5.2. opgenomen.

ZONNE-ENERGIE	HUIDIG 2020	RES 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Zon-PV op land/water (MW)	135,6	500	1.013	262

Tabel 5.2 Huidige en verwachte zonneparken op land/ water
(Bron: Res Zeeland en Systeemstudie Zeeland)

Zon op dak

In Zeeland zijn 237.000 gebouwen aanwezig. Op ± 38.000 gebouwen zijn reeds zonnepanelen geïnstalleerd, oftewel 16%. Voor het overige deel van de gebouwen bestaat de kans dat hier op termijn zonnepanelen op worden geïnstalleerd. Dit is afhankelijk van diverse factoren waaronder geschiktheid van daken, kostenontwikkelingen en subsidies. Zonne-energie op dak is een proces waar provincie en gemeenten minder invloed op hebben dan de Rijksoverheid. Het Rijk heeft invloed via regelingen, subsidies, saldering, en kan in het bouwbesluit vereisten voor geschiktheid van daken opnemen. Uit een studie van het onderzoeksinstituut ECN blijkt dat er op basis van de huidige stand der techniek in Zeeland een bruto potentie is voor ca 2800 MW aan zonne-energie op dak. Netto blijft daar 700 – 1000 MW van over. Uit de onlangs uitgevoerde studie door het Kadaster, blijkt de redelijkerwijs nog te benutten zonpotentie in Zeeland 1680 MW. (Kadaster, 2020) Bij zon op dak wordt onderscheid gemaakt naar gebouwen met een installatie van kleiner of

gelijk aan 15 kWp en gebouwen met installaties groter dan 15 kWp. De eerste categorie wordt in het Klimaatakkoord niet meegeteld en is daarom niet opgenomen in de RES Zeeland. Deze categorie is voor Enduris echter wel van belang gezien de potentiële impact op de netten. In de Systeemstudie Zeeland zijn wel prognoses voor de gebouwen met installaties van kleiner of gelijk aan 15 kWp opgenomen. Daarnaast is er binnen Netbeheer Nederland in het document RNB prognoses voor het IP2020 een prognose opgesteld ten aanzien van de hoeveelheid zon op dak binnen deze categorie. In dit document hebben de drie grote regionale netbeheerders, in samenwerking met het PBL, aannames gedaan voor de diverse ontwikkelingen in Nederland in 2030, gebaseerd op het Ontwerp Klimaatakkoord (OKA). Enduris heeft deze landelijke getallen vervolgens vertaald naar de Zeeuwse situatie op basis van het aantal woningen. In tabel 5.3 zijn de resultaten van de verwachte hoeveelheden aan zon op dak kleiner of gelijk aan 15 kWp weergegeven.

ZONNEPANELEN OP DAK	HOEEVEELHEID IN 2020 (MW)	OKA 2030 (MW)	REGIONALE STURING 2030 (MW)	INTERNATIONALE STURING 2030 (MW)
≤ 15 kWp	119	260	380	111

Tabel 5.3 Huidige en verwachte ontwikkeling zonne-energie ≤ 15 kWp
(Bron: Enduris, RNB prognoses 2020 en Systeemstudie Zeeland)

Voor de categorie gebouwen met een installatie van groter dan 15 kWp zijn er in de RES wel prognoses gedaan. Hierbij is onder andere de potentie genoemd om agrarische daken te voorzien van zonnepanelen. Er zijn in Zeeland ca. 2.500 agrarische bedrijven, met een gemiddeld dakoppervlak van 1.000 m². Daarmee ligt de bruto potentie van agrarische daken in Zeeland op 250 hectare.

Om de bruto potentie voor zonnepanelen ook daadwerkelijk te benutten is er in de praktijk een aantal belangrijke knelpunten: relatief hoge netverzwakingskosten, asbest en te lichte dakconstructies. In tabel 5.4 zijn de resultaten van de verwachte hoeveelheden aan zon op dak groter dan 15 kWp weergegeven.

ZONNEPANELEN OP DAK	HOEEVEELHEID IN 2020 (MW)	RES 2030 (MW)	REGIONALE STURING 2030 (MW)	INTERNATIONALE STURING 2030 (MW)
> 15 kWp	95	500	600	301

Tabel 5.4 Huidige en verwachte ontwikkeling zonne-energie > 15 kWp
(Bron: Enduris, Res Zeeland en Systeemstudie Zeeland)

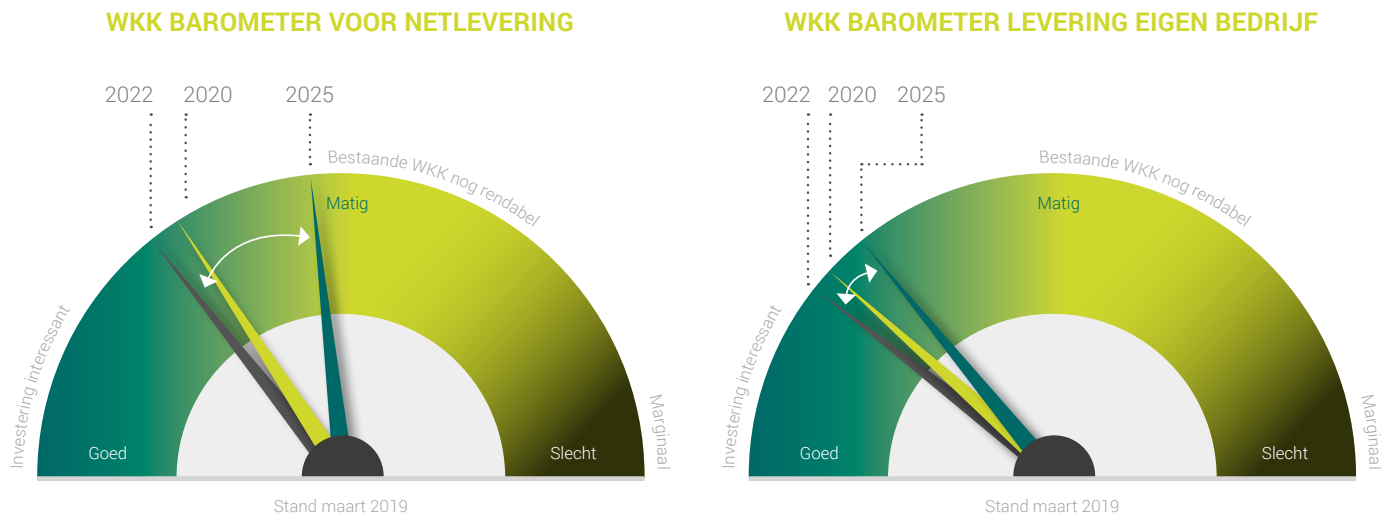
5.3.3 Warmtekrachtkoppeling

Warmtekrachtkoppeling (WKK) is de gecombineerde, gelijktijdige productie van warmte en elektriciteit. De warmte wordt veelal gebruikt om onder andere kassen, ziekenhuizen en bedrijven te verwarmen. WKK's worden veelal toegepast in de glastuinbouw. Daarbij wordt naast warmte en elektriciteit ook CO₂ uit de installatie gebruikt om de gewassen sneller te laten groeien en de kwaliteit te verhogen. De meeste WKK's werken op gas, maar het is ook mogelijk om hernieuwbare energiebronnen als brandstof te gebruiken, zoals

biogas of biomassa. Het huidige opgestelde vermogen van WKK's in Zeeland bedraagt momenteel 126 MWe. Om een voorspelling te doen richting de toekomst kan worden gekeken naar de zogenaamde WKK barometer (BlueTerra). Deze barometer kijkt naar de rentabiliteit van een nieuwe of bestaande gasmotor-WKK installatie. Deze rentabiliteit wordt bepaald door de huidige en voorziene ontwikkelingen op de energiemarkten en concurrentie van andere opwekkingsmiddelen. Stand van zaken: de marktpositie van net leverende gasmotor-WKK is in 2019 wederom verbeterd ten opzicht van een jaar

eerder. De overcapaciteit op de Nederlandse elektriciteitsmarkt is verder afgenomen door uitbedrijfing van kolencentrales en industriële WKK's. Daarnaast waren er opnieuw elektriciteitstekorten in België in de winter periode. Op middellange termijn (2022) verbetert de situatie nog licht door een verbeterde spark spread als gevolg van de uitbedrijfing van de Hemweg centrale eind 2019, afname van overcapaciteit in Duitsland (uitbedrijfing

van bruinkool) en momenten van schaarste in Frankrijk en België. Op langere termijn in 2025 ziet de situatie er nog steeds goed uit. Maar risico's met afnemende draaiuren en strenger CO₂- en gasbeleid nemen toe. Het inzetten van WKK voor eigen belichting blijft rendabel. Ook voor deze toepassing van WKK is er onzekerheid vanaf 2025 maar het effect ervan is beperkt. De resulterende barometerstanden zijn weergegeven in Figuur 5.9.



Figuur 5.9 WKK barometerstanden
(Bron: BlueTerra Energy Experts)

In de RES Zeeland zijn geen prognoses opgenomen voor WKK's. In de Stroomstudie Zeeland wordt ervan uitgegaan dat de huidige vermogens in alle scenario's tot en met 2030 niet zullen veranderen. Gezien ook de ontwikkeling van de WKK barometer neemt Enduris dan ook de prognoses uit de Stroomstudie over en zijn in tabel 5.5 weergegeven.

WARMTEKRACHTKOPPELING	HOEEVEELHEID IN 2020 (MW)	ENDURIS 2030 (MW)	REGIONALE STURING 2030 (MW)	INTERNATIONALE STURING 2030 (MW)
WKK vermogen	123	123	123	123

Tabel 5.5 Huidige en verwachte ontwikkeling WKK's
(Bron: Stroomstudie Zeeland)

5.3.4 Energie uit water

In het kader van de RES zijn kansen en mogelijkheden in Zeeland onderzocht van energiewinning uit water. Van alle besproken technologieën blijken er drie het meest kansrijk voor de regio: getijden- of stromingsenergie, zoet-zoutenergie en thermische energie.

Getijden- en stromingsenergie

Als het technisch, en ecologisch, haalbaar is om de Oosterscheldekering en de Brouwerdam grootschalig te benutten voor getijdenenergie, kan er ongeveer 100 MW worden opgesteld. Dit komt overeen met 1 PJ/jaar. Deze 1 PJ/jaar is weliswaar maar een bescheiden aandeel in de totale provinciale energiebehoefte, maar de ontwikkelde techniek biedt exportkansen naar andere deltagebieden. Zeker als de getijdencentrale uitgebreid wordt met een pompfunctie, zodat de dubbelfunctie opwek van hernieuwbare elektriciteit en waterveiligheid mogelijk is. Hoewel het hoogteverschil minder groot is, is in Zeeland een aantal initiatieven ontwikkeld waar met een kleiner hoogteverschil of met aanwezige stroming gewerkt wordt. Bijvoorbeeld in 2009 in de Westerschelde, en sinds 2015 met vijf turbines in de openingen tussen de pijlers van de Oosterscheldekering. De turbines (opgesteld vermogen van 1,2 MW) leveren genoeg stroom voor ruim duizend huishoudens.

De getijdenenergiecentrales zijn nog volop in ontwikkeling, en een aantal aspecten zoals efficiency of visveiligheid worden nog volop onderzocht. Dit testen en verder ontwikkelen van technologieën is cruciaal voor de verdere realisatie van getijdenenergieprojecten. Hierbij is ook vergunningverlening belangrijk zodat op geschikte locaties de verdere ontwikkeling kan plaatsvinden.

Op dit moment is langs het Grevelingenmeer een nieuw technologiecenter in aanbouw, waar straks verschillende turbines worden gedemonstreerd. Het centrum biedt hiervoor testruimte en faciliteert zo de verdere ontwikkeling. Ten westen van het Grevelingenmeer is een opening in de Brouwersdam gepland om beperkt getij terug te brengen in het meer: een mooie kans voor een getijdencentrale, waar al meerdere partijen interesse in hebben getoond. Los van een mogelijke getijdencentrale in de Brouwersdam hebben nationale en internationale marktpartijen aangegeven verdere mogelijkheden van getijden in de Zuidwestelijke Delta te willen verkennen.



Figuur 5.10 Waterkracht in Zeeland

Blauwe energie (osmose)

Blue Energy is energie die wordt gewonnen uit het verschil in zoutconcentratie tussen twee waterstromen (osmose). Dat kan zijn bij zoet rivierwater dat uitstroomt in zout zeewater, maar ook bij zout water en nog geconcentreerder zout water in industriële processen. Overal waar zoete en een zoute waterstromen samen komen, kan Blue Energy worden gewonnen. De eerste, en tot nu toe enige, Blue Energy installatie is een proefinstallatie van 50 kW op de Afsluitdijk. Er werd ook gewerkt aan een Blue Energy proefinstallatie van 0,78 MW in Katwijk. De betrokken partijen hebben zich verenigd in een Blue Energy Deal, met ondersteuning van de Rijksoverheid. Hierin is ook een demonstratieproject in de Zuidwestelijke Delta voorzien.

Globale zoekgebieden voor energie uit water

In de RES is een lijst met mogelijke projecten en locaties met betrekking tot energie uit water opgenomen. Hierbij is vermeld dat het voornamelijk nieuwe technologieën betreffen en dat het technisch potentieel, met vermelding van opgesteld vermogen en jaarlijkse bijdrage aan energie zoals weergegeven in tabel 5.6 schatting bedragen. De onzekerheid rondom het daadwerkelijk realiseren van de projecten met de genoemde vermogens is dan ook groot.

TECHNOLOGIE	LOCATIE	VERMOGEN 2030	JAAROPBRENGST
Getijdenenergie	Grevelingendam	2,5 MW	0,03 PJ
	Brouwersdam	25 MW	0,26 PJ
	Oosterscheldekering	25 MW	0,26 PJ
Golfenergie	Westerschelde	0,1 MW	nihil
Zoet-zout	Volkerak Zoommeer	60 MW	1,8 PJ

Tabel 5.6 Zoekgebieden en potentie energie uit water
(Bron: RES Zeeland)

Gezien de grote onzekerheden rondom de projecten en vermogens uit tabel 5.6 heeft Enduris besloten om een bijstelling te doen voor de prognoses van energie uit water. Deze bijgestelde prognoses zijn het resultaat van gevoerde gesprekken binnen de RES, recente

ontwikkelingen (vertragingen) rondom o.a. het testcentrum van de getijdencentrale en praktijkmetingen. De aangepaste prognose is weergegeven in tabel 5.7. Overigens is binnen de Systeemstudie het onderdeel energie uit water niet opgenomen.

	VERMOGEN 2020 (MW)	VERMOGEN RES 2030 (MW)	VERMOGEN PROGNOSE ENDURIS 2030 (MW)
Energie uit water	2	100	15

Tabel 5.7 Potentie energie uit water
(Bron: RES en Enduris)

5.3.5 Duurzame gassen

Aardgas speelt in het huidige energiesysteem van Zeeland een grote rol. Duurzame gassen zijn klimaatvriendelijke varianten op aardgas en komen onder andere voor in de vorm van biomethaan, groen gas en waterstof. Biogas wordt geproduceerd uit onder meer slib, afval van stortplaatsen, tuinafval, resten groente en fruit, en dierlijke rest-

producten zoals koeienmest. Het biogas kan vervolgens worden gezuiverd en gedroogd en op dezelfde kwaliteit als aardgas worden gebracht. Na deze bewerkingen mag het groen gas heten en mag het door Enduris worden getransporteerd. Begin 2019 is er in Zeeuws-Vlaanderen een biovergasser gestart met het invoeden van groen gas in het gasnetwerk van Enduris en GTS. In Zeeland wordt

jaarlijks $\pm 20.000.000 \text{ m}^3$ (n) duurzaam gas geproduceerd. Hiermee kunnen op jaarbasis ongeveer 13.000 huishoudens worden voorzien van energie. Dit aantal kan worden verdubbeld door het beter isoleren van gebouwen en bijvoorbeeld het toepassen van hybride warmtepompen.

In de RES Zeeland wordt verwacht dat de hoeveelheid geproduceerde groen gas richting 2030 zal groeien naar $35.000.000 \text{ m}^3$ (n). In alle scenario's van de Systeemstudie wordt een hoeveelheid van 3 PJ/ jaar aan groen gas voorzien. Dit komt neer op $\pm 85.000.000 \text{ m}^3$ (n).

Naast groen gas kan ook waterstof een rol gaan spelen in de energievoorziening van Zeeland. Waterstof kan op verschillende manieren worden toegepast in het energiesysteem van de toekomst. Ten eerste kan waterstof een belangrijke rol spelen voor elektriciteitsproductie op momenten dat er onvoldoende aanbod is van variabele duurzame energiebronnen. Want de zon schijnt niet altijd en de wind waait niet altijd. Het opslaan van waterstof is relatief eenvoudig en goedkoop. Er is regelbare elektriciteitsproductie nodig om vraag

en aanbod op elkaar af te stemmen. Gascentrales op basis van waterstof kunnen deze rol mogelijk spelen. In de tweede plaats kan waterstof een rol spelen in de industrie, bijvoorbeeld als grondstof voor industriële processen of als brandstof voor processen die vragen om hoge temperaturen. Grijze waterstof is nu al een belangrijke grondstof voor de industrie in Zeeland. Waterstof kan ook toegepast worden in mobiliteit en lijkt op dit moment vooral interessant voor zwaar vrachtverkeer, zee- en luchtvaart. Deze vormen van transport zijn lastig te elektrificeren. Ook kan waterstof ingezet worden in de gebouwde omgeving als energiedrager voor de verwarming van woningen en gebouwen.

Waterstof is een onmisbare grondstof in de Zeeuwse industrie. Zeeuwse bedrijven produceren vandaag de dag meer dan 450.000 ton waterstof per jaar. In de RES Zeeland is dan ook een apart hoofdstuk gewijd aan waterstof. Hierin is onder andere de Zeeuwse waterstofladder gepresenteerd zoals weergegeven in figuur 5.11. Op de waterstofladder is af te lezen in welke sector groene waterstof een absolute prioriteit heeft tot aan de sector waar waterstof geen prioriteit heeft.



Figuur 5.11 Zeeuwse waterstofladder
Bron: RES Zeeland

De prioriteit van het gebruik van groene waterstof ligt bij de industrie. Waterstof is voor de industrie in Zeeland een zeer belangrijke grondstof. Het toepassen van groene waterstof als grondstof (en eventueel als brandstof) kan een belangrijke bijdrage leveren aan de klimaatdoelstellingen voor de industriector. Er wordt dan ook ingezet op het realiseren van zowel een pilot (op ~ 100 MW schaal) rond 2025 en een 1 GW groene waterstoffabriek rond 2030. De industrie wordt dan ook gezien als startmotor voor de andere sectoren. Er wordt dan ook verwacht dat er voor 2030 weinig tot geen waterstof beschikbaar zal zijn voor mobiliteit, de gebouwde omgeving en de landbouwsector.

In de Systeemstudie wordt er met betrekking tot waterstofproductie richting het jaar 2030 enkel elektrolyse voorzien in connectie met windparken op zee, en alleen voor zover er een elektriciteitsoverschot is. Net als bij de RES wordt er in de sector Industrie vraag naar groene waterstof verwacht. Daarnaast voorziet men ook een geringe vraag naar waterstof in de sector Verkeer en vervoer. In de sector Gebouwde omgeving en die van Landbouw, bosbouw en visserij voorziet men tot 2030 geen toepassing van waterstof.

In tabel 5.8 zijn zowel de huidige als de verwachte toekomstige hoeveelheden aan duurzame gasproductie opgenomen evenals de vraag naar groene waterstof per sector. De voorspellingen zijn afkomstig uit de RES Zeeland en de Systeemstudie Zeeland.

DUURZAAM GAS	HUIDIGE HOEVEELHEID 2020	RES 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Aanbod biogas en groengas (PJ/jr)	0,7	1,23	3	3
Aanbod groene waterstof (PJ/jr)	0	20	18	6
Vraag waterstof gebouwde omgeving (PJ/jr)	0	0	0	0
Vraag waterstof mobiliteit (PJ/jr)	0	0	0	1
Vraag waterstof landbouw (PJ/jr)	0	0	0	0
Vraag waterstof industrie (PJ/jr)	54	54	44	48

Tabel 5.8 Duurzame gassen nu en verwacht in 2030
(Bron: RES Zeeland en Systeemstudie Zeeland)

5.4 Energievraag

5.4.1 Industrie

Zeeland herbergt één van de grootste clusters van zware energie-intensieve industrie van Nederland: North Sea Port (Kanaalzone en Sloegebied). Dit is één van de grootste chemische clusters in Noordwest-Europa, de derde zeehaven van Nederland en voorloper in activiteiten binnen de offshore energie. Verder kent Zeeland ook nog kleinere industrie, veelal in de foodsector, die door heel Zeeland gevestigd is op bedrijventerreinen. De industrie drukt een groot stempel op het energielandschap in Zeeland. De industriële clusters nemen zo'n 75% van het Zeeuwse energieverbruik voor hun rekening. In de industrie is er vraag naar energiedragers niet alleen om hun energetische waarde, maar ook als grondstof. Bijvoorbeeld aardgas wordt niet alleen gebruikt om warmte of elektriciteit mee te maken, maar ook in de processen zelf en maakt deel uit van de (half) fabrikaten die worden geproduceerd.

Binnen Zeeland en in de grensgebieden met Zuid-Holland, Brabant en Vlaanderen werkt de grote industrie samen binnen de zogenaamde SDR wat staat voor 'Smart Delta Resources'. SDR is een initiatief van 13 energie- en grondstof intensieve bedrijven die op zoek zijn naar reductie van hun energie- en grondstoffengebruik via industriële symbiose. Via SDR werken bedrijven uit de chemie, staal, energie en food industrie samen om industriële verbindingen te leggen en uit te werken tot interessante businesscases. De industriële symbiose tussen de verschillende sectoren in de regio heeft weliswaar economische optimalisatie als uitgangspunt, het draagt op termijn ook bij aan het verduurzamen van hun processen. Onderzoek van ECN naar de grondstof-, energie- en afvalstromen van bedrijven in de Delta regio heeft bevestigd dat er vele mogelijkheden zijn voor onderlinge uitwisseling van (rest) stromen. De samenwerking levert een bijdrage aan de landelijke doelstellingen voor duurzame economische ontwikkeling, reductie

van broeikasgassen zoals CO₂ en vermindering van het gebruik van fossiele brandstoffen

Het SDR platform heeft in 2018 het rapport Roadmap towards a climate neutral industry in the Delta region gepubliceerd. In dat rapport is een routekaart met maatregelen opgenomen die de bijdrage van de deelnemende bedrijven aan de landelijke klimaatdoelen omschrijft. In de roadmap zijn drie strategische prioriteiten geformuleerd: elektriciteit en waterstof, circulaire grondstoffen en CO₂-opslag en gebruik (CCS en CCU). De drie prioriteiten zijn vervolgens vertaald in acht concrete projecten. Het gaat om onder meer een waterstofnetwerk voor uitwisseling van waterstof tussen Gent en Vlissingen, een electrolyser van 100 MW om waterstof te produceren, het aanleggen van een netwerk ten behoeve van de opslag van CO₂ en het project steel to chemicals, waarbij reststromen van de staal- en chemische industrie worden omgezet in synthesesegas. Verder worden de mogelijkheden van geothermie in West-Brabant onderzocht.

Omdat elektrificatie voor CO₂-reductie kan zorgen, wordt er verwacht dat het elektriciteitsgebruik in de industrie toeneemt om de klimaatdoelstelling van Parijs te halen. Uit een SDR-studie naar de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van de industrie in de Kanaalzone blijkt, uit ieder scenario, een forse toename van de vraag. Zelfs het laagste scenario laat al een toename van 800-1000 MW (baseload) in 2030 zien. In de Systeemstudie (paragraaf 3.4.2) is ook rekening gehouden met een stijging van het elektriciteitsverbruik in de Kanaalzone op zowel de netwerken van TenneT als Enduris.

In tabel 5.9 is de huidige en verwachte energievraag in de industrie weergegeven. De vraag naar waterstof is in de vorige paragraaf behandeld. In de RES zijn overigens geen waarden van het huidige en verwachte energieverbruik per energiedrager vermeld.

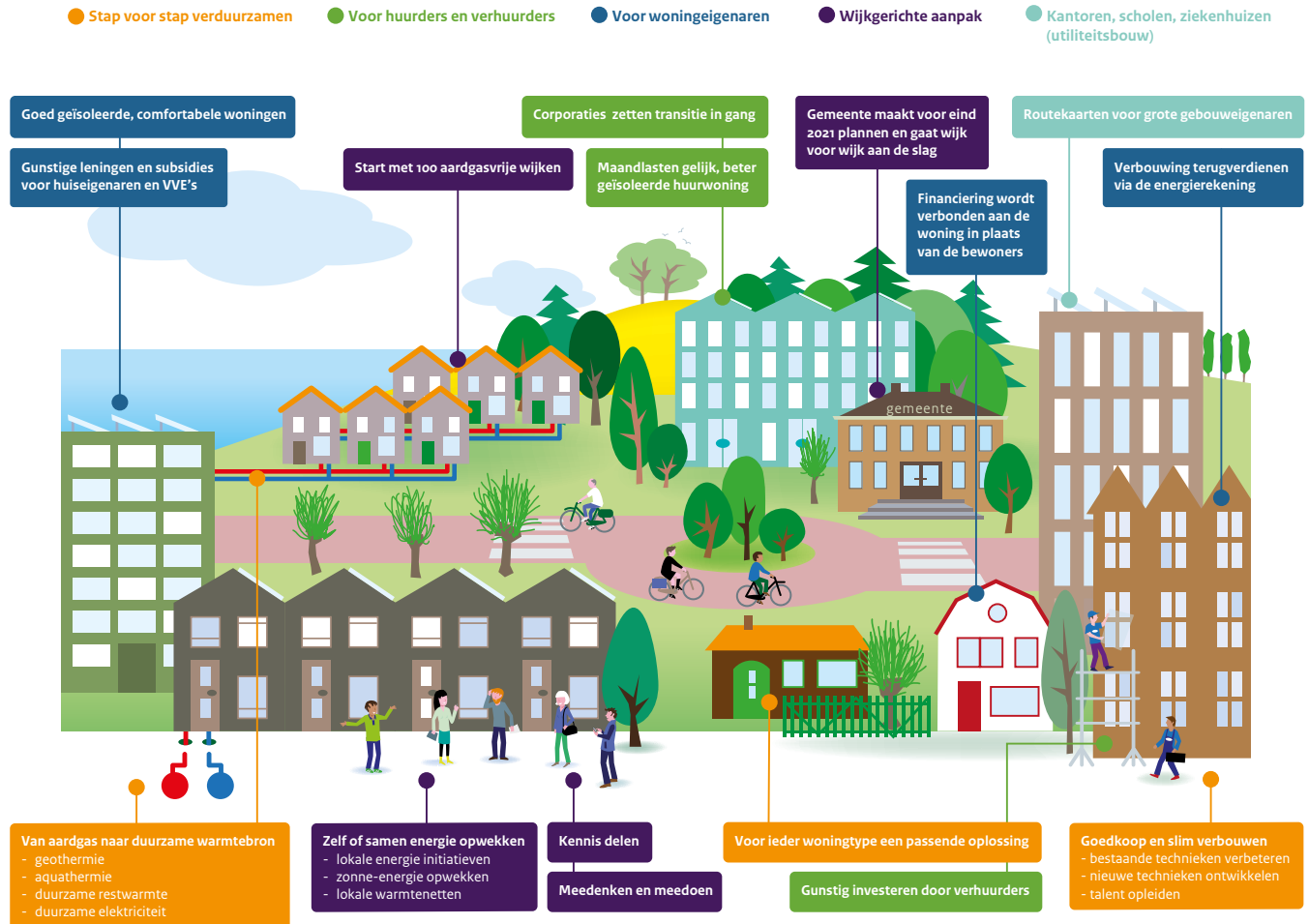
ENERGIEVRAAG INDUSTRIE	HUIDIGE HOEEVEELHEID 2020	RES 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Aardgas (PJ / jr)	97	n.b.	51	42
Biogas (PJ / jr)	0	n.b.	0	41
Elektriciteit (PJ / jr)	8	n.b.	15	10

Tabel 5.9 Energievraag industrie nu en in 2030
(Bron: RES Zeeland en Systeemstudie Zeeland)

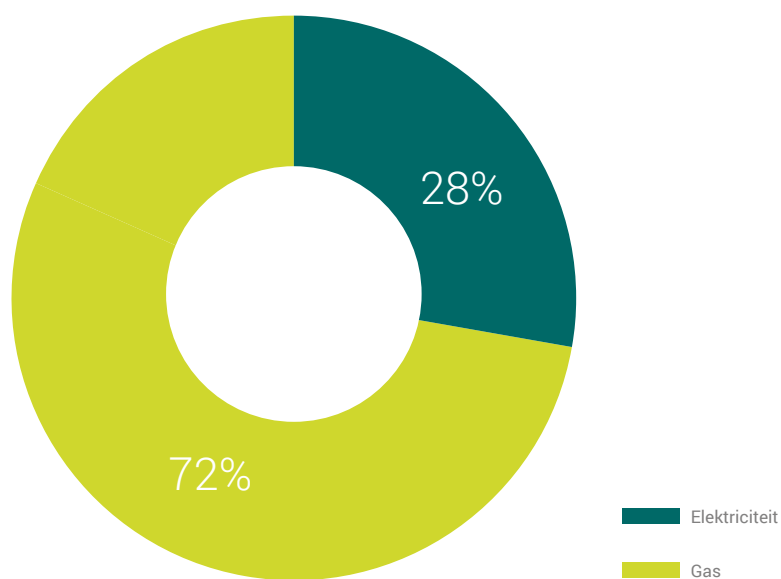
5.4.2 Gebouwde omgeving

De huishoudens en de dienstensector vormen samen de sector gebouwde omgeving (GO). De benodigde energie binnen de GO wordt gebruikt voor onder andere de volgende functies:

- ruimteverwarming en koeling;
- warm tapwater;
- koken;
- verlichting;
- machines;
- (huishoudelijke) apparatuur.



De benodigde energie wordt voor het grootste deel geleverd in de vorm van gas. Het gas wordt via het landelijke transportnet van GTS en vervolgens via het gasnet van Enduris naar de huishoudens en de dienstensector getransporteerd. Ook wordt er lokaal in Zeeuws Vlaanderen groen gas geproduceerd dat deels in de GO wordt afgenomen. De benodigde elektriciteit wordt op verschillende locaties in Zeeland geproduceerd en loopt via het landelijke transport van Tennet en/of elektriciteitsnet van Enduris naar de GO. De GO produceert zelf ook elektriciteit door de zonnepanelen die op de daken liggen. In figuur 5.12 is de hoeveelheid benodigde energie binnen de GO weergegeven naar energiedrager.

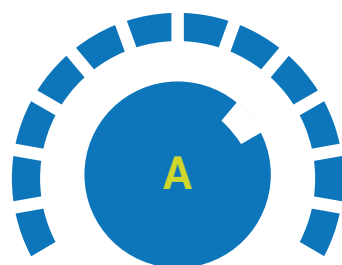


Figuur 5.12. Energieverbruik gebouwde omgeving Zeeland naar energiedrager in 2017
(Bron: Klimaatmonitor)

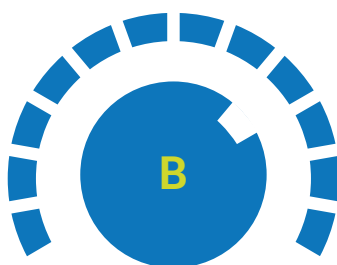
Hieruit blijkt dat gas bijna driekwart van de energiebehoefte vervult. Grofweg kan worden gesteld dat 75% van het gas wordt gebruikt voor ruimteverwarming, 20% voor warm tapwater en 5% voor koken.

Diverse ontwikkelingen in de GO hebben invloed op de elektriciteits- en gasnetten. Deze ontwikkelingen zijn onder andere het gevolg

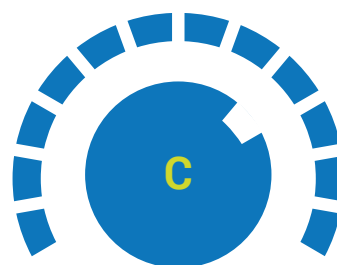
van het Klimaatakkoord die zijn vertaald in regionale doelstellingen binnen de RES Zeeland. In de RES is een hoofdstuk gewijd aan de GO. Hierbij staat de verduurzaming van warmtevoorziening centraal. In de RES worden drie opties genoemd om de verduurzaming te realiseren; vermindering van de energievraag, verduurzaming van het energie-aanbod en toepassing van duurzame installaties en producten zie figuur 5.13.



Energie verminderen



Energieaanbod verduurzamen



Toepassen duurzame installaties en producten

Figuur 5.13. Opties om de GO te verduurzamen
(Bron: RES Zeeland)

Het kiezen van de "juiste" opties is afhankelijk van de gehanteerde uitgangspunten en daarmee vele variabelen. In de RES wordt met name een technisch/ economische afweging gemaakt. Belangrijke variabelen hierbij zijn:

- gebouwtype;
- huidige warmtevraag;
- haalbare bouwkundige maatregelen (o.a. isolatie, ventilatie en afgiftesysteem);
- beschikbare warmtebronnen;
- beschikbare energie-infrastructuren;
- bebouwingsdichtheid;
- type verwarmingsinstallatie;
- maatschappelijke kosten.

Om tot oplossingsrichtingen te komen is relevante data over de gebouwde omgeving verzameld en opgenomen in de 'Energie Transitie Atlas' (ETA) voor Zeeland. Op basis van deze data kunnen zogenaamde warmteopties worden toegekend aan gebouwen.

Onder warmteopties verstaat men een logisch samenhangende combinatie van een energiesysteem en gebouwaanpassingen. Het energiesysteem bestaat uit een bron met opslag en buffering, infrastructuur vanaf de bron, de opwekker, de infrastructuur vanaf de opwekker, en tot slot de verwarmingsinstallatie in het gebouw. Gebouwaanpassingen bestaan uit het afgiftesysteem, isolatie, ventilatie en elektrisch koken. Hieronder worden de belangrijkste warmteopties beschreven:

All Electric

Zowel de ruimteverwarming, de bereiding van warm tapwater en koken vindt met elektriciteit plaats. All electric is een individuele

(veelal lage temperatuur) oplossing waarbij meestal gebruik wordt gemaakt van een warmtepomp. Een randvoorwaarde is zeer goede isolatie en luchtdichtheid. Het gebouw heeft uitsluitend een aansluiting op de elektriciteitsinfrastructuur.

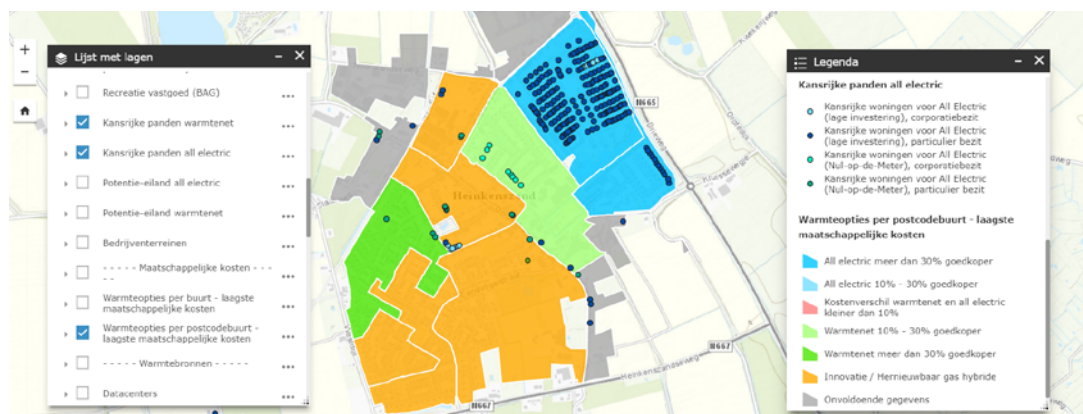
Warmtenet

Een infrastructuur die warm water transporteert via warmteleidingen naar afnemers. De warmte komt nu vaak vrij als restwarmte van hoge temperatuurbronnen zoals afvalverbranding en industriële processen. Bij lage temperatuur warmtenetten zijn ook andere bronnen zoals datacenters, riolering en oppervlaktewater mogelijk. Vrijwel altijd zal een (wijk) warmtepomp nodig zijn om warmte van deze lage temperatuur bronnen op het door woningen gewenste niveau te brengen.

Gasnet

Bij deze optie wordt gebruik gemaakt van hernieuwbaar gas. De bestaande aardgasleidingen blijven behouden, maar het aardgas wordt vervangen door groengas, biogas, waterstof of een ander hernieuwbaar gas. De hybride warmtepomp die een combinatie is van een cv-ketel en een warmtepomp wordt ook tot deze categorie gerekend.

Om per wijk of buurt een inschatting te geven welke warmteoptie waar past, is binnen de RES gebruik gemaakt van een rekenmodel, warmtetransitiemodel. Dit model analyseert eigenschappen van de gebouwde omgeving (woningtype, bouwjaar en dichtheid) en berekent zo de maatschappelijke kosten per warmteoptie per buurt. In figuur 5.14 is een voorbeeld te zien met de resultaten van de berekening.



Figuur 5.14 Voorbeeld resultaten warmteopties per postcodebuurt (Bron: Energie Transitie Atlas Zeeland)

Deze resultaten zullen samen met de uitkomsten van andere modellen worden gebruikt voor het in kaart brengen van de 'beste' opties gebaseerd op een technisch / economische afweging. De uitkomsten worden vervolgens gebruikt bij het opstellen van de Transitievisie Warmte en het Wijkuitvoeringsplan. In de Transitievisie Warmte en het Wijkuitvoeringsplan zullen ook sociale en maatschappelijke aspecten mee worden genomen. Dit zal invloed hebben op de uiteindelijk gekozen warmteopties.

Voor Enduris is het van belang om vroegtijdig inzicht te krijgen in kansrijke warmteopties per buurt om de impact op de elektriciteits- en gasnetten te kunnen bepalen. Om dit mogelijk te maken heeft Enduris de kansrijke gebouwen uit de ETA geëxtraheerd waar op termijn een all electric, warmtenet of hernieuwbaar gas infrastructuur nodig is. Op basis van deze data heeft Enduris een afgeleide dataset ontwikkeld met daarin het verwachte aantal warmtepompen inclusief locaties in Zeeland in 2030. Hierbij zijn diverse aannames gedaan voor de locatie en implementatiesnelheid waaronder:

- Vanaf 2005 zijn gebouwen qua isolatieniveau geschikt voor een all electric oplossing;
- Vanaf 1992 tot 2005 zijn gebouwen qua isolatieniveau geschikt voor een hybride warmtepomp;
- Bij gebouwen van voor 1992 wordt met name ingezet op het

verminderen van energievraag;

- Per jaar worden er gemiddeld 1.100 nieuwe gebouwen opgeleverd en worden er 300 gesloopt;
- Komende jaren zullen de kosten van het verduurzamen van gebouwen flink dalen als gevolg van innovatie, schaalvergroting en standaarden;
- Het wordt gemakkelijker en inzichtelijker gemaakt hoe men een gebouw kan verduurzamen;
- Financiële afspraken waaronder subsidies, financieringen en belastingen zullen het verduurzamen van gebouwen versnellen;
- Verwacht wordt dat wie isoleert, ook onderzoekt of een andere warmteoptie mogelijk is;
- Verwacht wordt dat wie isoleert naar label B of beter, direct onderzoekt of vloerverwarming meegenomen kan worden om lage temperatuur warmteopties (op termijn) mogelijk te maken.
- In de sociale woningbouw zal het tempo worden beïnvloed door de rol van 'Startmotor'. In de sociale woningbouw ligt de opgave naar label B te isoleren in 2021. Hierdoor zal een forse isolatiestap worden gemaakt. Daar waar dit niet mogelijk is, wordt een toename van het aantal sloop – nieuwbouwprojecten verwacht.

In tabel 5.10 zijn de resultaten van de studie voor de verwachte aantallen gebouwen per warmteoptie nu en in 2030 weergegeven. Hierbij is vaste biomassa buiten beschouwing gelaten.

WARMTEOPTIES	HUDIGE AANTALLEN 2020	RES/ENDURIS 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
All electric	2.000	24.791	52.600	5.900
Warmtenet	815	5.665	54.200	3.500
Gasnet				
• Aardgas (ketel/hybride)	179.000	152.500	128.900	226.700
• Groengas (ketel/hybride)	13.000	26.000		
• Waterstof (ketel/hybride)	0	250		

Tabel 5.10 Verwachte aantallen gebouwen per warmteoptie nu en in 2030
(Bron: Warmtetransitiemodel, Enduris en Systeemstudie Zeeland)

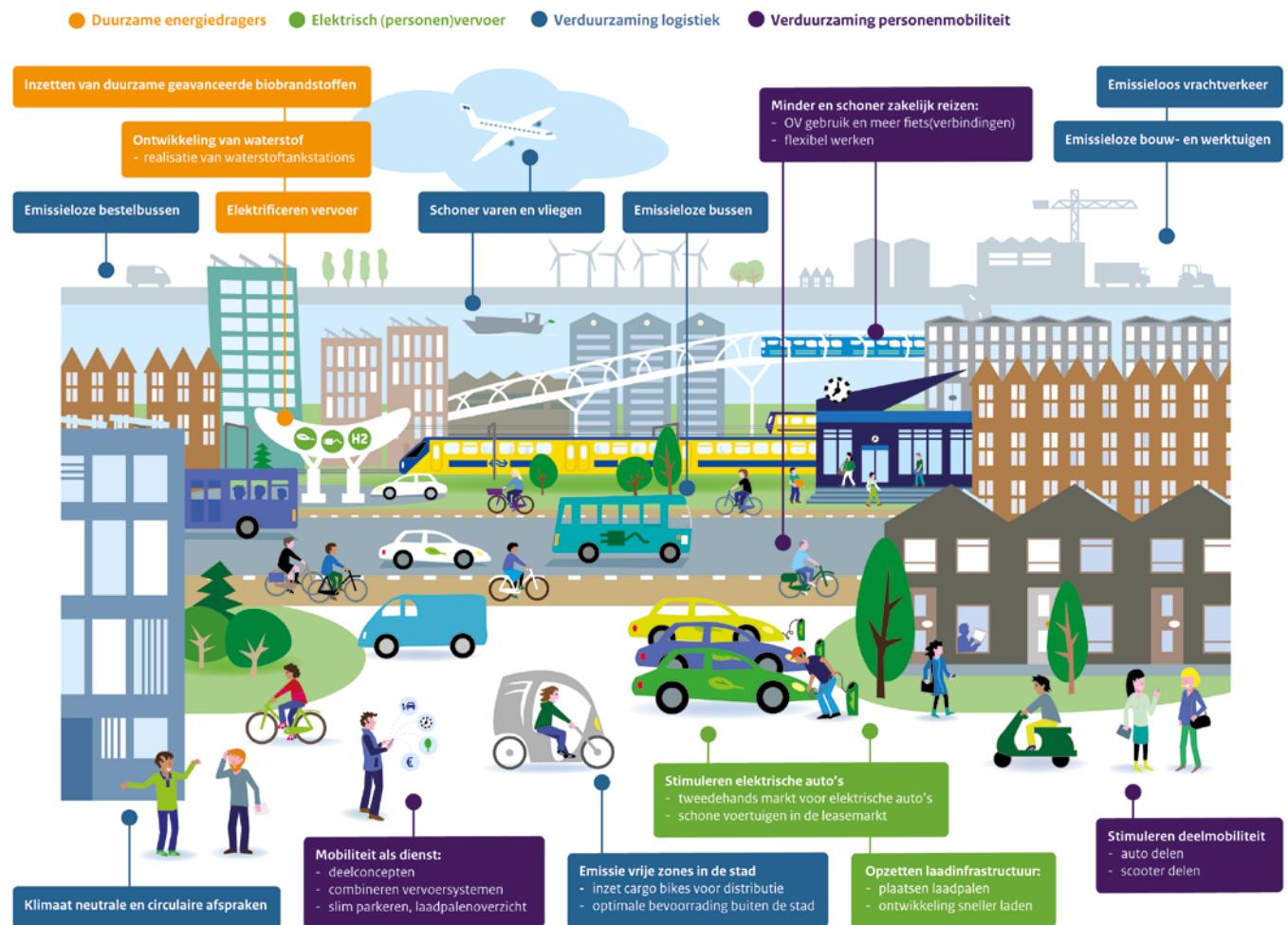
Hierbij dient te worden opgemerkt dat de aantallen van de scenario's Regionale sturing en Internationale sturing welke afkomstig zijn uit de Systeemstudie Zeeland, hoger liggen dan de huidige aantallen en die van het RES scenario. Dit kan worden verklaard doordat er binnen de Systeemstudie zowel woningen als alle niet woningen zijn meegenomen. Hierdoor worden ook gebouwen als garageboxen en dergelijke meegenomen die niet relevant zijn voor de warmteopties.

Naast het verduurzamen van de warmtevoorziening is de ontwikkeling van elektriciteitsopwekking met zonnepanelen op dak in de GO in volle gang. De huidige aantallen, potentie en de verwachte aantallen in 2030 staan beschreven in paragraaf 5.3 omdat daar het aanbod van energie is beschreven.

5.4.3 Verkeer en vervoer

Mobiliteit is voor iedereen belangrijk. Het is de schakel tussen wonen, werken en vrije tijd. Zeeland is een dunbevolkte regio waar stad en dorp relatief ver uit elkaar liggen. Veel Zeeuwen vinden de auto dan ook een noodzakelijk vervoermiddel en het autobezit per inwoner is hoger dan in elke andere provincie. Ook toeristen nemen vaak de auto mee. Met meer dan 10,5 miljoen toeristische overnachtingen per jaar heeft het toerisme een groot aandeel in het aantal regionale vervoersbewegingen. Ook voor de industrie is

mobiliteit cruciaal. Zeeland is een belangrijk logistiek knooppunt. Dit zorgt voor een groot aantal vrachttransportbewegingen over weg, spoor en water. Daarnaast kan er op het gebied van verkeer en vervoer ook worden gedacht aan onder andere openbaar vervoer en de uitgebreide recreatievaart in Zeeland. In de sector verkeer en vervoer is een duidelijke elektrificatie waar te nemen, met name het gevolg van de klimaatopgave waarbij fossiele brandstoffen worden uitgefaseerd.



MOBILITEIT



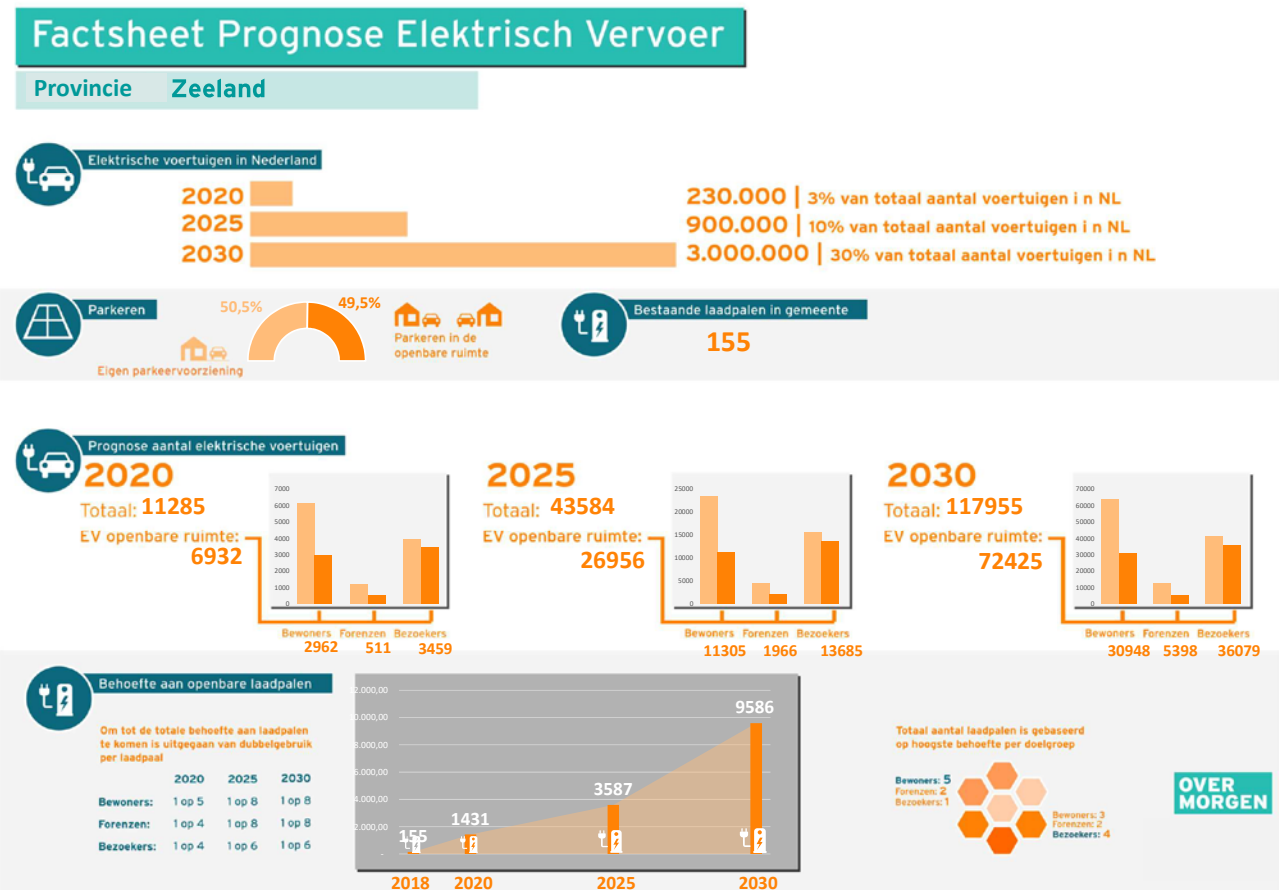
Het aantal elektrische auto's, motoren en (brom)fietsen op Zeeuwse wegen neemt steeds verder toe. Dit blijkt uit tabel 5.11.

MOBILITEIT - ZEELAND				
	2015	2016	2017	2018
Aantal geregistreerde elektrische personenauto's (FEV)	123	166	256	530
Aantal geregistreerde plug-in hybride personenauto's (PHEV)	772	963	983	1.042
Aantal geregistreerde licht elektrische bedrijfsauto's (<3500...	17	20	25	39
Aantal geregistreerde elektrische driewielauto's	33	30	28	33
Aantal geregistreerde elektrische bussen	1	1	2	2
Aantal geregistreerde elektrische motorfietsen	8	10	14	16
Aantal geregistreerde elektrische bromfietsen (incl. speed ped...	846	979	1.112	1.267
Aantal geregistreerde elektrische voertuigen totaal	1.800	2.169	2.420	2.929
Totaal aantal (semi)publieke laadpunten voor elektrische auto's	273	400	472	557
Aantal publieke reguliere laadpunten voor elektrische auto's	129	161	161	177
Totaal waterstofvoertuigen	0	0	0	0

Tabel 5.11 Elektrische mobiliteit in Zeeland per jaar
(Bron: Klimaatmonitor, Rijkswaterstaat)

De toepassing van waterstof in de mobiliteitssector krijgt de nodige aandacht maar blijft voorsnag achter en opzichte van de implementatie van met accu aangedreven vervoer. Binnen de RES

Zeeland heeft Adviesbureau Over Morgen een uitgebreide toekomstprognose opgesteld van elektrische mobiliteit. De resultaten hiervan zijn in figuur 5.15 opgenomen.



Figuur 5.15 Ontwikkeling elektrische mobiliteit in Zeeland
(Bron: RES Zeeland en Over Morgen)

Daarnaast zijn er in de Systeemstudie Zeeland ook prognoses opgenomen van het aantal verwachte elektrische auto's. Beide zijn weergegeven in tabel 5.12.

VERKEER EN VERVOER	HUIDIG 2020	RES ZEELAND 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Aantal elektrische voertuigen	± 2000	117.955	170.000	90.000

Tabel 5.12 Prognoses elektrische mobiliteit 2030
(Bron: RES Zeeland, Systeemstudie Zeeland)

5.4.4 Land-, bosbouw en visserij

Zeeland is van oudsher een provincie met veel agrarische activiteit. Het gaat dan vooral om akkerbouw, fruitteelt en, de laatste 20 jaar, ook een behoorlijk areaal glastuinbouw. Zeeland is met bijna 120.000 hectare één van de grotere landbouwprovincies van

Nederland en, met stip op één, het grootste akkerbouwgebied. In totaal telt Zeeland 3105 landbouwbedrijven, waarvan 80 procent akkerbouwbedrijf is. Het grootste energiegebruik in de landbouw-sector zit echter in de glastuinbouw, waarvan Zeeland 5 clusters telt.



Figuur 5.16 Glastuinbouw Axelse vlakte
(Bron: PZC)

De energietransitie biedt kansen voor agrariërs. Opwekking van duurzame energie kan een alternatief verdienmodel zijn en met energiebesparing en duurzame opwekking kunnen de energiekosten verlaagd worden. De potentie en verwachting van het installeren van zonnepanelen op agrarische daken en (landbouw)grond is

opgenomen in paragraaf 5.3.2. In tabel 5.13 is de huidige en verwachte energievraag in de sector landbouw, bosbouw en visserij weergegeven. Hierbij zijn alleen waarden uit de Systeemstudie beschikbaar daar er in de RES geen aantallen zijn genoemd.

ENERGIEVRAAG	HUDIGE HOEVEELHEID 2020	RES 2030	REGIONALE STURING 2030	INTERNATIONALE STURING 2030
Aardgas (PJ/jr)	3	n.b.	2	3
Elektriciteit (PJ/jr)	1	n.b.	1	1

Tabel 5.13. Huidige en verwachte energievraag landbouw
(Bron: Systeemstudie Zeeland)

5.5 Scenario's

In de overzichten op de volgende pagina zijn de ontwikkelingen van energieaanbod en energievraag per scenario uit de voorgaande paragrafen overzichtelijk geclusterd en weergegeven. Hierbij zijn alleen de energiedragers weergegeven die relevant zijn voor Enduris en daarmee het IP2020. De totalen geven dus niet het gehele energieaanbod of de vraag weer.

OVERZICHT ENERGIE-AANBOD EN ENERGIEVRAAG PER SCENARIO'S		2020	2030 REGIONAAL (SYSTEEMSTUDIE)	2030 RES/ENDURIS	2030 INTERNATIONAAL (SYSTEEMSTUDIE)
	Duurzaam gas (PJ/jr)	0,7	21	21,23	9
	Bio-/groengas	0,7	3	1,23	3
	Groene waterstof	0	18	20	6
	Wind (MW)	1.327	4.709	4.203	2.093
	Op land Enduris	382	1.054	548	438
	Op land Tennet	152	152	152	152
	Op zee	752	3.503	3.503	1.503
	Zon (MW)	373	1.988	1.260	674
	Dak (≤ 15 kWp)	119	380	260	111
	Dak (> 15 kWp)	95	600	500	301
	Veld	120	1.013	500	262
	Totaal (PJ/jr)	136	109		121
	Methaan	113	57		96
	Bio/ groengas				
	Elektriciteit	14	24		16
	Groene waterstof	-	7		1
	Gebouwde omgeving (PJ/jr)	17	12		16
	Aardgas	12	2		10
	Groengas	-	2		-
	Elektriciteit	5	6		5
	Groene waterstof	-	-		-
	Warmte				
	Mobiliteit (PJ/jr)	8	7		8
	Elektriciteit	0	1		1
	Groengas	-	0		0
	Groene waterstof	-	0		1
	Industrie (PJ/jr)	106	84		92
	Aardgas	97	51		42
	Bio/groengas	-	-		41
	Elektriciteit	8	15		10
	Waterstof	-	7		-
	- Waterstofgebruik	48	44		48
	Overig	-	11		-
	Landbouw (PJ/jr)	5	5		5
	Aardgas	3	2		3
	Bio/groengas	-	-		-
	Elektriciteit	1	1		1
	Waterstof	-	-		-

* Vraag is gedefinieerd als de vraag aan de poort, wat er geleverd zou moeten worden via de energie-infrastructuren. Dit is exclusief de vraag van centrales voor productie voor de elektriciteitsmarkt, maar inclusief de vraag van Elsta ten behoeve van Dow en Trinseo. Het waterstofgebruik in de industrie betreft de directe waterstofafname plus de waterstof gemaakt op eigen terrein met SMR of elektrolyse. De tabel is exclusief ruwe olie en andere grondstofstromen.

6. RISICO'S, KNELPUNTEN EN MAATREGELEN



Zonnepark 'Scaldia' (55MW) aangesloten via 50 kV op het net van Enduris

6.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden het risicomanagementsysteem van Enduris en de bijbehorende risico's, knelpunten en maatregelen nader toegelicht. Naast de mogelijke capaciteitsrisico's, die onder andere volgen uit de scenario's in hoofdstuk 5, kunnen er ook kwaliteits- en veiligheidsrisico's optreden in de netten, aansluitingen en KV-meters. Deze risico's kunnen deels gerelateerd zijn aan de uitgewerkte scenario's, maar kunnen ook een oorsprong vinden in onder andere het ontwerp, de prestaties en de condities van de desbetreffende assets. Daarnaast zijn er algemene risico's die in de (externe) omgeving ontstaan en niet altijd direct leiden tot investeringen, maar kunnen wel van invloed zijn op het investeringsniveau.

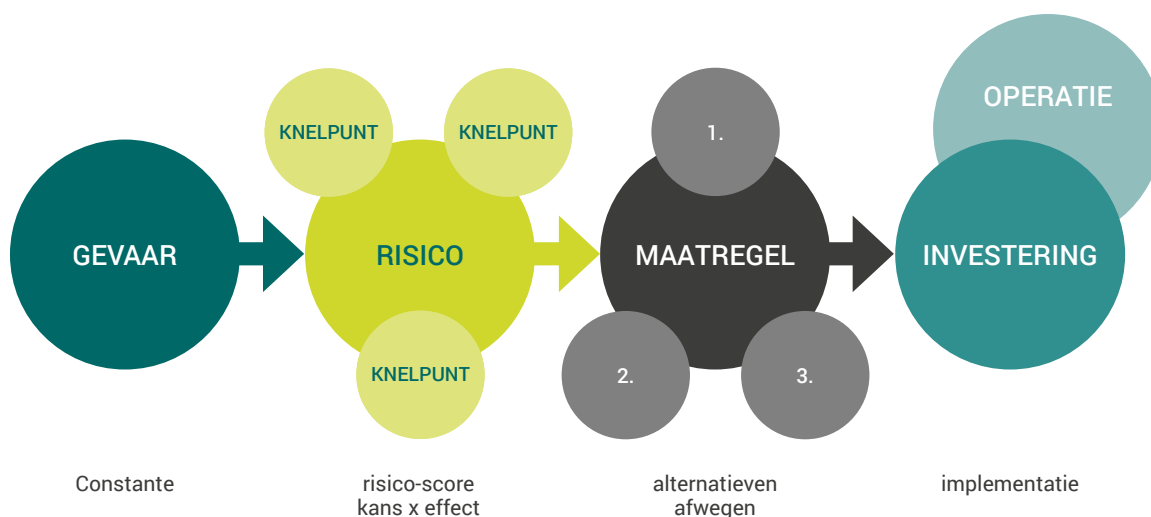
In dit hoofdstuk worden verschillende termen gebruikt waarvan de belangrijkste nu nader worden toegelicht:

1. Gevaar: een (materiële) eigenschap, situatie of activiteit die mogelijk schade kan veroorzaken.
2. Risico: de kans dat een gevaar zich openbaart maal het effect.

Ook wel gedefinieerd als 'het effect van onzekerheid op het behalen van doelstellingen'. Een risico is het gevaar dat zich op meerdere locaties op een niet vooraf vastgesteld moment kan voordoen en de goede uitvoering van de bij of krachtens de Elektriciteitswet 1998 of Gaswet aan de netbeheerder toegekende taken kan belemmeren.

3. Knelpunt: een knelpunt is de situatie waarbij het risico zich daadwerkelijk voordoet aan een specifieke asset op een specifieke locatie en de goede uitvoering van de bij of krachtens de Elektriciteitswet 1998 of Gaswet aan de netbeheerder toegekende taken belemmerd. Het knelpunt is een verdere detaillering van het overkoepelende risico.
4. Capaciteitsknelpunt: netsituatie waarin de transportcapaciteit onder bepaalde aannamen ontoereikend is. (ACM)
5. Kwaliteitsknelpunt: situatie waarin een netcomponent in verband met ouderdom, slijtage, arbo- of milieu-eisen moet worden vervangen of gemodificeerd. (ACM)

In figuur 6.1 is de relatie tussen een gevaar, risico, knelpunt en maatregel weergegeven.

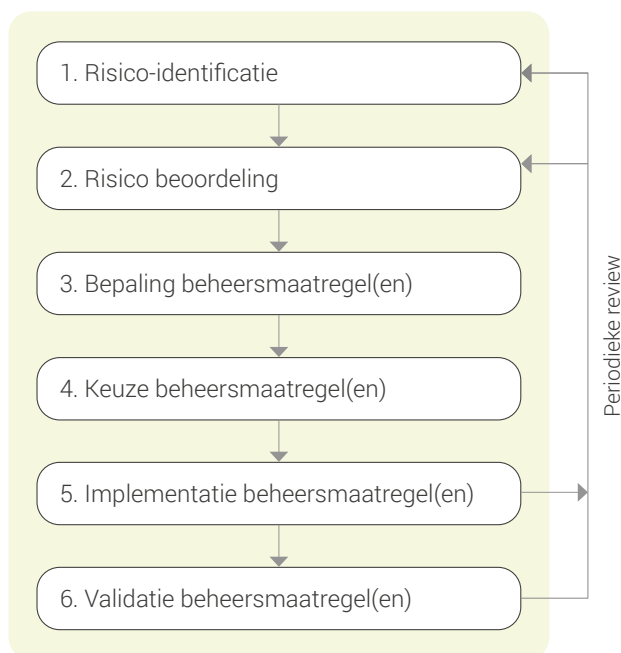


Figuur 6.1 Relatie tussen gevaar, risico, knelpunt en maatregel

6.2 Risicomanagement Enduris

Binnen Enduris wordt er gebruik gemaakt van integraal risicomanagement. Risk Based Asset Management (RBAM) is de gebruikte methodiek waarin risico's beschreven worden. In deze methodiek staan de systematische en gecoördineerde activiteiten beschreven waarmee Enduris de fysieke bedrijfsmiddelen optimaal beheert, evenals de daarmee verbonden prestaties, risico's en uitgaven gedurende de levensduur, met als doel het realiseren van de doelstellingen van de organisatie.

Risico's worden vastgelegd in het interne 'Risicoregister'. In dit risicoregister zijn alle geïdentificeerde risico's benoemd en is de grootte ervan gekwantificeerd volgens objectieve criteria. De risico's worden in deze methodiek gewogen aan de hand van de door Enduris opgestelde bedrijfswaarden: Veiligheid, Kwaliteit, Duurzaamheid, Economie, Imago en Stakeholderrelatie. Eventuele knelpunten worden in de risico-analyse opgenomen en vormen tevens input voor de beoordeling van het risico. Daarnaast zijn per risico de bestaande beheersmaatregelen vastgelegd. Binnen het risicomanagementproces van Enduris zijn er verschillende stappen gedefinieerd. Het risicomanagementproces is weergegeven in figuur 6.2.



Figuur 6.2 Risicomanagementproces

1. Risico-identificatie

Deze stap is een systematisch proces van onderkenning dat een risico bestaat en van de beschrijving van de eigenschappen hiervan. Bij de identificatie van risico's wordt onder andere gekeken naar assets, de mens, de processen, de (externe) omgeving en informatiesystemen van waaruit gevaren en kansen zich voordoen. Zo worden risico's op het gebied van capaciteit, kwaliteit (betrouwbaarheid, productkwaliteit en dienstverlening) en veiligheid geïdentificeerd. Dit gebeurt door o.a. te kijken naar:

- de prestaties van Enduris zoals beschreven in paragraaf 3.6. Trends en ontwikkelingen van indicatoren worden gemonitord. Indien er zich een afwijking voordoet, wordt deze als risico gemarkeerd en wordt het risicomanagementproces doorlopen;
- de uitdagingen die zich voordoen in de dagelijkse praktijk zoals beschreven in paragraaf 3.7. Denk hierbij aan risico's zoals schaarste op de arbeidsmarkt;
- Energie ontwikkelingen, trends en scenario's zoals die zijn beschreven in hoofdstuk 5. Deze zijn met name gerelateerd aan risico's op het gebied van capaciteit en (spannings)kwaliteit.

Op deze manier worden risico's op een gestructureerde manier geïdentificeerd wat de volledigheid en tijdigheid van het risico-register ten goede komt.

Na identificatie van het risico wordt deze zo nauwkeurig mogelijk omschreven. Deze omschrijving moet compact en helder gebeuren, in het format: "Als gevolg van ... <oorzaak> bestaat de kans dat ... <de gebeurtenis> waardoor ... <effect>".

2. Risico beoordeling

Nadat het risico is omschreven kan het beoordeeld worden. Voor de beoordeling van risico's wordt gebruik gemaakt van de risicomatrix waarbij de frequentie en het effect op de bedrijfsdoelstellingen bepaald moet worden. Het effect bestaat uit zes verschillende gradaties, van verwaarloosbaar tot catastrofaal, en is per gradatie gespecificeerd. Voor iedere bedrijfswaarde moet gemotiveerd het effect omschreven worden dat het risico heeft op de bedrijfswaarden.

In combinatie met de frequentie van optreden, variërend van minder dan eens in 10.000 jaar tot meer dan 1.000 keer per jaar, kan het risicoprofiel opgesteld worden. Het risicoprofiel volgt uit de door het managementteam bekrachtigde risicomatrix die in bijlage 8 is opgenomen. Door het risico verder te analyseren kunnen er m.b.v. o.a. scenario's, netberekeningen en storings- en incidentanalyses voorspellingen worden gedaan waar en wanneer er knelpunten optreden. In de door Enduris gehanteerde risicomanagement-methodiek werd tot voor kort de term knelpunt niet gehanteerd. Een nadere analyse van het risico inclusief het bepalen van waar en wanneer het zou optreden viel gewoon onder de term risico. Vandaar dat in het IP de term knelpunt niet bij ieder risico terugkomt. Enduris is echter wel bezig om deze opsplitsing ook voor bestaande risico's door te voeren.

3. Bepalen beheersmaatregelen

Met het bepalen van beheersmaatregelen wordt het in kaart brengen van technische en/of organisatorische voorzieningen om de risico's inclusief knelpunten te beheersen bedoeld. Waar nodig

wordt een businesscase opgesteld om tot een juist overzicht te komen van de mogelijke beheersmaatregelen en de maatschappelijke kosten en baten. Hierbij wordt tevens de risicomatrix gehanteerd om de beheersmaatregelen onderling te prioriteren.

4. Keuze beheersmaatregelen

Het risicobeleid is erop gericht dat Enduris zowel op de korte als op de lange termijn de juiste keuzes maakt en/of maatregelen treft om de doelstellingen te realiseren. Hierbij worden de volgende criteria gesteld voor de keuze van beheersmaatregelen aan de hand van het opgestelde risicoprofiel:

- Voor alle ontoelaatbare en zeer hoge risico's worden aanvullende beheersmaatregelen uitgewerkt in strategieën en tactieken die moeten leiden tot risicoreductie. Daarbij wordt voor die maatregelen gekozen die het meest effectief en efficiënt zijn. Wanneer er geen nadere actie mogelijk is (of niet tegen acceptabele voorwaarden), dan dient er door de risico-eigenaar een plan gemaakt te worden hoe er geacteerd zal worden als het risico werkelijk gebeurt. Dit plan wordt besproken en geaccordeerd door het MT.
- Voor hoge en middelmatige risico's worden maatregelen getroffen die maximaal effect sorteren (i.c. risicoreductie) per geïnvesteerde Euro. Wanneer het treffen van (aanvullende) maatregelen door de risico-eigenaar niet meer mogelijk of noodzakelijk wordt geacht, wordt melding gemaakt van risico-acceptatie in het MT.
- Voor lage en verwaarloosbare risico's hoeven er in de regel geen aanvullende beheersmaatregelen getroffen te worden, maar afhankelijk van het risico kan er altijd besloten worden om toch beheersmaatregelen te implementeren.
- Het beleidsuitgangspunt is om knelpunten te voorkomen. Indien er een bestaand knelpunt wordt geïdentificeerd dan wordt zo spoedig mogelijk een passende beheersmaatregel toegepast. Toekomstige knelpunten worden aan de hand van de risicoscore geprioriteerd en op basis daarvan worden passende beheersmaatregelen getroffen.

5. Implementeren beheersmaatregelen

De beheersmaatregelen moeten praktisch toegepast worden, daarnaast moet er aangetoond worden dat er een samenhang is tussen de resultaten van de risico-identificatie, risicobeoordeling en de uitgevoerde beheersmaatregelen.

6. Validatie beheersmaatregelen

De geïmplementeerde beheersmaatregelen worden periodiek gevalideerd om te bepalen of de opgestelde beheersmaatregelen effectief bevonden worden. Strategische risico's worden altijd gevalideerd. Voor operationele risico's is dit optioneel tenzij het MT daar anders over beslist.

7. Periodieke review

Binnen Asset Management worden de reeds geïdentificeerde risico's minimaal één maal per jaar opnieuw bekeken om te bepalen of het risico is gewijzigd en of er eventueel aanvullende maat-

regelen nodig zijn. Voor actuele risico's vindt er ieder kwartaal een review plaats. De resultaten van de validaties van beheersmaatregelen leveren ook input op voor de periodieke review.

6.3 Risico's, knelpunten en maatregelen

In deze paragraaf worden de belangrijkste risico's, knelpunten en maatregelen op het gebied van capaciteit, kwaliteit en veiligheid behandeld. Daarnaast worden er ook algemene risico's benoemd die van invloed zijn op het investeringsplan van Enduris.

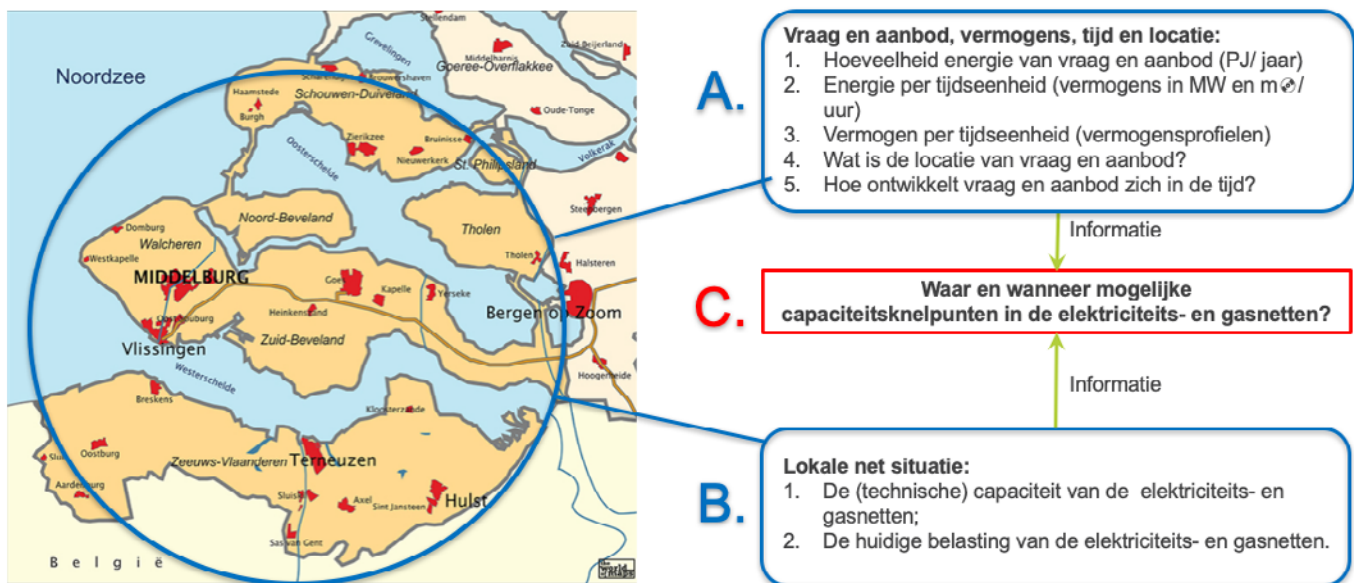
6.3.1 Capaciteit

In hoofdstuk 5 zijn de ontwikkelingen die gerelateerd zijn aan het energiesysteem beschreven. Eén van de belangrijkste en meest ingrijpende ontwikkelingen voor Enduris ligt op het gebied van klimaat en duurzaamheid in de vorm van de energietransitie. De richting en snelheid van de energietransitie is beschreven aan de hand van de drie scenario's. Het RES Zeeland scenario vormt hierbij het referentiescenario. Dit scenario is gebaseerd op de uitgangspunten van het Klimaatakkoord en is bovendien met een breed scala aan stakeholders in Zeeland afgestemd en opgesteld. Het RES Zeeland scenario wordt geflankeerd door een tweetal scenario's uit de Stelsystemstudie Zeeland. Dit betreffen de twee meest extreme scenario's wat betreft impact op de infrastructuur. Dit zijn de scenario's 'Regionale Sturing' en 'Internationale Sturing'. De ontwikkelingen zoals verwoord in de verschillende scenario's hebben impact op het gehele energiesysteem. Goed functionerende energienetten zijn hierbij essentieel voor een succesvolle energietransitie. Om het energiesysteem in de toekomst betaalbaar en betrouwbaar te houden, is systeemintegratie nodig. Dit betekent dat landelijke en lokale energiesystemen meer met elkaar verweven raken. En dat elektriciteits-, gas- en warmtesystemen nauwer gaan samenwerken. Het is dan ook van belang om te werken naar een breed gedragen langetermijnperspectief voor het energiesysteem en de energienetten van de toekomst. Dit geeft houvast voor overheidsbeleid en investeringsbeslissingen. Het aspect capaciteit speelt een cruciale rol bij de energienetten van de toekomst. Enduris heeft dan ook een capaciteitsrisico geformuleerd dat is opgehangen aan de energietransitie. Hierbij wordt integraal naar het gehele elektriciteits- en gasnet gekeken.

Het risico is als volgt geformuleerd:

'Als gevolg van het onvoldoende plannen en anticiperen op de energietransitie bestaat de kans op het onvoldoende voor handen hebben van capaciteit in de netten van Enduris waardoor er tijdelijke capaciteitsknelpunten kunnen ontstaan'.

(Bron: risicoregister Enduris)

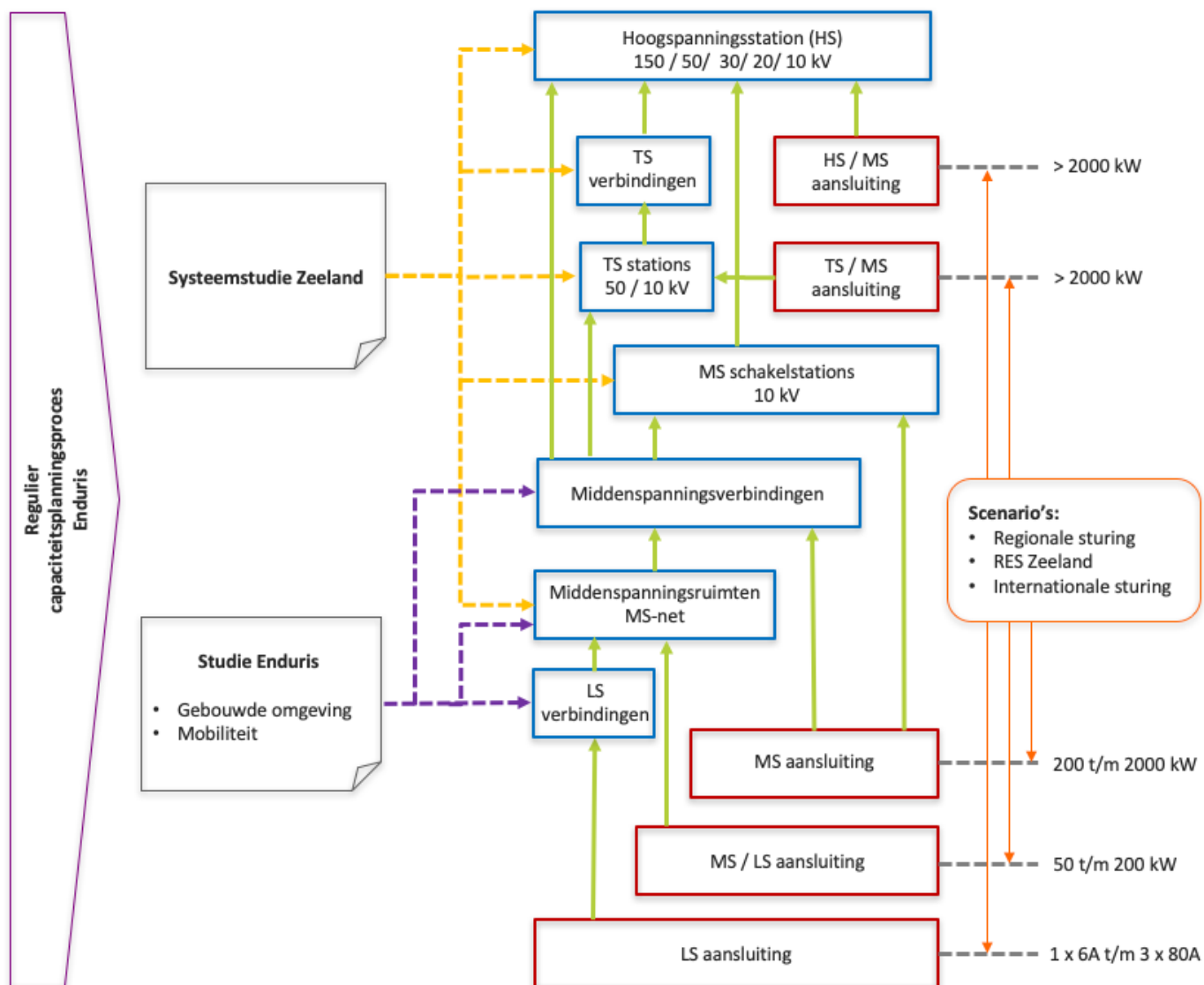


Figuur 6.3 Benodigde informatie om potentiële capaciteitsknelpunten te identificeren

Om de impact van de verschillende scenario's op de elektriciteits- en gasnetten te kunnen berekenen dient een aantal stappen te worden doorlopen. Deze stappen en de daarbij benodigde informatie is weergegeven in figuur 6.3.

Onder 'A' is de informatiebehoefte beschreven van de vraag naar en aanbod van elektriciteit en gas. In de RES Zeeland is deze informatie slechts gedeeltelijk opgenomen. Op het gebied van bijvoorbeeld grootschalige energieopwekking met wind en zon worden wel vermogens beschreven maar niet de (exacte) locaties. Voor elektrisch vervoer worden wel aantallen benoemd in de vorm elektrische auto's en laadpalen. Echter wordt er niet ingegaan op aspecten zoals het laadgedrag (wanneer wordt er geladen en met welke vermogens). Dit betekent dat de ontbrekende informatie aangevuld moet worden om de impact van de scenario's op de elektriciteits- en gasnetten te kunnen bepalen.

Voor het IP is een drietal instrumenten gebruikt om de capaciteitsknelpunten te identificeren. Dit betreffen het reguliere capaciteitsplanningsproces, de Systeemstudie Zeeland en een aanvullende interne studie. In figuur 6.4 is de samenhang tussen deze drie instrumenten weergegeven inclusief de relatie met het elektriciteitsnet. Vanuit de RES en de Systeemstudie wordt namelijk verwacht dat in de periode tot en met 2030 de meeste ontwikkelingen zullen plaatsvinden in het elektriciteitsnet.



Figuur 6.4 Onderzoek impact energietransitie op het elektriciteitsnet

De drie instrumenten uit figuur 6.4 die zijn gebruikt om de capaciteitsknelpunten te identificeren zullen nu nader worden toegelicht.

6.3.1.1 Regulier capaciteitsplanningsproces:

Via het reguliere capaciteitsplanningsproces worden alle ontwikkelingen voor het gehele elektriciteitsnet in een zogenaamde meerjaren capaciteitsplanning bijgehouden. Hier worden de volgende informatiebronnen bij gebruikt:

- plannen van bestaande en potentiële klanten (nieuwe aansluitingen, verzwaringen, etc.)
- ambities van en ontwikkelingen bij overheden;
- plannen van infrabeheerders (gas, water, wegen, riolering en telecomunicatie)
- ontwikkelingen op het gebied van technologie, wet- en regelgeving, economie en duurzaamheid;
- inzichten in de daadwerkelijke capaciteit van de elektriciteitsnetten via het monitoren en analyseren van de belastingen van stations en kabels;
- toegekende SDE+ subsidies en transportindicaties;
- ontwikkelingen zoals die zijn opgenomen in de RES Zeeland en Stroomnetstudie Zeeland.

6.3.1.2 Systeemstudie Zeeland:

In de systeemstudie is met name gekeken naar de impact van de energietransitie op de hogere netvlakken. Zo zijn de middenspanningsruimten, schakelstations, tussenspanningsstations, tussenspanningsverbindingen en de hoogspanningsstations in de studie meegenomen. Alle scenario's die in het IP zijn opgenomen

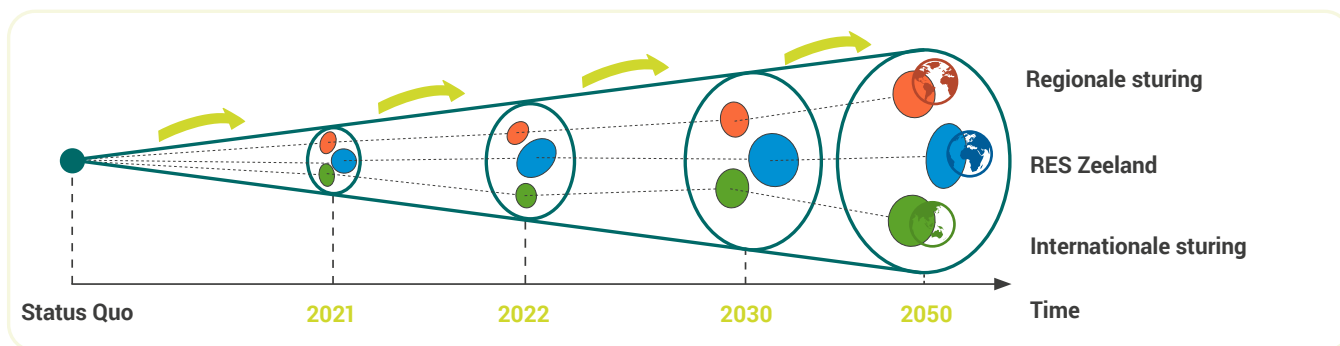
(Regionale Sturing, RES Zeeland en Internationale Sturing) zijn in de systeemstudie doorgerekend. Om de berekening uit te kunnen voeren, hebben diverse conversieslagen plaatsgevonden. Zo heeft CE Delft de vraag naar en aanbod van energie, (onderverdeeld naar verschillende subcategorieën zoals de gebouwde omgeving en mobiliteit) op buurt- en gemeenteniveau in kaart gebracht. Vervolgens zijn de buurten en gemeenten gekoppeld aan de verschillende stations van Enduris. Hieruit volgt hoeveel energie een bepaalde subcategorie per station per jaar verbruikt of produceert. Daarna is de hoeveelheid energie per subcategorie per station vermenigvuldigd met een door CE Delft aangeleverd genormaliseerde jaarprofiel van de betreffende subcategorie. Het resultaat is het energieverbruik/de energieproductie uitgezet in de tijd voor een heel jaar. Vervolgens zijn alle energieprofielen van het betreffende station bij elkaar opgeteld en uiteindelijk zijn de profielen van de stations overeenkomstig de netopbouw bij elkaar opgeteld.

Op basis van de verkregen informatie zijn de capaciteitsknelpunten berekend. Om te bepalen of de 50 kV-verbindingen overbelast zouden raken, zijn load-flow berekeningen gemaakt op basis van de toegekende profielen van de 50 kV-stations. In tabel 6.1 is weergegeven op welke wijze de stations zijn getoetst op overbelasting.

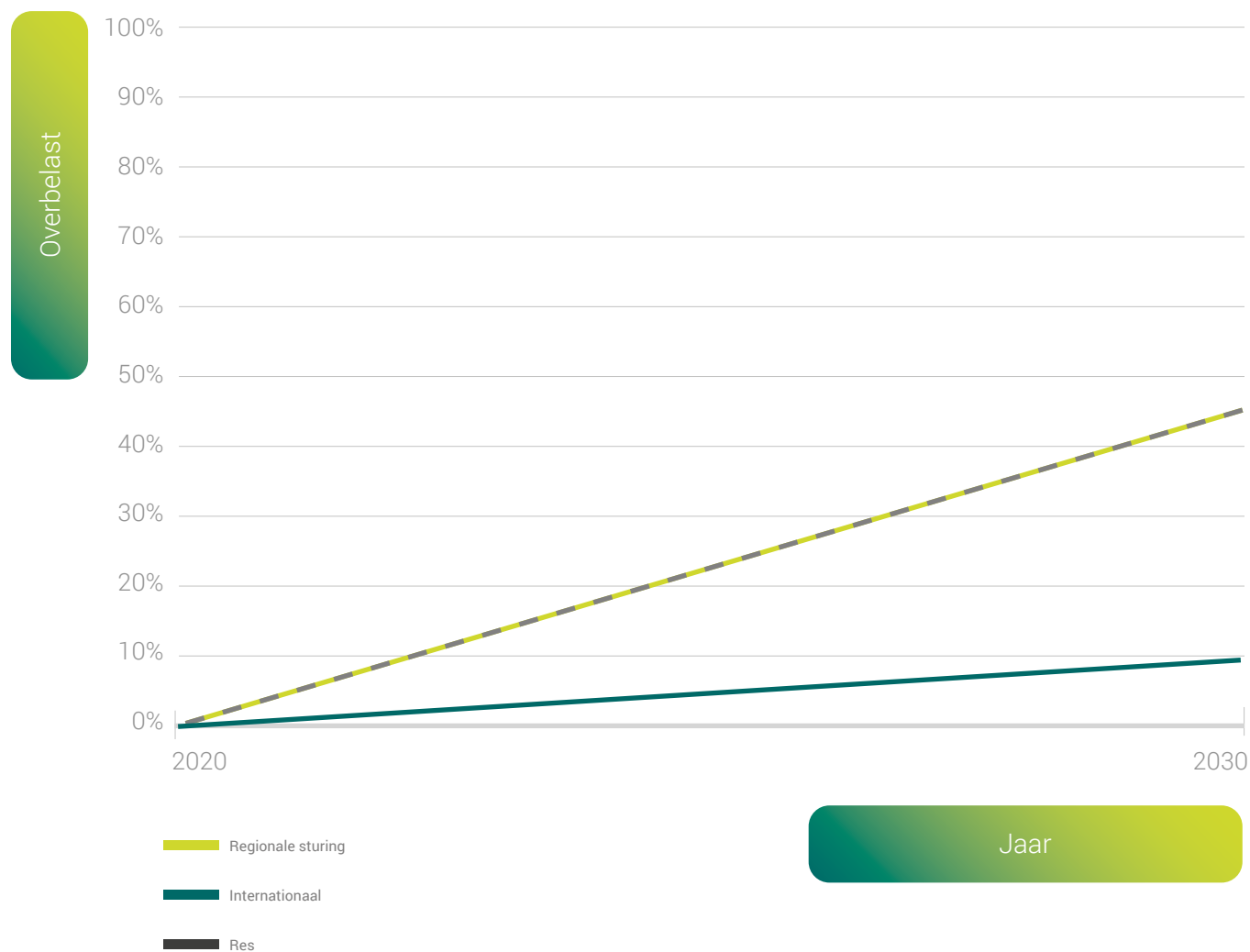
TYPE STATION	CONTROLE OP OVERBELASTING
Hoogspanningsstations	Capaciteit HS/MS-transformatoren inclusief N-1
TS-stations	Capaciteit TS/MS-transformatoren inclusief N-1
MS-schakelstations	Automatisch veilig vermogen
Middenspanningsruimten	Capaciteit MS/LS-transformatoren

Tabel 6.1 Bepaling overbelasting stations

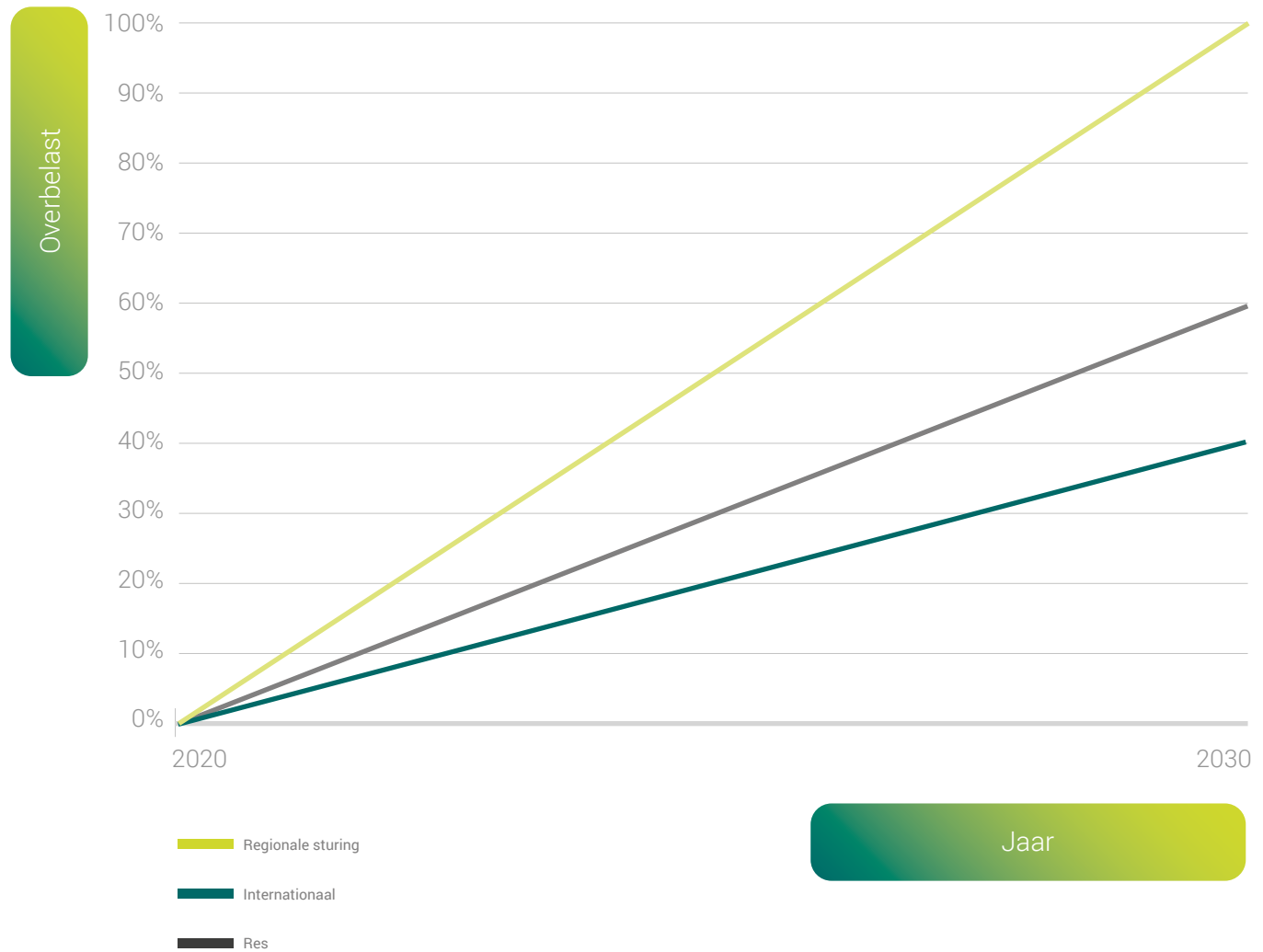
De resultaten van de doorrekening, oftewel de ontwikkeling van de capaciteitsknelpunten per scenario zijn weergegeven in figuur 6.5. De resultaten worden tekstueel toegelicht voor het RES Zeeland scenario omdat dit het referentiescenario is dat in het IP wordt gehanteerd. Voor de overige scenario's en nadere informatie wordt verwezen naar het document de Systeemstudie Zeeland.



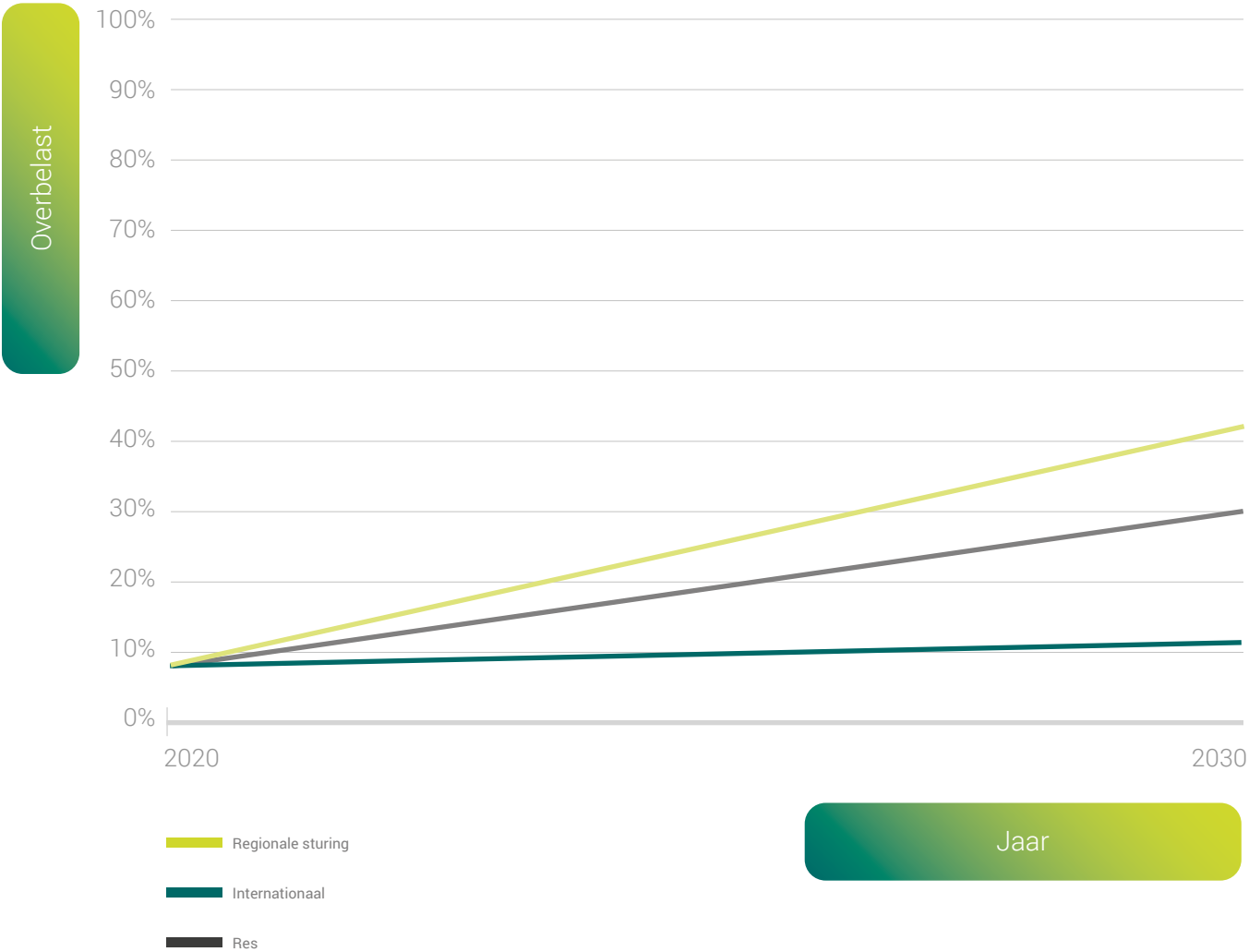
Koppelpunten in Zeeland



Hoofdverdeelstations in Zeeland



MS\LS-transformatorstations in Zeeland



MS-schakelstations in Zeeland



50kV-verbindingen



Figuur 6.5 Ontwikkeling capaciteitsknelpunten per scenario

Alle drie de scenario's laten meer overbelastingen zien dan er in de praktijk zijn. Dit geldt met name voor het jaar 2020 en de lagere netvlakken (MS-schakelstations en MS/LS-transformatorstations). Dit komt doordat de gehanteerde theoretische benadering niet geheel aansluit op de praktijk. Van belang is dan ook om meer te kijken naar de trend die kan worden waargenomen m.b.t. de

ontwikkeling van het aantal knelpunten richting 2025 en 2030.

Overigens is een overbelasting niet per definitie gelijk aan een knelpunt. Onder bepaalde voorwaarden accepteert Enduris een mate van overbelasting.

(Bron: Systeemstudie Zeeland)

Koppelpunten

Van de in totaal 11 koppelpunten zullen er volgens de berekening 5 worden overbelast in het jaar 2030 als gevolg van het RES Zeeland scenario. De overbelasting wordt grotendeels veroorzaakt door decentrale opwek van elektriciteit (Min). In tabel 6.2. zijn de resultaten weergegeven.

KOPPELPUNTEN	2020	2030	
Totaal:	11	11	100%
Overbelast	0	5	45%
Overbelast Min	0	4	36%
Overbelast Max	0	1	9%
Overbelast Min en Max	0	0	0%

Tabel 6.2 Overbelasting koppelpunten in het RES Zeeland scenario

50 kV-verbindingen

Van de in totaal 164 km aan 50 kV verbindingen zal er in 2030 79,5 km overbelast raken als gevolg van het RES Zeeland scenario. Volgens de berekeningen zou er momenteel 14,5 km zijn overbelast. Dit is echter niet het geval. In tabel 6.3. zijn de resultaten weergegeven.

50 KV- VERBINDINGEN	2020	2030	
Totaal (km):	164	164	100%
Overbelast (km):	14,5	79,5	48%

Tabel 6.3 Overbelasting 50 kV-verbindingen in het RES Zeeland scenario

Hoofdverdeelstations

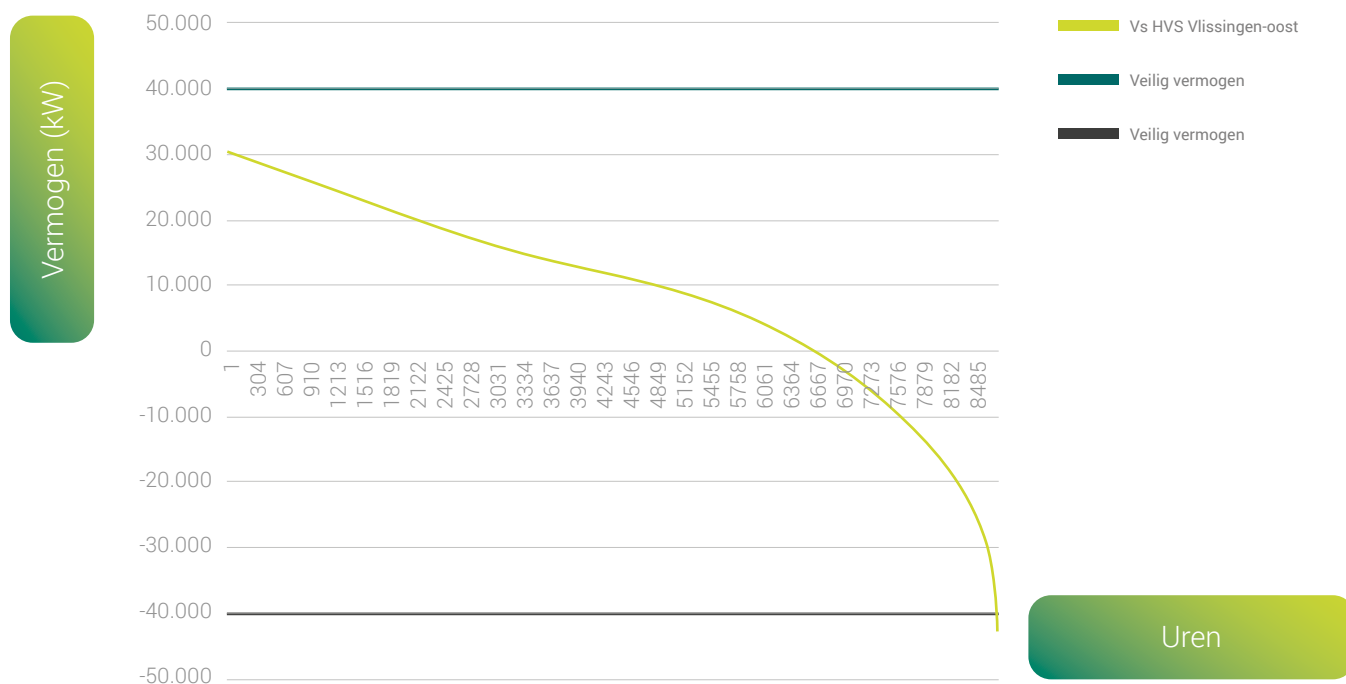
Van de in totaal 7 hoofdverdeelstations zullen er volgens de berekening 4 worden overbelast in het jaar 2030 als gevolg van het RES Zeeland scenario. De overbelasting wordt zowel door een groeiende vraag als ook door decentrale opwek van elektriciteit veroorzaakt (Min en Max). In tabel 6.4. zijn de resultaten weergegeven.

HOOFDVERDEELSTATIONS	2020	2030	
Totaal:	7	7	100%
Overbelast	0	4	57%
Overbelast Min	0	1	14%
Overbelast Max	0	0	0%
Overbelast Min en Max	0	3	43%

Tabel 6.4 Overbelasting hoofdverdeelstations in het RES Zeeland scenario

Voor de koppelpunten met TenneT en de hoofdverdeelstations zijn voor alle scenario's en alle beschouwde jaren belastingduurkrommen opgesteld. In figuur 6.6 is een voorbeeld van een belastingduurkromme weergegeven. Het betreft de belastingduurkromme van het koppelpunt Vlissingen-Oost in 2030 bij het RES Zeeland scenario. De belastingduurkromme geeft een beeld van de zwaarte van de overbelasting. Hierbij kan ook worden gezien of de overbelasting wordt veroorzaakt door vraag of aanbod van elektriciteit. De grafiek in figuur 6.6 laat zien dat er gedurende

enkele uren per jaar een lichte overbelasting van het station optreedt als gevolg van een overschot aan (decentrale) opwek van elektriciteit. Ondanks dat dit station nu tot de overbelaste stations gerekend wordt, is de situatie niet zeer ernstig. De vraag is dan ook of netverzwaring waarbij forse investeringen worden gedaan, wel de juiste maatregel is om het capaciteitsknelpunt op te lossen. De belastingduurkrommen van de overige koppelpunten en hoofdverdeelstation zijn in bijlage 9 opgenomen.



Figuur 6.6 Voorbeeld belastingduurkromme RES Zeeland scenario
(Bron: Stroomstudie Zeeland)

Op basis van de belastingduurkrommen van de drie scenario's is per koppelpunt, hoofdverdeelstation en 50 kV-verbinding de mate van (over)belasting in tabel 6.5 weergegeven. Zo ontstaat een genuanceerder beeld van de grafieken zoals die in figuur 6.5 zijn weergegeven en in de diverse tabellen zijn toegelicht. In tabel 6.5 is ook een kolom 'regulier capaciteitsplanning Enduris' (RC) opgenomen. Hier wordt de mate van (over)belasting weergegeven ten gevolge van de ontwikkelingen uit de meerjaren capaciteitsplanning van Enduris (zie paragraaf 6.3.1.1). De kolom Reguliere Capaciteitsplanning is overigens ook gebaseerd op het RES Zeeland scenario.

Desondanks zijn er een aantal opmerkelijke verschillen in de vergelijking vanuit de reguliere capaciteitsplanning met het RES-Zeeland Scenario. Zo blijkt er vanuit de systeemstudie een knelpunt in HVS-Vlissingen, maar niet vanuit de reguliere capaciteitsplanning. In de systeemstudie is namelijk een percentage aan duurzame ontwikkelingen per HVS-locatie toegekend. Het uitgangspunt vanuit de reguliere capaciteitsplanning is echter dat deze nieuwe initiatieven niet worden aangesloten op HVS-Vlissingen, maar op HVS-Borssele en HVS-Vlissingen Oost.

Uit de systeemstudie blijkt dat er een klein capaciteitstekort ontstaat (3%) in HVS-Vlissingen Oost, terwijl er vanuit de reguliere capaciteitsplanning door bovengenoemde verschuiving er op korte termijn een zeer groot capaciteitstekort dreigt (320%).

In HS-Borssele wordt vanuit het RES-Zeeland Scenario geen knelpunt voorzien, in tegenstelling tot de reguliere capaciteitsplanning van Enduris. Dit knelpunt kan in 2027 gaan optreden als gevolg van één initiatiefnemer voor invoeding van duurzame energie.

In de omgeving van de stations Rilland en Willem Anna Polder (WAP) Biezelingse wordt een verdere uitbreiding van het opgesteld wind- en zonvermogen verwacht. Deze initiatieven zijn niet voorzien in de systeemstudie maar dus wel kenbaar gemaakt in het reguliere planningsproces van Enduris. Dit resulteert voor beide hoogspanningsstations in een te verwachten knelpunt in het jaar 2024.

In de omgeving van HVS Terneuzen-Zuid spelen diverse ontwikkelingen. In de analyse van de systeemstudie wordt hier een capaciteitstekort vanaf 2030 voorzien. Echter, in het reguliere planningsproces treedt het knelpunt al op in 2021 als gevolg van een concrete toename van industriële klanten.

Verder wordt in het RES-Zeeland scenario van de systeemstudie een knelpunt in de kabelverbinding tussen Westdorpe en Sas van Gent verwacht. Dit als gevolg van het elektrificeren van één van de grotere bedrijven in de Kanaalzone. Dit initiatief is echter in het reguliere capaciteitsplanningsproces niet bekend en als zodanig dus ook niet als knelpunt voorzien. In bijlage 10 zijn voor de stations en verbindingen de verschillen tussen de 'reguliere

planning Enduris' en de scenario's nader toegelicht. Hierbij wordt ook aangegeven of de datum van inbedrijfsname van de oplossing/investering voor of na het optreden van het capaciteitsknelpunt plaatsvindt.

Hoe komt de prognose voor de klantinitiatieven in het reguliere planningsproces tot stand?

De afdeling Accountmanagement van Enduris onderhoudt een goede en levendige relatie met de in de regio bekende ontwikkelaars van Wind en Zon projecten maar ook met de bestaande klanten. Hierbij wordt gevraagd om vroegtijdig hun plannen te delen. Deze plannen worden natuurlijk vertrouwelijk behandeld. Bij dit proces worden ook de netplanners van Assetmanagement betrokken, om te borgen dat er niets over het hoofd wordt gezien.

De netaansluiting maakt vaak een substantieel deel uit de totale investering waar ontwikkelaars voor staan. Het is dan ook in hun belang om vroegtijdig inzicht te krijgen in de mogelijkheden en de kosten. Maar ook om te bespreken wat er vanuit het netontwerp niet kan of waar beperkingen zitten. Op basis van deze gesprekken wordt niet alleen het belang van de klant duidelijk, maar wordt er ook een inschatting gemaakt voor realisatie gemaakt.

Vanuit accountmanagement heeft Enduris een open oog naar de omgevingen en maatschappij.

Naast het contact met klanten en ontwikkelaars onderhoudt Enduris ook een goede relatie met andere stakeholders. Zoals de Gemeente, Provincie en andere overheden. Maar ook stakeholders zoals North Seaports, Impuls Zeeland en woningbouwcoöperaties. Hierdoor krijgt Enduris goed in beeld welke locaties potentie hebben voor de ontwikkeling van initiatieven voor Duurzaam opgewekte energie en mogelijk ook nieuwe afnemers.

De informatie uit de verschillende bronnen worden door de afdeling Accountmanagement samengebracht en er wordt een beeld gevormd welke ontwikkelingen er spelen, welke ontwikkelingen actueel of urgent zijn en of de initiatieven al vergevorderd zijn. Deze informatie wordt gedeeld met de afdeling Assetmanagement die dit vertaalt naar de investeringsplannen.

MS-schakelstations

Van de in totaal 58 MS-schakelstations zullen er volgens de berekening 21 worden overbelast in het jaar 2030 als gevolg van het RES Zeeland scenario. De overbelasting wordt grotendeels veroorzaakt door een groeiende vraag naar elektriciteit vanuit mobiliteit en de verduurzaming van de warmtevoorziening (Max). Volgens de berekeningen zouden er momenteel 8 MS-schakelstations zijn overbelast. Dit is echter niet het geval. In tabel 6.6 zijn de resultaten weergegeven.

Nr.:	Hoogspanningsstation/ & HS- verbindingen:	Belastbaarheid MVA:	Soort:	Spanning (kV):
1	Vlissingen	54	Gedeeld Station	150/10
2	Middelburg	159	Gedeeld Station	150/20/10
3	Vlissingen-Oost	40	Gedeeld Station	150/30
4	Borssele	240	Gedeeld Station	380/150/50/10
5	Goes de Poel	100	Gedeeld Station	150/50/10
6	Goes Evertsenstraat	40	Station	50/10
7	Zierikzee	34	Station	50/10
8	Oosterland	40	Station	50/10
9	St. Maartensdijk	28	Station	50/10
10	Kruiningen	60	Gedeeld Station	150/50/10
11	WAP (Biezelinge)	54	Gedeeld Station	150/10
12	Rilland	265	Gedeeld Station	150/20/10
13	Westdorpe	160	Gedeeld Station	150/50/10
14	Sas van Gent	56	Station	50/10
15	Terneuzen-Zuid	40	Station	50/10
16	Cambron	28	Station	50/10
17	Terneuzen	30	Gedeeld Station	150/50/10
18	Oostburg	30	Gedeeld Station	150/10
5 > 6	Goes d P - Goes-E 1	60	Lijn/kabelverbinding	50
5 > 6	Goes d P - Goes-E 2	60	Lijn/kabelverbinding	50
6 > 7	Goes-E - Zierikzee 1	30	Kabelverbinding	50
6 > 7	Goes-E - Zierikzee 2	30	Kabelverbinding	50
7 > 8	Zierikzee - Oosterland 1	30	Kabelverbinding	50
7 > 8	Zierikzee - Oosterland 2	60	Kabelverbinding	50
8 > 9	Oosterland - St. Maartensdijk	30	Kabelverbinding	50
9 > 10	St. Maartensdijk - Kruiningen	30	Kabelverbinding	50
13 > 16	Westdorpe - Cambron	33	Lijn/kabelverbinding	50
13 > 14	Westdorpe - Sas van Gent	30	Kabelverbinding	50
13 > 15	Westdorpe - Terneuzen-Zuid	60	Kabelverbinding	50

Capaciteitstekort Systemstudie (Internationaal, RES Zeeland, Regionaal)				
		geen		
		0 - 5% Overbelaste uren van het jaar en <=50% overbelast (MW)		
		>5% Overbelaste uren van het jaar en >50% overbelast (MW)		

Tabel 6.5 Mate van (over)belasting koppelpunten, hoofdverdeelstations en 50 kV-verbindingen
(Bron: Systemstudie Zeeland en capaciteitsplanning Enduris)

Nr.:	Type knelpunt opwek/afname	Capaciteitstekort Jaar van optreden				Capaciteitstekort (%) 2030			
		Inter- nationale sturing	RES Zeeland	Regionale sturing	Reguliere planning Enduris	Internatio nale sturing	RES Zeeland	Regionale sturing	Reguliere planning Enduris
1	Opwek		2027	2029			35%	11%	
2	Opwek	2027	2029	2022	2023	15%	6%	103%	14%
3	Opwek		2030		2022		3%		320%
4	Opwek				2027				12%
5	Opwek		2024	2023	2025		154%	188%	225%
6	Afname			2028				25%	
7	Afname/opwek	2030	2022	2022	2025	6%	241%	397%	118%
8	Opwek		2021	2020	2026		243%	478%	170%
9	Opwek	2028	2023	2020	2024	18%	114%	582%	318%
10	Opwek		2024	2022	2026		130%	300%	100%
11	Opwek				2024				78%
12	Opwek				2024				54%
13	Opwek		2025	2026	2026		21%	31%	75%
14	Afname			2025				63%	
15	Afname	2030		2025	2021	3%		23%	35%
16	Opwek		2027	2021	2028		39%	457%	179%
17	Opwek		2027	2024	2022		27%	133%	133%
18	Opwek		2027	2021	2025		33%	587%	227%
5 > 6	Afname/opwek	2030	2023	2021	2025	7%	152%	322%	113%
5 > 6	Afname/opwek	2030	2023	2021	2025	7%	152%	322%	113%
6 > 7	Opwek	2023	2020	2020	2023	53%	427%	823%	313%
6 > 7	Opwek	2023	2020	2020	2023	53%	427%	823%	313%
7 > 8	Opwek		2022	2021	2024		200%	530%	153%
7 > 8	Opwek		2024	2022	2025		95%	242%	75%
8 > 9	Opwek	2029	2021	2021	2024	10%	303%	447%	207%
9 > 10	Afname/opwek	2023	2020	2020	2021	90%	423%	1030%	410%
13 > 16	Afname/opwek		2028	2021	2028		18%	373%	148%
13 > 14	Afname		2026	2023			50%	213%	
13 > 15									

Capaciteitstekort Reguliere Planning Enduris				
	geen			
	0 - 5% (MW)			
	> 5% (MW)			
2020-2022	Actueel knelpunt.			

MS-SCHAKELSTATIONS	2020	2030	
Totaal:	58	58	100%
Overbelast	8	21	36%
Overbelast Min	0	3	5%
Overbelast Max	8	11	19%
Overbelast Min en Max	0	7	12%

Tabel 6.6 Overbelasting MS-schakelstations in het RES Zeeland scenario

Middenspanningsruimten:

Van de in totaal 3399 onderzochte MS/LS-transformatoren die zich in middenspanningsruimten bevinden, wordt verwacht dat er 1063 overbelast zullen raken in 2030. De overbelasting wordt grotendeels veroorzaakt door zonnepanelen die op daken worden geïnstalleerd. Dit leidt tot een negatieve waarde van de belasting (Min). Volgens de berekeningen zouden er momenteel 208 MS/LS

transformatoren zijn overbelast. In de praktijk blijkt dit aantal rond de 85 te liggen oftewel 2,5% waarbij onder bepaalde condities een overbelasting van transformatoren tot en met 400 kVa wordt getolereerd. Het verschil in aantal kan daarnaast worden verklaard door de wijze waarop vraag naar en aanbod van energie in een buurt of gemeente is toebedeeld naar de verschillende stations in die buurt of gemeente.

MIDDENSPANNINGSRUIMTEN	2020	2030	
Totaal onderzocht:	3399	3399	100%
Overbelast	208	1063	31%
Overbelast Min	18	676	20%
Overbelast Max	177	173	5%
Overbelast Min en Max	13	214	6%

Tabel 6.7 Overbelasting MS/ LS-transformatoren in het RES Zeeland scenario

Gasnet

In de systeemstudie worden ten aanzien van het gasnet van Enduris geen capaciteitsknelpunten in de hd-netten verwacht in de periode tot 2030. In de gebouwde omgeving wordt een reductie van het aantal aangesloten klanten voorzien en een besparing op gasverbruik. Dit zal leiden tot een afname van de benodigde transportcapaciteit in de gebouwde omgeving. Daarbij wordt in geen van de scenario's inzet van waterstof voorzien in de gebouwde omgeving tot 2030.

In de reguliere meerjaren capaciteitsplanning van Enduris worden ook niet of nauwelijks capaciteitsknelpunten verwacht in de periode tot 2030. Als aanvulling op de systeemstudie wordt aangegeven dat op het gebied van grootverbruik aansluitingen er wel wijzigingen of nieuwe aansluitingen kunnen worden gerealiseerd met een toename van het gasverbruik tot gevolg. Zo is er een capaciteitsknelpunt geïdentificeerd als gevolg van een (gewenste) capaciteitsuitbreiding van een grootverbruiksaansluiting. In tabel 6.8 is dit capaciteitsknelpunt beschreven.

JAAR	LOCATIE	CAPACITEITSKNELPUNT	BEOOGDE OPLOSSING	STATUS
2020	Vlissingen-Oost	Tekort aan capaciteit in 8 bar HD-net	Aanleg van circa 0,7 km 8 bar HD-transportleiding ten behoeve van capaciteitsuitbreiding Vlissingen-Oost.	In voorbereiding

Tabel 6.8 Capaciteitsknelpunt HD-net Vlissingen-Oost

Ook wordt rekening gehouden met nieuwe productielocaties voor groengas. Op het gebied van waterstof worden door de diverse net-beheerders onderzoeken en testen gedaan van de impact op de gasnetten. Dit zal met name belangrijk worden voor de periode na 2030. De resultaten die voortkomen uit deze onderzoeken zullen mee worden genomen in de volgende IP's om hier tijdig op in te spelen.

6.3.1.3 Studie Enduris

Binnen Enduris is als aanvulling op de Systeemstudie Zeeland een studie uitgevoerd waarbij de impact van het RES Zeeland scenario is onderzocht op de laagspanningsverbindingen, de midden-spanningsruimten en de middenspanningsverbindingen. Hierdoor is de impact van het RES Zeeland scenario op het gehele elektriciteitsnet inzichtelijk gemaakt (zie figuur 6.4). Centraal hierbij staan de snelle ontwikkelingen in de sectoren gebouwde omgeving en mobiliteit. De belangrijkste ontwikkelingen binnen deze sectoren die met name van invloed zijn op het elektriciteitsnet zijn:

- **Verduurzaming warmtevraag**

De verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving waarbij wordt overgeschakeld van aardgas naar elektriciteit. Deze elektrificatie wordt veelal uitgevoerd met warmtepompen. Naast het

elektrificeren van de warmtevraag stappen steeds meer mensen over op elektrisch koken. Beide ontwikkelingen leiden tot een toename van het elektriciteitsverbruik waarbij ook de piekbelasting op het elektriciteitsnet toeneemt.

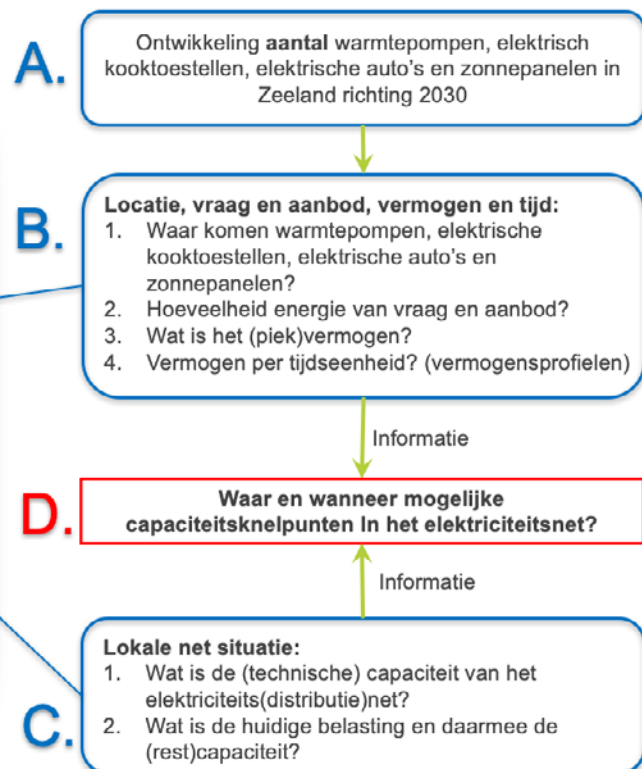
- **Elektrische mobiliteit**

De opkomst van onder andere elektrische auto's die via het elektriciteitsnet worden opgeladen zullen eveneens tot een toename van het elektriciteitsverbruik leiden. Ook zal de piekbelasting op het elektriciteitsnet toenemen.

- **Zonnepanelen**

Het lokaal opwekken van elektriciteit door zonnepanelen in de gebouwde omgeving heeft invloed op de elektriciteitsnetten inclusief de piekbelasting.

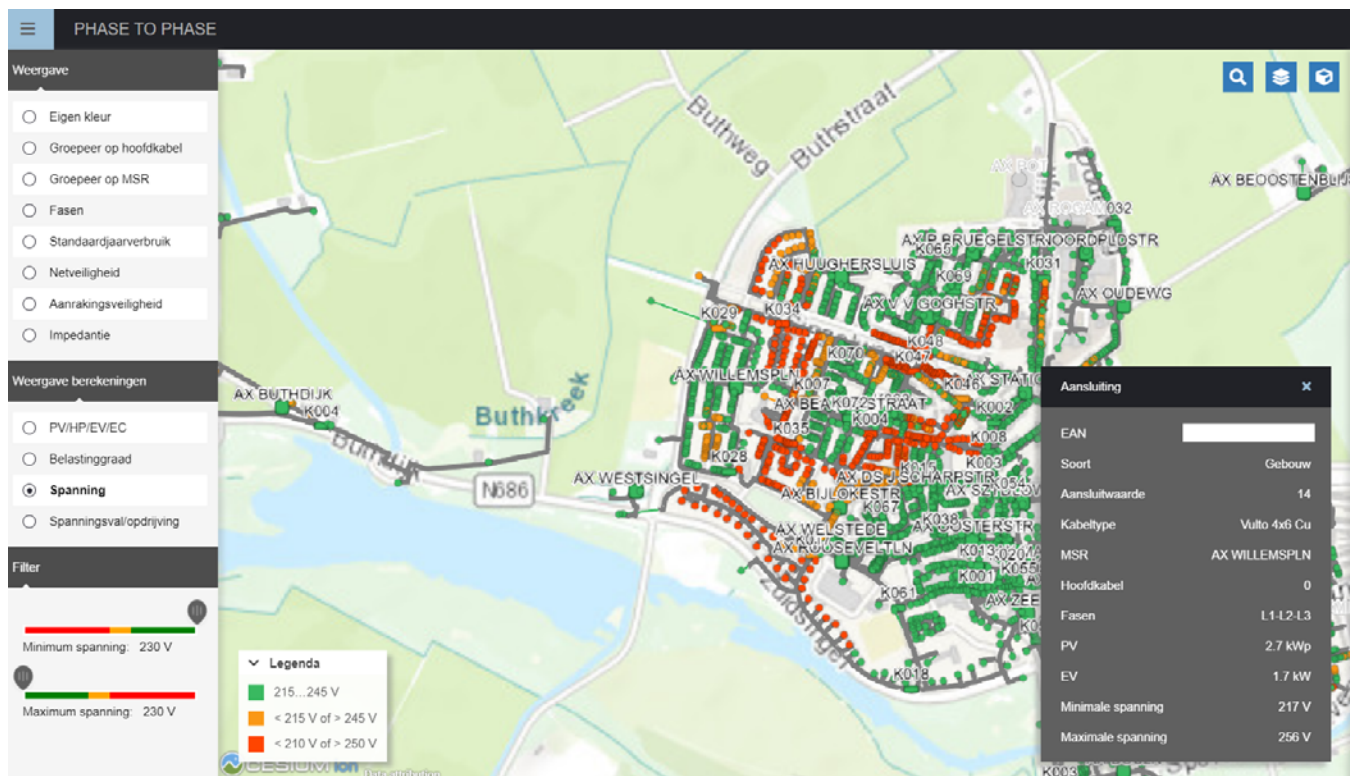
In figuur 6.7 zijn de verschillende stappen weergegeven die in de studie zijn doorlopen. In bijlage 7 is de studie opgenomen en worden per stap de bevindingen inclusief detailinformatie over onder andere aannames beschreven. De belangrijkste aannames en resultaten van de studie zullen in het vervolg van deze paragraaf worden beschreven.



Figuur 6.7 Studie naar de impact van gebouwde omgeving en mobiliteit

Voor wat betreft de aantallen warmtepompen, elektrische kooktoestellen, elektrische auto's en zonnepanelen is gebruik gemaakt van de informatie zoals die in de RES Zeeland is opgenomen. Vervolgens zijn deze aantallen op een zo realistisch mogelijke wijze toebedeeld aan gebouwen. Hierbij is gebruik gemaakt van de eigenschappen van de gebouwen, eigenaarschap en dak potentie voor zonnepanelen. Vervolgens is per woning een inschatting gemaakt van de piekbelasting. Al deze informatie is opgenomen in een dataset die met behulp van het softwarepakket Vision Cloud Solutions (VCS) is doorgerekend. Binnen VCS wordt de daadwerkelijke lokale net situatie gebruikt zoals die in het bedrijfsmiddelenregister is

opgenomen. Ook worden daadwerkelijke jaarverbruiken en geïnstalleerde PV vermogens per woning meegenomen. Uit de berekening volgen de resultaten op het gebied van spanningshuishouding en de belasting van de componenten. De spanningen moeten volgens de Netcode tussen 207 V en 253 V liggen en de laagspanningskabels en transformatoren mogen niet of slechts beperkt worden overbelast. Deze exercitie is zowel voor het deelgebied Axel als Heinkenszand uitgevoerd. In figuur 6.8 is screenshot te zien van de resultaten op het gebied van de spanningshuishouding voor een deel van Axel in het jaar 2030.



Figuur 6.8 Spanningshuishouding Axel RES scenario 2030

De resultaten van de berekeningen zijn vervolgens geanalyseerd, en indien de resultaten daar aanleiding toe gaven zijn de te maken netaanpassingen in kaart gebracht. Deze netaanpassingen hebben dus betrekking op de geconstateerde capaciteitsknelpunten en bestaan bijvoorbeeld uit het vervangen van middenspanningsruimten en het uitwisselen van transformatoren met een grotere capaciteit, het leggen van laagspanningskabel en het vervangen van aansluitingen. De resultaten hiervan zijn in tabel 6.9 opgenomen inclusief een doorvertaling van de deelgebieden naar het niveau van Zeeland. De meeste laagspanningsnetten in Zeeland zijn op dezelfde wijze ontworpen en aangelegd. Hierdoor is ondanks de geringe omvang van de steekproeven de verwachting dat de populatie goed wordt gerepresenteerd. Wel zal Enduris hier de komende jaren onderzoek naar doen. De middenspanningsverbindingen kunnen niet in het programma VCS worden berekend. Enduris heeft op basis van kennis en de resultaten uit tabel 6.9 een inschatting gemaakt van de benodigde aanpassingen aan deze verbindingen.

	AXEL	HEINKENSZAND	ZEELAND
Huidige aantallen in woonwijken:			
- aantal km's middenspanningskabel	n.v.t.	n.v.t.	4435
- aantal middenspanningsruimten	23	15	3377
- aantal transformatoren	23	15	3443
- aantal km's laagspanningskabel	55,25	28,5	5429
- aantal aansluitingen (kleinverbruik)	3737	2247	219.000
Benodigde aanpassingen 2030:			
- uitbreiden middenspanningsverbindingen (km)	n.v.t.	n.v.t.	0
- vervangen middenspanningsverbindingen (km)	n.v.t.	n.v.t.	240
- uitbreiden middenspanningsruimten (#)	0	1	90
- vervangen middenspanningsruimten (#)	3	2	450
- vervangen individuele transformatoren (#)	3	2	450
- uitbreiden laagspanningskabels (km)	2,4	1	220
- vervangen laagspanningskabels (km)	0,6	0,5	70
- vervangen aansluitingen (#) saneren	135	75	7700
- vervangen aansluitingen (#) overnemen	135	75	7700

Tabel 6.9 Benodigde netaanpassingen RES scenario 2030

BENODIGDE AANPASSINGEN:	2020	2021	2022	2023 - 2030
- uitbreiden middenspanningsverbindingen (km)	0	0	0	0
- vervangen middenspanningsverbindingen (km)	24	24	24	168
- uitbreiden middenspanningsruimten (#)	9	9	9	49
- vervangen middenspanningsruimten (#)	45	45	45	315
- vervangen individuele transformatoren (#)	45	45	45	315
- uitbreiden laagspanningskabels (km)	22	22	22	154
- vervangen laagspanningskabels (km)	7	7	7	49
- vervangen aansluitingen (#) saneren	770	770	770	5390
- vervangen aansluitingen (#) overnemen	770	770	770	5390

Tabel 6.10 Jaarlijkse netaanpassingen RES scenario 2030

6.3.1.4 Maatregelen

Om de capaciteitsknelpunten, zoals die naar voren zijn gekomen uit de systeemstudie, het reguliere capaciteitsplanningsproces van Enduris en de aanvullende studie, kunnen diverse maatregelen worden genomen. Netverzwaring lijkt op voorhand wellicht de meest voor de hand liggende keuze. Er kunnen echter belemmeringen zijn, zoals ruimtegebrek en tijdigheid, en het kan zijn dat andere maatregelen tot lagere kosten voor de maatschappij leiden. In de systeemstudie zijn deze maatregelen beschreven inclusief de belemmeringen die er bestaan. Een belangrijke belemmering wordt gevormd door de huidige wet- en regelgeving. Enduris vraagt hier dan ook aandacht voor om met name de maakbaarheid en betaalbaarheid van het energiesysteem te waarborgen. De maatregelen zoals die worden voorgesteld in het vervolg van deze paragraaf betreffen maatregelen conform de huidige wet- en regelgeving. Bij het beschrijven van de maatregelen wordt onderscheid gemaakt naar majeure, reguliere en algemene investeringen.

Majeure investeringen

De majeure investeringen in het elektriciteitsnet vallen in de rubriek tussenspanning en hoogspanning (≥ 25 kV). Het betreffen de koppelpunten, de hoofdverdeelstations en de 50 kV-verbindingen. Bij gas gaat het om investeringen in de rubriek hoge druk (≥ 200 mbar). Het IP is opgebouwd aan de hand van de op blz. 31 gepresenteerde scenario's. De ontwikkelingen zoals die zijn beschreven in de RES Zeeland vormen hierbij het referentiescenario en worden geflankeerd door twee scenario's uit de Systeemstudie Zeeland (Internationale sturing en Regionale sturing). Binnen de Systeemstudie Zeeland is de impact van deze drie scenario's op het netten berekend en weergegeven in tabel 6.5. In deze tabel is tevens het resultaat van het reguliere capaciteitsplanningsproces van Enduris weergegeven zoals dat is beschreven in paragraaf 6.3.1.1. Hierin is niet alleen het RES Zeeland scenario doorgerekend, maar zijn er ook o.a. concrete ontwikkelingen van klanten en initiatiefnemers meegenomen die via de afdeling Accountmanagement van Enduris zijn aangereikt. Hierdoor wijken de resultaten van de doorrekening van het RES Zeeland scenario in de Systeemstudie Zeeland o.a. deels af van de doorrekening van het RES Zeeland scenario in het reguliere capaciteitsplanningsproces van Enduris. De Systeemstudie is dan ook meer een theoretische benadering van de werkelijkheid en geeft meer de omvang aan (van het aantal capaciteitsknelpunten) en in mindere mate de exacte locatie van de capaciteitsknelpunten. Voor het bepalen van de te nemen maatregelen wordt dan ook uitgegaan van de knelpunten zoals die voortkomen uit de capaciteitsplanning van Enduris. Toch is de doorrekening van het RES Zeeland scenario waardevol, met name ook om de impact van de flankerende scenario's te kunnen beoordelen. Zo komt uit de doorrekening van het flankerende scenario Regionale Sturing naar voren dat er met name in de Noordring (nummer 5 – 10) omvangrijke knelpunten ontstaan. Enduris heeft deze inzichten dan ook meegenomen in het kiezen van maatregelen. De gekozen maatregelen door Enduris voorzien in de basis om deze omvangrijke knelpunten in de Noord-

ring op te lossen/ te voorkomen.

In de projectbeschrijvingen van bijlage 11, zijn de initiatieven beschreven die een oplossing bieden voor de knelpunten. Per knelpunt wordt daarbij ook gekeken of en hoe de betreffende investering ook een oplossing biedt voor een mogelijk toekomstig ander scenario.

- **Elektriciteit:**
In tabel 6.5 zijn de koppelpunten, hoofdverdeelstations en 50 kV-verbindingen weergegeven inclusief de mate van (over)belasting. In bijlage 11 zijn per capaciteitsknelpunt de onderzochte oplossingsvarianten opgenomen. Hierbij is tevens de noodzaak van de investering in relatie tot de knelpunten aan de hand van een maatschappelijke kosten-batenanalyse beschreven.
- **Gas:**
Vanuit het RES Zeeland scenario worden geen capaciteitsknelpunten verwacht in de periode tot 2030. Vanuit de reguliere meerjaren capaciteitsplanning van Enduris wordt er rekening gehouden met nieuwe grootverbruik klanten en wijzigingen van bestaande aansluitingen. Zo is de voorbereiding gestart van de aanleg van een 8 bar HD-transportleiding voor een capaciteitsuitbreiding in Vlissingen-Oost. Ook houdt Enduris rekening met nieuwe productielocaties voor groengas. Hiervan is echter nog niet bekend waar en wanneer deze worden gerealiseerd. Hiervoor wordt wel een investeringsbedrag opgenomen in het IP.

Reguliere investeringen

Hieronder vallen de investeringen in de elektriciteitsnetten in de rubriek midden en laagspanning (< 25 kV). Voor gas betreffen dit de investeringen in de rubriek lage druk (< 200 mbar). De investeringen voor de kleinverbruiksmeters van zowel elektriciteit en gas vallen tevens in de categorie reguliere investeringen. Reguliere investeringen kennen vaak knelpunten en/of oplossingen die van vergelijkbare aard zijn, wat de reden is dat deze investeringen veelal geaggregeerd worden weergegeven.

- **Elektriciteit:**
Voor wat betreft de capaciteitsknelpunten van de MS-schakelstations wordt met name gekeken naar de resultaten van de systeemstudie rekening houdend met de correctie op de stations die nu niet zijn overbelast.
De capaciteitsknelpunten die optreden in de middenspanningsverbindingen, middenspanningsruimten en laagspanningsverbindingen volgen uit de interne studie van Enduris zoals die in bijlage 7 is opgenomen. Hier zijn ook maatregelen benoemd die ervoor kunnen zorgen dat de benodigde netverzwaringen en daarmee investeringen worden beperkt. Enduris benadrukt dan ook het belang van het toepassen van deze maatregelen. De benodigde netverzwaringen die uit de studie voortkomen zijn in tabel 6.10 weergegeven. Uitvoering geven aan de netverzwaringen

gebeurt zoveel als mogelijk door middel van het afstemmen en combineren van werkzaamheden in de boven- en ondergrond. Qua locatie, planning en uitvoering van deze werkzaamheden stemt Enduris intern maar ook extern af met onder andere infrastructuurbeheerders. Activiteiten zoals het vervangen van gasnetten en reconstructies van riolen en verkeerskundige aanpassingen vormen kansen om de investeringen, maar ook de overlast voor de omgeving inclusief het milieu te beperken. Hierbij kijkt Enduris naar de lokale netsituatie. Indien noodzakelijk wordt de capaciteit in lijn gebracht conform de meest recente ontwerprijtlijnen van Enduris. Het combineren van activiteiten is echter niet altijd mogelijk waardoor netten ook solistisch, proactief verzwaaard zullen moeten worden. Dit geldt met name voor locaties waar veel ontwikkelingen zijn voorzien en er op korte termijn capaciteitsknelpunten worden verwacht.

- Gas:
Vanuit het RES Zeeland scenario worden geen capaciteitsknelpunten verwacht in de lage druk gasnetten in de periode tot 2030. Er zijn dan ook geen maatregelen opgenomen in het IP.

Algemene investeringen

Om het reguliere capaciteitsplanningsproces te ondersteunen worden er bedrijfsmeters in de netten van Enduris geplaatst. Investerings in het kader van bedrijfsmeters vinden plaats in zowel het gasnet als het elektriciteitsnet. Met behulp van deze bedrijfsmeters worden de pieken en verbruiken bij bijvoorbeeld stations gemeten, hierdoor kunnen er nauwkeurigere netberekeningen gemaakt worden. Tabel 6.11 geeft de investeringen in bedrijfsmeters weer.

(BEDRAGEN X 1.000 €)	2020	2021	2022
Distributie Elektriciteit			
Stationsmeters - Uitbreiding	9	9	10
Stationsmeters – Vervanging	186	190	198
Distributie Gas			
Aanbrengen bedrijfsmeters	147	59	60

Tabel 6.11 Investeringsbedragen bedrijfsmeters

In het KCD 2018-2027 Gas is door Enduris aangekondigd dat een besluit zal worden genomen over de inzet van een zogenaamd Five In One systeem (FIO) bij overslagstations (OS). Op de voormalige pilotlocatie OS Singel is de drukregelaar in de actieve straat voorzien van een gedeeltelijk Five In One systeem (FIO). Deze FIO is uitgerust met een zogenaamde Indirect Flow Measurement, dat betekent dat een indirecte capaciteitsmeting mogelijk is door middel van een klepstand in verhouding tot de in- en uitlaatdruk. Tijdens een pilot evaluatie is vastgesteld dat de te bereiken meetnauwkeurigheid van toegevoegde waarde is voor gelijktijdigheidsinschattingen bij het uitvoeren van netberekeningen. Ook is geconstateerd dat de meetresultaten reproduceerbaar en betrouwbaar zijn bij het opnieuw instellen van de FIO waarmee referentie debietmetingen in het overslagstation niet noodzakelijk zijn.

Aangezien een FIO systeem een bijdrage kan leveren aan de tijdigheid van netinvesteringen is besloten om bestaande overslagstations te voorzien van een FIO systeem. Bij het inzetten van een FIO systeem kan gekozen worden voor de volledige functionaliteit waarbij het eveneens mogelijk is om op afstand de uitlaatdruk te

verhogen dan wel te verlagen. In geval van nieuwbouw gaat de voorkeur uit naar het toepassen van debietmetingen door middel van nauwkeurige turbine gasmeters. Dit in tegenstelling tot bestaande gasstations waar de inzet van turbine gasmeters leidt tot kapitaalvernietiging aangezien het complete gasstation hiervoor moet worden vervangen.



Capaciteitsmeting FIO

6.3.1.5 Nadere toelichting maatregelen

Veel hernieuwbare energie komt beschikbaar in de vorm van elektriciteit. Voor Zeeland is dit voornamelijk wind- en zonne-energie. Momenteel zijn met name initiatieven op het gebied van zon op dak en zonneparken populair. Dit komt omdat deze een minder grote impact hebben op de omgeving. Om nieuwe initiatieven aan te kunnen sluiten en de elektriciteit te kunnen transporteren zal er voldoende capaciteit aanwezig moeten zijn op o.a. de (1)50/20/10 kV stations. Of dit het geval is hangt af van het aantal initiatieven, de omvang, de planning, de locatie en daarmee de aanwezige (rest) capaciteit van het desbetreffende station waar de initiatieven worden gepland. In de RES en het IP zijn hier aannames voor gemaakt waarbij het behalen van de doelstelling uit het Klimaatakkoord centraal stond. Om dit te kunnen realiseren zijn de benodigde investeringen in het IP inzichtelijk gemaakt. Op verschillende netvlakken leidt dit tot noodzakelijke aanpassingen, zowel op de hoogste spanningsniveaus (380 kV en 150 kV) als op de lagere spanningsniveaus (50 kV, 20 kV, 10 kV en 0,4 kV). In veel gevallen is de schaalgrootte van de (verzameling van) initiatieven zodanig groot dat deze niet zonder meer kunnen worden aangesloten op de netwerken van de regionale netbeheerder. Dan is uitbreiding van de capaciteit tussen de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet (TenneT) en de regionale netbeheerder noodzakelijk. Constructieve samenwerking is dan onmisbaar.

Gelet op de voornoemde ontwikkelingen heeft Enduris voor elk voorzieningsgebied van de (1)50/20/10 kV stations op hoofdlijnen in kaart gebracht hoeveel vrije ruimte er momenteel beschikbaar is voor de inpassing van duurzaam opgewekte elektriciteit. De huidige (historisch gegroeide) netconfiguratie, de elektriciteitsvraag alsook bestaande hoeveelheden opgesteld windturbine-, WKK- en zon PV vermogen vormden hierbij belangrijke uitgangspunten. Een algemene conclusie is dat er in sommige (1)50/20/10 kV stations significant meer ruimte beschikbaar is dan in andere (1)50/20/10 kV stations. Dit heeft onder andere te maken met de aan- of afwezigheid van 150 kV infrastructuur in de regio. Deze informatie is in de RES opgenomen en maakt onderdeel uit van gezamenlijke keuzes omtrent de prioriteitsstelling van het uitbreiden van de stations. In bijlage 11 is het resultaat hiervan te vinden.

Veel onzekerheden en bewegingen in omvang, locatie en planning van verschillende initiatieven

Momenteel worden op allerlei plaatsen uiteenlopende initiatieven verkend en ontwikkeld voor de productie van met name zonne-energie. In paragraaf 5.3.2 van het IP wordt hier nader op ingegaan. Plaatsing van grondgebonden zonneparken is verankerd in de omgevingswet waardoor een vergunning dient te worden afgegeven door de gemeente. Hierdoor kan er in RES verband worden gestuurd (geprioriteerd) op de locatiekeuze om o.a. de ruimtelijke inpassing en de betaalbaarheid van het energiesysteem te borgen, maar ook om de snelheid van het kunnen aansluiten en het transporteren van de energie te bevorderen. De prioritering betreft dus een afweging

van meerdere criteria waarbij er in gemeenschappelijk verband initiatieven worden vergeleken en er door gemeenten keuzes worden gemaakt. Voor zon op dak is echter geen vergunning benodigd. Hierdoor is de actuele omvang, locatie en het vorderingsstadium lang niet altijd bekend en vinden er ook voortdurend wijzigingen plaats. Dit vergt veel flexibiliteit en alertheid van netbeheerders. Echter de snelheid waarop een ontwikkelaar zonneproductie kan realiseren leeft op gespannen voet met de snelheid waarmee de netbeheerder een omvangrijke capaciteitsuitbreiding kan realiseren. Daarnaast kunnen één tot enkele initiatieven het beeld volledig doen kantelen met betrekking tot de vrije injectiecapaciteit op een (1)50/20/10 kV station. In een dergelijke situatie kan het gebeuren dat er meer van Enduris verwacht wordt dan dat er realistisch mogelijk is. In dat geval kan congestiemanagement mogelijk een oplossing bieden om de periode te overbruggen totdat de benodigde structurele neetaanpassing gerealiseerd is. Dit zal dan ook worden onderzocht indien de situatie zich voordoet. De initiatiefnemer kan echter ook kiezen voor andere oplossingen zoals conversie naar warmte of gas.

Netaanpassingen vergen (veel) tijd

Voor de netwerkaanpassingen op de hoogste spanningsniveaus vergen veel tijd. Dit heeft te maken met de grote afstanden die overbrugd moeten worden, maar ook met het grote aantal belanghebbenden (o.a. grondeigenaren, pachters, provincies, gemeenten, waterschappen, RWS en NS) die bij dergelijke projecten moeten worden betrokken. Als er sprake is van bestuurlijke besluiten, moeten belanghebbenden in de gelegenheid worden gesteld om zienswijzen en bezwaren in te dienen bij de hoogste bestuursrechter (Raad van State in Den Haag). De praktijk leert dat de behandeling hiervan tijdrovend is.

Het groeipad in de komende jaren is mede afhankelijk van de capaciteitsaanvragen. Afhankelijk hiervan zijn er meer of minder beheersmaatregelen nodig. Een voorbeeld van een beheersmaatregel is een nieuw 150/20 kV verdeelverdeelstation, deze heeft een geschatte doorlooptijd van 5 tot 7 jaar. Voor het realiseren van deze beheersmaatregel is Enduris ook afhankelijk van de mogelijkheden van de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet, TenneT. In het document 'Basisinformatie over energie-infrastructuur' van Netbeheer Nederland kan hier meer informatie over worden gevonden. De link naar het document is: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf

Vooralsnog heeft het werkpakket en de uitvoeringscapaciteit van Enduris een goede balans. Het is dan ook belangrijk om daar waar men (gemeenten) kan sturen/ prioriteren dat op een maatschappelijk verantwoorde wijze doet. Indien er onevenredig veel uitbreidingsinvesteringen in een kort tijdsbestek op een 'ongunstige' locatie worden aangevraagd zal dat capaciteitsknelpunten tot gevolg hebben die niet op korte termijn kunnen worden opgelost.

6.3.2 Kwaliteit en Veiligheid

Naast de capaciteitsrisico's zijn er ook kwaliteit- en veiligheidsrisico's. Bij kwaliteitsrisico's gaat het om de aspecten betrouwbaarheid, productkwaliteit en dienstverlening. Bij veiligheid gaat het om zowel de interne- als externe veiligheid. Diverse factoren hebben invloed op het kwaliteits- en veiligheidsniveau. Het is daarom belangrijk om deze risico's te identificeren en de juiste beheersmaatregelen te treffen om deze risico's te mitigeren. Factoren die leiden tot dit soort risico's zijn bijvoorbeeld ouderdom, slijtage en arbo- of milieu-eisen. In paragraaf 6.2 zijn diverse bronnen benoemd die worden geanalyseerd en waarmee risico's worden geïdentificeerd. Denk hierbij aan storingsdata, spanningskwaliteit, aansluittermijnen en incidentenonderzoek. Deze maken onderdeel uit van het kwaliteits-beheersysteem (KBS) van Enduris.

In deze paragraaf wordt per discipline een overzicht gegeven van de belangrijkste risico's op het gebied van kwaliteit en veiligheid welke volgen uit het KBS. Hierbij wordt (nog) geen onderscheid gemaakt tussen de termen risico en knelpunt. De knelpunten zijn wel geïdentificeerd maar niet als zodanig benoemd. De knelpunten zijn integraal opgenomen in de beschrijving van het risico zelf. Ook wordt nader ingegaan op de genomen beheersmaatregelen die leiden tot investeringen. Er wordt bij zowel het gasnet als het elektriciteitsnet gestart met een samenvattend overzicht in tabelvorm, waarin de verkorte omschrijving van het risico, inclusief risico ID, staat. Daarnaast wordt de netto risicoscore uit het risicoregister vermeld, gevolgd door de hier bijbehorende wettelijke taak. Na de tabelvorm worden de risico's nader toegelicht.

6.3.2.1 Elektriciteitsnet

RISICO ID	RISICOBESCHRIJVING	RISICO-SCORE	WETTELIJKE TAAK	BRON
Aansluiting				
210	Kwaliteit van de netspanning op het overdrachtspunt	H	Het aanleggen, vervangen en verwijderen van aansluitingen en het borgen van de kwaliteit en veiligheid.	Risicoregister Enduris
221	Te hoge foutspanning op de beschermingsgeleider	V		Risicoregister Enduris
283	Sanering van aansluitkabels	M		Risicoregister Enduris
Net				
118	Einde technische levensduur massamoffen	H	Het aanleggen, vervangen en verwijderen van netten en het borgen van de kwaliteit en veiligheid.	Risicoregister Enduris
242	Sluimerende storingen	M		Risicoregister Enduris
212	Falen trekopnemers	V		Risicoregister Enduris

210 - kwaliteit van de netspanning op het overdrachtspunt:

Als gevolg van invloeden vanuit het elektriciteitsnet bestaat de kans dat de kwaliteit van de netspanning op het overdrachtspunt wordt beïnvloedt waardoor deze niet meer voldoet aan de gestelde eisen. De aard en omvang van de aan te leveren spanning op het overdrachtspunt van de klant dient te voldoen aan de eisen die zijn vastgelegd in de Netcode. Door de toename van zowel de netbelasting

als het teruggeleverde vermogen neemt de spanningsvariatie en dus de kans op overschrijding van de toelaatbare grenzen toe. Enduris ziet de afgelopen tijd meer fluctuaties in de spanningskwaliteit dan eerst en Enduris ontvangt hier meer klachten over. Voorheen kwamen er circa 50 klachten over spanningskwaliteit per jaar, het laatste jaar zien we een toename:

JAARTAL	METINGEN UITGEVOERD N.A.V. KLACHT	KWALITEIT VOLDOET NIET AAN DE NORM
2019	68	26
2018	45	17
2017	71	35
2016	57	24

Door met name de toename van zonnepanelen neemt het aantal klachten toe. Na analyse blijkt dat circa 30 procent van de klachten terecht is. Jaarlijks wordt er als gevolg van deze klachten circa € 500.000 geïnvesteerd in de vorm van aanpassingen in het net. Door analyse van meetdata uit het net met onder andere het rekenprogramma Gaia worden zwakke plekken in de netten proactief opgezocht en aangepast om klachten te voorkomen. Dit risico is sterk gerelateerd aan het aspect capaciteit dat in de voorgaande paragraaf is beschreven.

221 - te hoge foutsparing op de beschermingsgeleider

Door het TN-stelsel van Enduris ontstaat er bij een sluiting naar aarde een foutsparing op de beschermingsgeleider van de klant. Door de beveiligingen in de netten moet een dergelijke kortsluiting binnen 5 seconden afgeschakeld worden. Voor sluitingen die langer blijven staan zijn eisen opgenomen voor de maximale waarde van de fout- en aanraakspanning. De norm voor netveiligheid voor nieuwe netten in risicogebieden is met ingang van april 2018 aangescherpt van 50V/5s naar 25V/5s. De ontwerpnorm voor nieuwe netten is hierop aangepast. Er is een landelijke werkgroep die de impact heeft bepaald voor de bestaande netten en die een plan van aanpak maakt voor het aanpassen ervan. Enduris is nog in gesprek met de ACM over de doorlooptijd voor het aanpassen van de bestaande netten.

283 - sanering van aansluitkabel

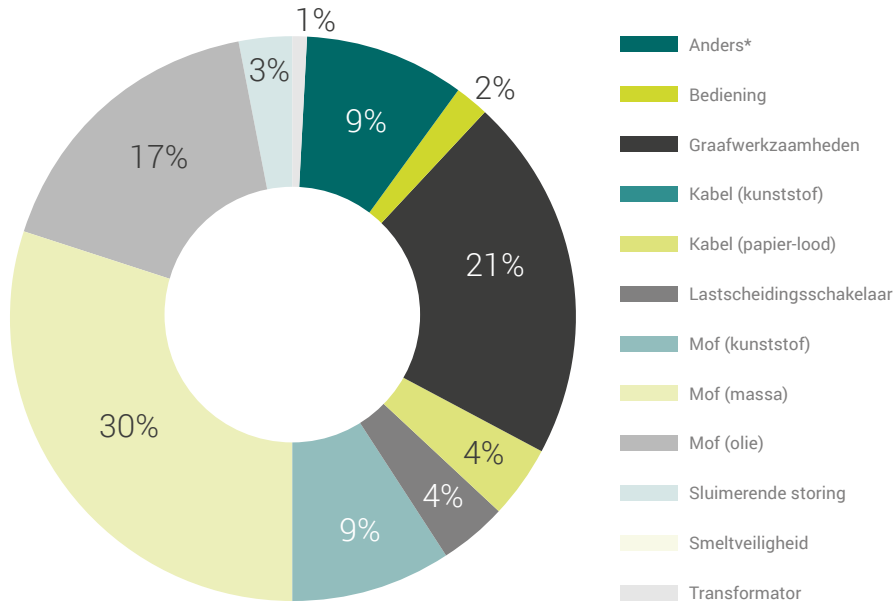
In een bepaalde periode zijn kabels van het type RAVO-G toegepast. Dit betreft een kabel die bij werkzaamheden, na geruime tijd geïnstalleerd te zijn geweest, storingsgevoelig wordt en gevaarlijke situaties op kan leveren. Bij sanering van de hoofdkabel wordt dit type aansluitkabel dan ook geheel vervangen. Indien hiervoor door de aangeslotene geen toestemming wordt verleend zal de kabel tot aan de gevel vernieuwd worden. Aansluitingen die uitgevoerd zijn met het type GPLK-kabel worden heraangesloten. In geval van sanering van gas- en/of wateraansluitleidingen wordt uit oogpunt van synergievoordeel de GPLK-kabel vervangen door kunststof kabel. Alle GPLK-kabels zijn afgemonteerd in metalen aansluitkasten met een met bitumen gevulde eindsluiting. Wanneer de aansluiting in slechte staat verkeert, dat wil zeggen sterke roestvorming, vocht in de kast, een kast die niet goed afsluit en/of moeilijk dichtgaat of

de bitumenmassa die uit de eindsluiting lekt, wordt ook overgegaan tot het vervangen van de kast inclusief de aansluitkabel. Bij het leggen van een nieuwe hoofdkabel dient in voorkomende gevallen de destijds toegepaste doorlusmethodiek te worden verlaten. Indien bij sanering van gas, water en elektra de hoofdkabel niet vervangen hoeft te worden dient de doorlusmethodiek te worden verlaten.

118 - massamoffen

Jaarlijks onderzoekt Enduris de storingsresultaten van de elektriciteitsnetten. Uit analyse van deze storingsresultaten blijkt dat het falen van massamoffen al jaren de meest voorkomende aanleiding van storingen in het MS-net van Enduris is. Dit resulteert in een aanzienlijke hoeveelheid verbruikersminuten. Jaarlijks treden gemiddeld 30 massamofstoringen op, omgerekend 30-35% van alle storingen in het MS-net.

Als gevolg van het defect raken van massamoffen bestaat de kans dat de levering onderbroken wordt, dat er economische schade ontstaat en dat er klachten van klanten komen. Tot en met 1991 zijn in het MS-net massamoffen gebruikt voor het met elkaar verbinden van twee kabeldelen. Storingen in deze massamoffen maken al jaren een aanzienlijk deel uit van de oorzaken van storingen in het MS-net van Enduris en veroorzaken een hoge hoeveelheid verbruikersminuten. Jaarlijks treden gemiddeld 30 massamofstoringen op. De oorzaak van deze storingen is voornamelijk toe te schrijven aan veroudering, slijtage en elektrische belasting van massamoffen. Massamoffen zijn relatief zwakke schakels in het elektriciteitsnet die, als ze defect gaan, overlast veroorzaken voor aangesloten. Peildatum 1 januari 2020 waren er 8.029 massamoffen in het elektriciteitsnet van Enduris. Voor het terugdringen van dit risico is een aantal alternatieven onderzocht. Uit dit onderzoek bleek de beheersmaatregel massamoffen selectief vervangen het meest effectief. Naast het preventief vervangen van vooraf geselecteerde massamoffen worden zoveel mogelijk massamoffen vervangen als de gelegenheid zich voordoet en zijn diagnostische metingen (Smart Cable Guard) geplaatst op verdachte verbindingen. De geschatte jaarlijkse kosten voor het uitvoeren van dit alternatief bedragen in de jaren 2020-2022 ongeveer € 800.000. De verwachting is dat dit ook van toepassing is voor de jaren daarna, afhankelijk van de resultaten uit de periodieke herbeoordeling.



242 - sluimerende storingen

In het elektriciteitsnet van Enduris komen een aantal keer per jaar storingen voor die niet direct getraceerd kunnen worden. Dit worden ook wel sluimerende storingen genoemd. Uit analyse van de storingsresultaten blijkt dat sluimerende storingen voor 25% bijdragen aan de onderbrekingsfrequentie van het laagspanningsnet en voor 7% aan de totale onderbrekingsfrequentie (jaargang 2019). De onderbrekingsduur in het laagspanningsnet bij Enduris is uitzonderlijk laag in vergelijking met collega-netbeheerders. Dit komt omdat Enduris met veel (sluimerende) herhaaltstoringen geconfronteerd wordt die opgelost worden door het plaatsen van een nieuwe smeltveiligheid. Dit zorgt weliswaar voor een korte onderbrekingsduur maar voor een hoge onderbrekingsfrequentie. Inmiddels zijn er diverse acties ondernomen en is er een lichte daling opgetreden van het aantal sluimerende storingen. Echter, Enduris heeft als doel een structurele daling van het aantal sluimerende storingen. Hierop zijn enkele acties uitgezet die in 2020 ondernomen moeten worden. Middels het opstellen van Power-BI rapportages moeten de storingen beter gemonitord kunnen worden. Daarnaast worden er proeven gestart met impulsechometers en elektronische snuffelaars waarna besloten wordt of deze breed gebruikt gaan worden. Ook zoekt Enduris aansluiting bij de Stedin-collega's en

worden storingsdagen bijgewoond. Als laatst wordt er ook een onderzoek uitgevoerd naar de toepasbaarheid van meterdata.

212 - falen trekopnemers

In 1966 zijn bij de lijn GsP – Gse 6 opstijgpunten met trekopnemers gerealiseerd. De opstijgpunten vormen de overgang van een bovengrondse lijnverbinding naar een ondergrondse kabelverbinding. De kabels zijn ter hoogte van de eindsluitingen op de opstijgpunten afgewerkt op trekopnemers welke de trek op de kabels bij bijvoorbeeld temperatuurschommelingen dienen op te vangen. Uit inspecties blijkt dat een aantal van deze trekopnemers momenteel verkeren in een verslechterde staat waardoor de trekkrachten mogelijk niet meer voldoende opgevangen kunnen worden. Als gevolg van veroudering en corrosie bestaat de kans dat een 50 kV trekopnemer defect raakt waardoor er kortsluiting ontstaat en de trekopnemer explodeert. Enduris heeft vier beheersmaatregelen opgesteld voor dit risico. Het uitvoeren van ontladingsmetingen en het plaatsen van kunststof kabelblokken om de huidige trekopnemers te ontlasten zijn reeds uitgevoerd. Momenteel wordt er een studie verricht naar de meest optimale oplossing voor de trekopnemers. Voor 2020-2022 is er circa € 1 miljoen gereserveerd in het MIOP.

6.3.2.2 Gasnet

In de gasnetten vinden er, ondanks verschillende ontwikkelingen in de energietransitie, nog steeds investeringen plaats. Deze investeringen vinden hun oorsprong meestal in het borgen van een veilige en betrouwbare gaslevering.

De belangrijkste risico's van de gas-infrastructuur zijn in onderstaande tabel opgenomen en tekstueel nader toegelicht.

RISICO ID	RISICOBESCHRIJVING	RISICO-SCORE	WETTELIJKE TAAK	BRON
Aansluiting				
363	Niet tijdig vervangen aansluitleidingen	M	Doelmatig en veilig netbeheer	Risicoregister Enduris
Net				
261	Slagbelasting op eerste generatie PVC leidingen	M	Veilige gaslevering	Risicoregister Enduris
381	Vervangingen HD en LD netten	M	Veilige gaslevering	Risicoregister Enduris
202	Spontaan breken asbestcement gasdistributieleidingen	M	Veilige gaslevering	Risicoregister Enduris
Stations				
201	Open falen hogedruk gasinstallatie	M	Veilige gaslevering	Stations inventarisatie naar aanleiding van storing

363 - niet tijdig vervangen aansluitleidingen

Als aansluitleidingen en/of aansluitconstructies niet tijdig vervangen of aangepast worden, is er een risico dat er gaslekage ontstaat met ongecontroleerde vrije gasuitstroom tot gevolg. Hierdoor komt de veiligheid van de omgeving in het geding. Grofweg zijn er binnen deze risicobeschrijving twee risico's in scope, namelijk beschadiging van de aansluitleiding als gevolg van graafwerkzaamheden en het gevaar van gasophoping in kruipruimtes. Op basis van risicoafweging kent Enduris momenteel geen proactief vervangingsbeleid met betrekking tot aansluitleidingen. Wanneer er echter gas-technische werkzaamheden binnen de gevel uitgevoerd worden of er werkzaamheden plaats hebben voor andere disciplines (zowel binnen als buiten de gevel), wordt er situationeel een afweging gemaakt om al dan niet (een deel van) de aansluitleiding te vervangen. Dit op basis van het vigerende onderhouds- en vervangingsbeleid van Enduris, dat onder andere criteria met betrekking tot vervanging van de aansluitleiding omvat. Voor de periode 2020 – 2022 is er plusminus € 1 miljoen gereserveerd in het MIOP voor vervanging van aansluitleidingen. De verwachting is dat het risico in de periode 2023 – 2030 actueel blijft, echter worden er minder vervangingen van aansluitleidingen voorzien. Belangrijkste reden hiervoor is dat

de proactieve vervanging van asbestcement distributieleidingen afgerond wordt in deze periode.

261 - slagbelasting op eerste generatie PVC leidingen

Sinds de start van de aanleg van het gasnet zijn er diverse materialen gebruikt. Tot 1974 is er gebruik gemaakt van eerste generatie PVC, ook wel 'wit pvc' of 'niet slagvast pvc' genoemd. Tot medio 2008 is er een actief vervangingsbeleid geweest omdat dit materiaal gezien werd als bros. Nader onderzoek wees uit dat eerste generatie PVC geen bros gedrag vertoont, maar enkel problemen kent met directe slagbelasting. Indien eerste generatie PVC leidingen ongemoeid in de grond blijven liggen blijkt uit de NESTOR-registratie dat de storingsresultaten in vergelijking met andere gebruikte materialen in het gasnet niet significant hoger is. Als er werkzaamheden rondom eerste generatie PVC gasleiding plaatsvinden en de leiding daardoor onder onvoldoende gronddekking komt te liggen ontstaat het risico van slagbelasting. Als gevolg van directe slagbelasting op eerste generatie PVC leidingen bestaat de kans dat er een ongecontroleerde gasuitstroom plaatsvindt waardoor de veiligheid van de omgeving in het geding komt. Het betreft hier PVC gasdistributieleidingen in het lage druk

gasnet. Enduris heeft verscheidene maatregelen getroffen om dit risico te mitigeren. Jaarlijks wordt er een budget beschikbaar gesteld voor de vervanging van LD-gasdistributieleidingen. Dit budget bedraagt jaarlijks € 2,3 miljoen voor de periode 2020-2022. Het vervangen van gasdistributieleidingen gebeurt op basis van diverse interne voorschriften, waarbij zorgvuldig de veiligheid afgewogen wordt. Werken worden grondig voorbereid en daar waar mogelijk wordt geprobeerd de gasassets zoveel mogelijk te ontzien door slimme keuzes te maken in de ontwerpfasen. Er kunnen daarbij maatregelen genomen worden zoals extra toezicht, het gebruik van een damwand en voldoende afstand van de leiding in acht nemen om een ongestoorde ligging te waarborgen. De verwachting is dat de diverse factoren die vervangingen van wit PVC initiëren – zoals reconstructies vanuit gemeenten, netverzwaringen elektriciteit als gevolg vanuit de energietransitie en saneringstrajecten van andere infrastructuurbeheerders – onverminderd van kracht blijven.

381 - vervangingen HD en LD netten

Als gevolg van reconstructies door derden of onvoldoende kwaliteit van het gasleidingnet bestaat de kans dat de gasinfrastructuur niet ongestoord kan blijven liggen of de veiligheid in het geding komt waardoor de HD- en LD-netten vervangen of verlegd moeten worden. Enduris heeft een aantal maatregelen getroffen om dit risico te mitigeren. Jaarlijks wordt er een budget van ongeveer €1,8 miljoen ter beschikking gesteld voor vervanging van HD- en LD-gasdistributieleidingen. Daarnaast zijn er verschillende voorschriften opgesteld voor het vervangen van distributieleidingen. De verwachting is dat de diverse factoren die vervangingen van hogedruk en lage-druk gasinfrastructuur initiëren – zoals reconstructies gemeenten en hogere overheden en saneringstrajecten van andere infrastructuurbeheerders – door zullen blijven gaan. Ook wordt jaarlijks het kwaliteitsniveau en storingsgedrag van de netten gemonitord en indien nodig wordt op basis van onvoldoende kwaliteit leidingwerk vervangen. De verwachting is hierbij dat het toekomstige investeringsniveau ongewijzigd blijft omdat verwacht wordt dat de kwaliteit van de assets nog vele jaren goed en stabiel blijft.

Spontaan breken asbestcement gasdistributieleidingen

Door plaatselijke grondzetting kunnen axiale krachten op een gasleiding ontstaan. Asbestcement (AC) is een bros materiaal, derhalve kunnen AC gasleidingen door hun structuur geen axiale krachten opvangen. Als gevolg van die plaatselijke grondzetting bestaat de kans dat AC gasleidingen spontaan breken waardoor ongecontroleerde vrije gasuitstroom ontstaat en de veiligheid van de omgeving in het geding komt. Er hebben zich in het voorzieningsgebied van Enduris na 2008 twee lekkages voorgedaan ten gevolge van het breken van een AC-gasdistributieleiding. Deze hebben niet geleid tot een incident met schade aan eigendommen van derden of persoonlijk letsel. In Nederland hebben zich wel vergelijkbare breuken voorgedaan die geleid hebben tot ongevallen. Naar aan-

leiding van deze ongevallen heeft de OvV een onderzoek gedaan en aanbevelingen gegeven die door de sector opgevolgd moeten worden. Hierdoor zijn er binnen de sector afspraken gemaakt om tot een versnelde sanering te komen van brosse gasdistributieleidingen. Enduris is in 2010 gestart met het planmatig vervangen van AC leidingen. Hierbij is op basis van veiligheidsoverwegingen (afstand tot bebouwing, nabijheid scholen en verzorgingshuizen) en efficiëntie (in combinatie met vervanging van andere infrastructuur) de prioritering bepaald voor welke leidingen als eerste dienden te worden vervangen. Daarnaast wordt er jaarlijks boven nog in bedrijf zijnde AC leidingen naar gaslekken gezocht. Bij andere materialen is de gaslekzoekfrequentie eens in de vijf jaar. In 2020 wordt er € 1,2 miljoen geïnvesteerd in het vervangen van AC leidingen, in 2021 en 2022 wordt er jaarlijks € 1,1 miljoen geïnvesteerd. Van 2023 tot uiterlijk 2025 worden de dan nog resterende AC gasdistributieleidingen vervangen, naar alle waarschijnlijkheid is dat nog maar een zeer klein deel.

201 - open falen hogedruk gasinstallatie

Als gevolg van een te korte impulsatorafstand bij een hoge druk gasinstallatie bestaat de kans dat open falen van de regelstraat ontstaat waardoor de druk in het achterliggende net of aansluiting ontoelaatbaar hoog wordt. In 2014 is een stations-inventarisatie van hogedruk gasstations met meetpunten < 2D afgerond. Aanleiding voor deze inventarisatie was een storing in het overslagstation Molendijk in Yerseke in 2013. Uit de evaluatie van deze stationsstoring volgde onder andere dat de meetpuntlocatie voor de regelaar en de veiligheden niet voldeed aan bovengenoemde 2D afstand. Bij dit overslagstation zaten de beïnvloedingsleidingen via een verdeelstuk aangesloten op een bochtstuk en voldeed daarmee niet aan het voorgeschreven ontwerp in de NEN 1059. Enduris heeft naar aanleiding van deze storing het besluit genomen om de meetinrichtingen van alle hogedruk gasstations (met uitzondering van HHAS) te controleren op het toegepast ontwerp. Overslagstations waarvan de meetinrichtingen niet voldeden aan de stationsnorm zijn inmiddels gesaneerd. Voor de distributiestations en de hogedruk afleveringsstations heeft deze inventarisatie geleid tot een tienjarig investeringsplan, dat in 2015 is gestart. Dit in het kader van de beheersmaatregel om risicovolle meetinrichtingen bij district-regelstations en hogedruk afleveringsstations te saneren. Sanering vindt plaats door modificatie of vervanging van het gasstation, afhankelijk van de constructie van de bestaande installatie. Jaarlijks worden van een twintigtal gasstations de meetinrichtingen gesaneerd, wat leidt tot een budget van ongeveer € 1,2 miljoen per jaar in de periode 2020-2022. In de periode vanaf 2023 zijn nog twee jaargangen nodig om begin 2025 het gewenste risico-niveau te hebben bereikt.



DRS B. de Langestraat Veere: Regelstraat op de voorgrond uitgevoerd met meetpunt < 2D

OPEX kosten gasnet

Naast bovengenoemde investeringen heeft Enduris voor de zichtperiode van dit IP ook de nodige OPEX kosten. Deze bedragen zijn niet in scope van dit IP, maar voor de volledigheid worden er hier een aantal kort kwalitatief beschreven. In het kader van de energietransitie zullen ook in het voorzieningsgebied van Enduris steeds meer gasloze wijken ontstaan. Het verwijderen van de gasinfrastructuur in deze wijken brengt behoorlijke kosten met zich mee. In deze context valt ook het risico te noemen dat bepaalde gas assets niet volledig terug verdiend zullen worden, en de daarbij horende 'kosten' die Enduris voor haar rekening moet nemen als gevolg van het desinvesteren van deze gasinfrastructuur. Een andere

kostenpost in de komende 3 jaar is de asbestsanering van bepaalde gasstations waarin asbest is geconstateerd. Als laatste heeft Enduris aanzienlijke uitgaven de komende jaren voor het alsnog verwijderen van uit-bedrijf zijnde gasaansluitingen die in het verleden zijn afgesloten zonder dat de gasaansluiting en -leiding zijn verwijderd.

6.3.2.3 Algemene risico's

Naast specifieke kwaliteits- en veiligheidsrisico's voor het gasnet of elektriciteitsnet zijn er ook overkoepelende risico's die mogelijk beide disciplines kunnen raken. Dit zijn de algemene risico's.

RISICO ID	RISICOBESCHRIJVING	RISICO-SCORE	WETTELIJKE TAAK	BRON
204	Schade aan assets door graafwerkzaamheden	H	Doelmatig en veilig netbeheer	Risicoregister Enduris
169	Cybersecurity	-	-	Risicoregister Enduris
207	Data kwaliteit	M	Registreren van assetgegevens	Risicoregister Enduris
392	Niet tijdig kunnen realiseren van een klantaansluiting	M	Realiseren klantaansluiting	Risicoregister Enduris

Schade aan assets door graafwerkzaamheden:

Een hoog risico voor Enduris zijn beschadigingen van assets veroorzaakt door graafwerkzaamheden. Dit heeft een negatief gevolg voor de betrouwbaarheid en (externe) veiligheid. Incidenten veroorzaakt door graafwerkzaamheden leiden met name tot veiligheids-, kwaliteits- en economische risico's. Bij graafschades aan gas-assets is het veiligheidsrisico het hoogst, voor elektriciteits-assets is dit het kwaliteitsrisico. Daarnaast hebben graafschades impact op duurzaamheid en het imago van Enduris. Graafschades kunnen in het gehele voorzieningsgebied van Enduris voor komen. Enduris heeft, in het kader van de CROW 500, een inspannings-

plicht om graafschades aan zijn net te voorkomen. Dit heeft betrekking op de gehele keten: van initiatiefase tot uitvoeringsfase. Daarnaast is Enduris in het kader van de WIBON verplicht om zijn assets juist en tijdig vast te leggen in een GIS-systeem zodat via het Kadaster juiste gegevens verstrekt worden aan de grondroerder. Er zijn meerdere maatregelen getroffen om het risico te mitigeren. Dit betreffen zowel preventieve als correctieve maatregelen.

Preventief:

- Sinds 2012 heeft Enduris een project graafschadereductie opgestart waar iedere 4 á 6 weken een werkgroep bijeenkomt.

- Herstellkosten worden niet in rekening gebracht bij veroorzakers van graafschades die niet direct tot een onderbreking leiden, maar dit in de toekomst mogelijk wel zou kunnen, indien de schade direct gemeld wordt.
- Het aanstellen van een toezichthouder op graafwerkzaamheden.
- In 2018 is Spatial Eye geïmplementeerd voor het geordend opslaan van afspraken met grondroerders en het mogelijk maken om informatie te delen. Het programma ondersteunt tevens bij het risk-based proces waarbij er meer detailgegevens opgevraagd worden bij graafmeldingen met bijzonder en kritisch belang zodat waar nodig een 'Eis voorzorgsmaatregelen' verstuurd kan worden.
- Per 15 mei 2019 vinden de KLIC meldingen via het KLIC-WIN plaats
- Enduris neemt deel aan de projectgroep graafschadereductie bij Netbeheer Nederland
- Verbeteringsslagen in datagegevens, bijvoorbeeld met behulp van een grondradar 4 bar PE-leidingen van vóór 1999 opzoeken en digitaal de locatie vastleggen
- In de periode 2016-2018 zijn aansluitingen gevectoriseerd.
- Het zinken van E-kabels en gasleidingen bij slootkruisingen
- Inrichten van een E-learning naar aanleiding van de in 2017 ingevoerde CROW 500

Correctief:

- Vanaf 2015 wordt het aantal graafschades ten opzichte van het aantal graafmeldingen gerapporteerd
- Schadeveroorzakers worden geregistreerd en kosten worden in rekening gebracht
- Inzet van de storingswachtdienst zodat vakbekwame monteurs snel de storing op kunnen lossen.

Jaarlijks wordt er € 200.000 gereserveerd om graafschades te voorkomen. De verwachting is dat grondroering in de komende jaren op minimaal hetzelfde niveau blijft en waarschijnlijk nog gaat toenemen als gevolg van werkzaamheden in de energietransitie, glasvezel, AC saneringen gas en waterleidingen. Bewustwording van grondroerders is belangrijk en er zal ook na 2022 geïnvesteerd moeten worden om de bewustwording te verhogen.

Cybersecurity:

Cybersecurity is een zeer belangrijk topic binnen Enduris. Onder andere cyberaanvallen, sabotages en spionage komt in de wereld om ons heen steeds vaker voor. Enduris probeert de risico's rondom cybersecurity zoveel als mogelijk te mitigeren. In het kader van de veiligheid zal in dit openbare document geen verdere informatie gegeven worden over de wijze waarop Enduris met cybersecurity omgaat en welke maatregelen en investeringen hierin gedaan worden. Deze informatie is wel gedeeld met de ACM in het kader van het onderzoek naar het KBS van Enduris.

Data kwaliteit:

Enduris heeft als ambitie "Data in Control". Hiermee wordt bedoeld

dat alle assetdata voldoet aan de gestelde kwaliteitseisen, de vastlegging en de ontsluiting van assetinformatie wordt verbeterd en hiermee kan worden voldaan aan de toekomstige eisen die worden gesteld aan assetinformatie. Het betreft hier in feite een programma dat bestaat uit een aantal projecten en changes op de asset-informatiesystemen. De diverse projecten worden bestuurd via het AIV-programma Data in Control en elk kwartaal opnieuw geprioriteerd en gepland in het portfolioboard.

Niet tijdig kunnen realiseren van een klantaansluiting

Als gevolg van diverse interne en externe factoren bestaat de kans dat Enduris nieuwe klanten niet tijdig kan aansluiten waardoor Enduris niet voldoet aan haar wettelijke taken. Deze interne en externe factoren zijn onder te verdelen in 4 onderwerpen:

1. beschikbare aannemerscapaciteit;
2. Beschikbare netcapaciteit in het voorliggende distributienet: door de veranderende energiemix wordt het elektriciteitsnet van Enduris steeds zwaarder belast. Voorliggende elektriciteitsnetten bieden niet altijd voldoende capaciteit om nieuwe klanten tijdig aan te sluiten. Om de gewenste klantaansluiting te realiseren moet het voorliggende distributienet verzwakt worden;
3. toenemende doorlooptijd voor vergunningen;
4. een toenemende levertijd voor trafostations en elektriciteitskabels.

Om dit risico zoveel mogelijk te mitigeren zijn er enkele beheersmaatregelen opgesteld. De eerste maatregel die Enduris treft is het maken van duidelijke afspraken met de nieuwe klant. Klanttevredenheid is een belangrijk onderwerp voor Enduris en hierdoor streeft Enduris ernaar om iedere aansluiting voor de wensdatum van de klant te realiseren. Door duidelijk in beeld te brengen wat de klantvraag en wensdatum voor aansluiting is kan er juist geprioriteerd worden. Daarnaast zijn de interne processen zo geoptimaliseerd dat er zo snel mogelijk gestart kan worden met het aansluitproces van de nieuwe klant. Hierbij houdt Enduris een strategische voorraad aan van veelgebruikte klantstations.

Uitdagingen in de praktijk:

In paragraaf 3.7 zijn uitdagingen in de dagelijkse praktijk benoemd waaronder de enorme toename van het werk, onzekerheden rondom de richting en snelheid van het energiesysteem, wettelijke aspecten en schaarste op de arbeidsmarkt. Deze uitdagingen kunnen ook impact hebben op de realiseerbaarheid van de maatregelen en daarmee op het investeringsniveau. Enduris heeft t.a.v. deze (veelal externe) uitdagingen slechts een beperkte invloed. Wel kan Enduris een prioritering aanbrengen in de uit te voeren investeringen. Om keuzes omtrent deze prioritering te maken zal Enduris in overleg gaan met partners vanuit de RES. Op deze manier ontstaat er een gedragen keuze die is afgestemd met de belangrijkste stakeholders. Daarnaast zal Enduris voor interne vraagstukken gebruik maken van o.a. de risicomatrix om de prioritering te maken.

7. INVESTERINGEN



Middenspanningsruimte van Enduris met op de achtergrond gondels van de windturbines op zee

7.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt per discipline inzicht gegeven in de te verwachten investeringen in de netten van Enduris voor de periode 2020 tot en met 2022. Deze investeringen volgen onder andere uit de beschreven risico's, knelpunten en maatregelen uit hoofdstuk 6. Voor zowel het elektriciteits- als het gasnetwerk worden twee overzichten opgesteld, één overzicht voor de uitbreidingsinvesteringen en één overzicht voor de vervangingsinvesteringen. De assets zijn hierbij toebedeeld aan de categorie majeure investeringen of reguliere investeringen. Aan het einde van ieder overzicht wordt de sommatie gegeven van de benodigde investeringen in Euro's om de benoemde aantallen te realiseren. Ook zijn de algemene investeringen begroot en opgenomen in de overzichten.

7.2 Bevindingen

In de tabellen is te zien dat de uitbreidingsinvesteringen in het elektriciteitsnet in zowel het hoog, midden als laagspanningsnet toenemen. De totale toename bedraagt 36% waarbij de grootste stijging plaatsvindt in het hoogspanningsnet. Het totaalniveau van de vervangingsinvesteringen in het elektriciteitsnet blijft redelijk gelijk. De vervangingsinvesteringen in het hoogspanningsnet dalen licht, terwijl die in het midden- en laagspanningsnet licht stijgen.

Verwacht wordt dat de uitbreidingsinvesteringen in het gasnet in de periode tot en met 2022 nagenoeg zullen halveren. Hierbij treedt de grootste daling op in lagedruknet. De totale vervangingsinvesteringen laten tevens een daling zien. Dit wordt veroorzaakt door een forse daling in de categorie kv-meters. De niveaus van de vervangingsinvesteringen in zowel het hoge- als lagedruknet blijven gelijk.

7.3 Koppeling met risico's, knelpunten en maatregelen

In tabel 7.5 zijn de belangrijkste risico's, knelpunten en maatregelen uit hoofdstuk 6 gekoppeld aan de investerings-tabellen 7.1 - 7.4. Daarbij is tevens aangegeven in welke categorie en welk netvlak de investering valt.

TYPE INVESTERING	UITBREIDINGEN	EENHEID	2020	2021	2022
Majeur	Hoogspanning				
	HS Koppeling 150 kV TenneT	aantal	1	2	4
	Stations	aantal	3	2	1
	Schakelvelden	aantal	10	12	30
	Transformatoren	aantal	1	3	3
	Secundaire installaties	aantal	4	4	4
	Kabel	km	0	0	0
	Lijnen	km	0	0	0
Regulier	Middenspanning				
	MS aansluitingen	aantal	20	25	25
	HS/MS aansluitingen	aantal	10	10	10
	Stations	aantal	1	1	1
	Schakelvelden	aantal	36	24	33
	Middenspanningsruimtes	aantal	28	35	32
	Transformatoren	aantal	18	31	33
	Secundaire installaties	aantal	25	25	30
	Kabel	km	65	79	78
	Laagspanning				
	LS aansluitingen	aantal	2.000	2.000	2.000
	MS/LS aansluitingen	aantal	100	100	100
	Laagspanningskasten	aantal	10	10	10
	Kabel	km	50	60	65
	Kv-Meters				
	Kv-Meters	aantal	2.000	2.000	2.000
Euro's					
Majeur	Hoogspanning	x € 1.000	6.421	9.827	11.920
Regulier	Middenspanning	x € 1.000	9.650	10.675	11.285
	Laagspanning	x € 1.000	7.326	7.780	8.521
	Kv-Meters	x € 1.000	284	284	290
Algemene investeringen	Niet regulier of majeure	x € 1.000	521	1.212	910
Totaal		x € 1.000	24.202	29.778	32.926

De uitbreidingen zullen veelal op bestaande locaties worden uitgevoerd.

Tabel 7.1 Overzicht uitbreidingsinvesteringen elektriciteitsnetwerk

TYPE INVESTERING	VERVANGINGEN	EENHEID	2020	2021	2022
Majeur	Hoogspanning				
	HS Koppeling 150 kV TenneT	aantal	0	0	0
	Stations	aantal	2	2	2
	Schakelvelden	aantal	1	3	2
	Transformatoren	aantal	1	0	0
	Secundaire installaties	aantal	21	32	32
	Kabel	km	1	1	2
	Lijnen	km	0	0	0
Regulier	Middenspanning				
	MS aansluitingen	aantal	1	1	1
	HS/MS aansluitingen	aantal	1	1	1
	Stations	aantal	0	0	0
	Schakelvelden	aantal	6	0	2
	Middenspanningsruimtes	aantal	78	85	89
	Transformatoren	aantal	76	85	85
	Secundaire installaties	aantal	0	0	0
	Kabel	km	46	48	51
	Laagspanning				
	LS aansluitingen	aantal	3.000	3.000	3.000
	MS/LS aansluitingen	aantal	1	1	1
	Laagspanningskasten	aantal	60	60	60
	Kabel	km	50	50	55
	Kv-Meters				
	Kv-Meters	aantal	27.900	13.950	13.950
Euro's					
Majeur	Hoogspanning	x € 1.000	2.519	2.509	2.417
Regulier	Middenspanning	x € 1.000	8.408	8.851	9.914
	Laagspanning	x € 1.000	7.699	7.917	8.801
	Kv-Meters	x € 1.000	3.962	1.428	1.457
Algemene investeringen	Niet regulier of majeure	x € 1.000	186	190	198
Totaal		x € 1.000	22.774	20.895	22.787

Tabel 7.2 Overzicht vervangingsinvesteringen elektriciteitsnetwerk

TYPE INVESTERING	UITBREIDINGEN	EENHEID	2020	2021	2022
Majeur	Aansluitingen				
	HD aansluitingen	aantal	1	1	1
	Leidingen				
	HD hoofdleidingen	km	2	2	2
	Stations				
	Overslagstation	aantal	0	0	0
	Afleverstation	aantal	1	1	1
	Overig				
	Afsluiters	aantal	8	8	8
Regulier	Aansluitingen				
	LD aansluitingen	aantal	458	74	8
	Leidingen				
	Distributieleidingen	km	2	1	1
	Aansluitleidingen	aantal	441	68	4
	Stations				
	Districtregelstation	aantal	0	0	0
	Hogedruk huisaansluitset	aantal	0	0	0
	Overig				
	Afsluiters	aantal	9	4	3
	Kv-Meters				
	Kv-Meters	aantal	200	0	0
Euro's					
Majeur	Hoge Druk	x € 1.000	573	524	500
Regulier	Lage Druk	x € 1.000	700	272	187
	Kv-Meters	x € 1.000	28	0	0
Algemene investeringen	Niet regulier of majeure	x € 1.000	147	243	60
Totaal		x € 1.000	1.448	1.039	747

Tabel 7.3 Overzicht uitbreidingsinvesteringen gasnetwerk

TYPE INVESTERING	VERVANGINGEN	EENHEID	2020	2021	2022
Majeur	Aansluitingen				
	HD aansluitingen	aantal	0	1	0
	Leidingen				
	HD hoofdleidingen	km	3	4	4
	Stations				
	Overslagstation	aantal	0	0	0
	Afleverstation	aantal	0	1	0
	Overig				
	Afsluiters	aantal	34	34	34
Regulier	Aansluitingen				
	LD aansluitingen	aantal	1.200	1.200	1.200
	Leidingen				
	Distributieleidingen	km	14	14	14
	Brosse Leidingen	km	4	4	4
	Aansluitleidingen	aantal	1.100	1.100	1.100
	Stations				
	Districtregelstation	aantal	25	23	24
	Hogedruk huisaansluitset	aantal	12	12	12
	Overig				
	Afsluiters	aantal	24	24	24
	Kv-Meters				
	Kv-Meters	aantal	25.110	12.555	12.555
Euro's					
Majeur	Hoge Druk	x € 1.000	1.378	1.413	1.367
Regulier	Lage Druk	x € 1.000	7.850	7.714	7.735
	Kv-Meters	x € 1.000	3.566	738	753
Algemene investeringen	Niet regulier of majeure	x € 1.000	0	0	0
Totaal		x € 1.000	12.794	9.865	9.855

Tabel 7.4 Overzicht vervangingsinvesteringen gasnetwerk

RISICO ID	RISICOBESCHRIJVING	ZIE TABEL	CATEGORIE EN NETVLAK
Elektriciteit			
391	Capaciteitsknelpunten netten Enduris	7.1 - 7.2	Regulier zie tabel 6.9 en 6.10 Majeur zie tabel 6.5 en bijlage 11
210	Kwaliteit van de netspanning op het overdrachtspunt	7.2 7.2 7.2	Regulier - MS/LS - Stations Regulier - Middenspanning - Kabel Regulier - Laagspanning - Kabel
221	Te hoge foutspanning op de beschermingsgeleider	7.2 7.2 7.2	Regulier - MS/LS - Stations Regulier - Middenspanning - Kabel Regulier - Laagspanning - Kabel
283	Sanering van aansluitkabels	7.2	Regulier - Laagspanning - LS aansluitingen
118	Einde technische levensduur massamoffen	7.2	Regulier - Middenspanning - Kabel
242	Sluimerende storingen	7.2 7.2	Regulier - Laagspanning - Kabel Regulier - Laagspanning - Aansluitkabel
212	Falen trekopnemers	7.2	Majeur - Hoogspanning - Kabel
Gas			
391	Capaciteitsknelpunten netten Enduris	7.3 - 7.4	Regulier zie tabel 6.9 en 6.10
363	Niet tijdig vervangen aansluitleidingen	7.4	Regulier - Leidingen - Aansluitleidingen
261	Slagbelasting op eerste generatie PVC leidingen	7.4	Regulier - Leidingen - Distributieleidingen
381	Vervangingen HD en LD netten	7.4 7.4	Majeur - Leidingen - HD Hoofdleidingen Regulier - Leidingen - Distributieleidingen
202	Spontaan breken AC gasdistributieleidingen	7.4	Regulier - Leidingen - Brosse leidingen
201	Open falen hogedruk gasinstallatie	7.4	Regulier - Stations - Districtregelstations
Algemeen			
204	Schade aan assets door graafwerkzaamheden	-	Het betreffen operationele kosten
169	Cybersecurity	7.1 7.3	Algemene investeringen - Niet regulier of majeure Algemene investeringen - Niet regulier of majeure
207	Data kwaliteit	-	Het betreffen operationele kosten
392	Niet tijdig kunnen realiseren van een klantaansluiting	7.1 - 7.2	Regulier - Middenspanning - Middenspanningsruimtes

Tabel 7.5 Koppeling tussen risico's, knelpunten, maatregelen en investeringen

8. TERUGBLIK INVESTERINGEN 2018 - 2019



Werkzaamheden aan het gasnet van Enduris

8.1 Inleiding

In dit hoofdstuk vindt de terugblik plaats naar de begrote en gerealiseerde investeringen in de elektriciteits- en gasnetten voor de jaren 2018 en 2019. Hierbij is gekeken naar het geplande aantal uitbreidingen en vervangingen per type asset versus het daadwerkelijk gerealiseerde aantal. Ook zijn de bruto en netto investeringsbedragen opgesplitst naar uitbreidingen en vervangingen per asset categorie.

Zowel voor de tabellen in eenheden als de financiële tabellen geldt dat de begrote cijfers uit het laatste KCD 2018-2027 zijn opgenomen. In dit laatste KCD stonden echter geen begrote aantallen van kleinverbruikmeters. De begrote cijfers uit het laatste KCD worden in de financiële tabellen in eenheden vergeleken met de gerealiseerde cijfers. Voor de begrote aantallen van kleinverbruikmeters zijn de begrote cijfers van Enduris gehanteerd.

In tabel 8.1 is de realisatie van de begrote aantallen uit de jaren 2018 en 2019 van het elektriciteitsnet weergegeven. De hiermee samenhangende investeringsbedragen zijn in tabel 8.2 opgenomen.

In tabel 8.3 is de realisatie van de begrote aantallen uit de jaren 2018 en 2019 van het gasnet weergegeven. De hiermee samenhangende investeringsbedragen zijn in tabel 8.4 opgenomen.

8.2 Bevindingen

In tabel 8.1 is te zien dat de begrote aantallen hoogspannings-investeringen voor de jaren 2018 en 2019 in lijn liggen met de gerealiseerde aantallen. Voor wat betreft het midden-spanningsnet zijn er verschillen opgetreden. Van bepaalde componenten zijn er meer geïnstalleerd of vervangen dan begroot. Echter komt het tegenovergestelde ook voor, van bepaalde type componenten zijn er minder geïnstalleerd of vervangen dan begroot. Voor wat betreft laagspanning kan worden geconcludeerd dat er meer componenten zijn geïnstalleerd of vervangen dan op voorhand zijn begroot. Wat betreft investeringsniveaus kan worden gesteld dat de realisatie van 2018 redelijk in lijn ligt met de begroting. In 2019 is er beduidend meer geïnvesteerd dan begroot.

In tabel 8.3 is te zien dat de gerealiseerde aantallen gas-investeringen in de gasleidingen en aansluitingen redelijk in lijn liggen met de begrote aantallen. De gerealiseerde aantallen gasstations blijven achter op de begroting. Wat betreft investeringsniveaus kan worden gesteld dat de realisatie van 2018 redelijk in lijn ligt met de begroting. In 2019 is er beduidend meer geïnvesteerd dan begroot.

		2018			2019		
	EENHEID	UITBREIDING BEGROOT	VERVANGING BEGROOT	REALISATIE	UITBREIDING BEGROOT	VERVANGING BEGROOT	REALISATIE
Hoogspanning (HS)							
Kabel	km	2	0	2	0	0	0
Stations	aantal	0	0	0	0	0	0
Schakelvelden	aantal	0	2	2	0	0	0
Transformatoren	aantal	0	0	0	2	0	2
Middenspanning (MS)							
Kabel	km	47	36	131	45	57	126
Stations	aantal	2	0	0	3	0	1
Schakelvelden	aantal	27	0	14	41	0	13
Middenspanningsruimten	aantal	33	46	96	35	46	91
Transformatoren	aantal	28	53	94	29	53	107
Laagspanning (LS)							
Kabel	km	45	42	103	48	42	105
Laagspanningskasten	aantal	10	60	80	10	60	57
Meters							
Kv-Meters	aantal	2.000		1.923	2.000		2.208
Kv-Meters	aantal		30.800	26.141		30.800	30.187
Aansluitingen							
Aansluitingen	aantal	2.050		2.066	2.150		2.339

Tabel: 8.1 Realisatie investeringen in eenheden

INVESTERINGEN ELEKTRICITEIT		2018		2019	
Investeringsbedragen x €1.000		BEGROOT	REALISATIE	BEGROOT	REALISATIE
Uitbreiding	Aansluitingen	8.355	8.734	5.825	8.412
	Bijdragen derden	5.961	6.496	3.897	6.629
	Netten	9.466	9.322	8.086	14.776
	Bijdragen derden	45	1.357	45	1.802
Vervanging	Aansluitingen	2.415	2.365	2.378	4.446
	Bijdragen derden	600	571	612	603
	Netten	11.272	13.832	12.962	18.391
	Bijdragen derden	0	425	0	512
Meters	Meters	4.194	3.908	4.238	4.446
	Bijdragen derden	6	9	6	2

Tabel: 8.2 Realisatie investeringen in euro's

	2018				2019		
	EENHEID	UITBREIDING BEGROOT	VERVANGING BEGROOT	REALISATIE	UITBREIDING BEGROOT	VERVANGING BEGROOT	REALISATIE
Leidingen *							
HD hoofdleidingen (Druk > 200 mbar)	km	2,0	4,3	1,7	2,0	4,0	4,9
Distributieleidingen (Druk ≤ 200 mbar)	km	3,8	13,3	30,1	4,2	12,8	21,9
Aansluitleidingen (Druk ≤ 200 mbar)	aantal	950	660	2.108	931	670	1.446
Stations *							
Overslagstation	aantal	0	1	0	0	0	0
Districtregelstation	aantal	2	17	14	1	22	10
Hogedruk huisaansluitset	aantal	0	0	1	0	0	1
Afleveringstation	aantal	0	0	3	0	0	2
Meters							
Kv-Meters	aantal	2.000		1.212	500		1.093
Kv-Meters	aantal		26.000	25.107		26.500	22.160
Aansluitingen							
HD aansluitingen (Druk > 200 mbar)	aantal	1	0	1	0	0	1
LD aansluitingen (Druk ≤ 200 mbar)	aantal	1.000	n.v.t.	1.212	980	n.v.t.	1.093

* Realisatiecijfers conform CODATA 31 december 2019

Tabel: 8.3 Realisatie investeringen in eenheden

INVESTERINGEN GAS		2018		2019	
Investeringsbedragen x €1.000		BEGROOT	REALISATIE	BEGROOT	REALISATIE
Uitbreiding	Aansluitingen	681	1.512	667	1.639
	Bijdragen derden	681	1.027	667	1.207
	Netten	1.434	1.177	1.338	947
	Bijdragen derden	0	327	0	110
Vervanging	Aansluitingen	1.474	1.864	1.643	2.690
	Bijdragen derden	0	123	0	142
	Netten	6.631	6.052	6.423	7.758
	Bijdragen derden	360	424	370	302
Meters	Meters	3.413	3.218	3.446	3.311
	Bijdragen derden	6	0	6	0

Tabel: 8.4 Realisatie investeringen in euro's

BIJLAGEN

Bijlage 1

Definities en gebruikte afkortingen

Definities

Aangeslotene

Eenieder, die beschikt over een aansluiting op een net, dan wel degene die om een aansluiting heeft verzocht.

Opmerking: In deze context is in de Elektriciteitswet en de Gaswet sprake van een afnemer.

Aansluiting (elektriciteit)

Een of meer verbindingen tussen een elektriciteitsnet en een onroerende zaak als bedoeld in artikel 16 onderdelen a t/m e van de 'Wet waardering onroerende zaken', dan wel tussen een net en een ander net op een ander spanningsniveau.

Aansluiting (gas)

Een of meer verbindingen tussen een gasnet en een onroerende zaak als bedoeld in artikel 16 onderdelen a t/m e van de 'Wet waardering onroerende zaken'.

Aanvaardbaar risico

Risico dat acceptabel is voor de organisatie met het oog op wettelijke verplichtingen en de mate waarin de organisatie bereid is risico's te accepteren.

Aantal getroffen afnemers

De sommatie per onderbreking van ten eerste het aantal afnemers dat door de onderbreking is getroffen en dat is aangesloten op het net van de netbeheerder in wiens net de onderbreking veroorzaakt is. Ten tweede het aantal afnemers dat door de onderbreking is getroffen en dat is aangesloten op onderliggende netvlakken van het net die door andere netbeheerders worden beheerd en waarin de onderbreking is veroorzaakt.

Aanvangstijdstip onderbreking

Het moment van ontvangst van de eerste melding van een onderbreking door een afnemer of, indien dat eerder is, het moment van vaststelling van de onderbreking door de netbeheerder.

Aanvangstijdstip storing

Het moment van ontvangst van de eerste melding van een storing of, indien melding niet plaatsvindt, het moment van vaststelling van de storing door de netbeheerder.

Afwijking

Het niet voldoen aan een eis.

Assetmanagement

Systematische en gecoördineerde activiteiten waarmee een organisatie haar fysieke bedrijfsmiddelen optimaal beheert, evenals de daarmee verbonden prestaties, risico's en uitgaven gedurende de levensduur met als doel het realiseren van de doelstellingen van de organisatie.

Assets (of delen van assets)

Fysieke bedrijfsmiddelen benodigd ten behoeve van het realiseren van de primaire doelstellingen van de organisatie.

Assetgerelateerde investeringen

Hieronder vallen investeringen die benodigd zijn om de kwaliteit, veiligheid en andere bedrijfswaarden die gerelateerd zijn aan de elektriciteits- en gasnetten en aansluitingen te borgen.

Audit

Systematisch, onafhankelijk en gedocumenteerd proces voor het verkrijgen van auditbewijsmateriaal en het objectief evalueren daarvan om vast te stellen in welke mate wordt voldaan aan deze NTA of aan andere door de organisatie onderschreven eisen.

Auditor

Persoon met de aangetoonde persoonlijke kenmerken en bekwaamheid om een audit uit te voeren.

Bedrijfswaarden

Door de directie van de organisatie, in consultatie met de stakeholders, vastgestelde aspecten welke een afspiegeling zijn van de belangen van alle stakeholders van de netbeheerder die als kader dient om (tegenstrijdige) belangen objectief tegen elkaar te kunnen afwegen.

Beheersmaatregel

Technische en/of organisatorische voorziening om de risico's te beheersen.

Beleid

Bedoelingen en richting van een organisatie zoals formeel door de directie kenbaar gemaakt.

Capaciteit

Vermogen van het net om aan de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en/of gas te voldoen.

Capaciteitsknelpunten

Netdelen of onderdelen van het net waarvan de capaciteit op enig moment minder bedraagt of zal bedragen dan de geraamde behoefte aan capaciteit voor het transport van elektriciteit of gas, rekening houdend met de door de netbeheerder gehanteerde marges omtrent nauwkeurigheid en onzekerheid.

Capaciteitsmanagementsysteem

Managementsysteem voor het sturen en beheersen van de capaciteit van het net.

Component

Individueel geïdentificeerd onderdeel van het net.

Conditie

Toestand van de asset.

Corrigerende maatregel

Actie om de oorzaak van een waargenomen afwijking, storing of incident weg te nemen en om herhaling te voorkomen.

Directiebeoordeling

De door de directie jaarlijks vastgestelde beoordeling van de geschiktheid en doeltreffendheid van het assetmanagementsysteem voor het halen van de vastgestelde doelstellingen.

Elektriciteitsnet

Eén of meer verbindingen voor het transport en de distributie van elektriciteit en de daarmee verbonden transformator-, schakel-, verdeel- en onderstations en andere hulpmiddelen, behoudens voor zover deze verbindingen en hulpmiddelen onderdeel uitmaken van een directe lijn of liggen binnen de installatie van een producent of van een afnemer.

Gasnet

Niet tot een gasproductienet behorende, met elkaar verbonden leidingen of hulpmiddelen bestemd of gebruikt voor het transport en de distributie van gas, met inbegrip van hulpmiddelen en installaties waarmee ondersteunende diensten voor dat transport en die distributie worden verricht, behoudens voor zover deze leidingen en hulpmiddelen onderdeel uitmaken van een directe lijn of zijn gelegen binnen de installatie van een afnemer.

Gemiddelde hersteltijd component

De gemiddelde duur van een storing aan een component [eenheid: uren: minuten].

Gemiddelde hersteltijd levering

De gemiddelde duur van een onderbreking ongeacht het aantal getroffen klanten per onderbreking [eenheid: uren: minuten].

Gemiddelde onderbrekingsduur

De gemiddelde onderbrekingsduur is een indicator om het gewogen gemiddelde (gemiddeld over alle onderbroken klanten) aan te geven van de tijdsduur van de onderbreking.

De gemiddelde onderbrekingsduur wordt bepaald met behulp van de volgende formule:

Gemiddelde onderbrekingsduur = $\Sigma (GA * T) / \Sigma GA$, waarbij:

GA het aantal getroffen afnemers

T de tijdsduur in minuten die verstrijkt tussen het aanvangstijdstip onderbreking en het tijdstip van beëindiging onderbreking

Σ sommatie over alle onderbrekingen van het desbetreffende jaar van registratie betreft

De gemiddelde onderbrekingsduur is gerelateerd aan de effectiviteit van de organisatie om storingen en onderbrekingen op te lossen.

Geplande onderbrekingen

Onderbrekingen die noodzakelijk zijn vanwege bijvoorbeeld onderhoud of vervanging. Het gaat hierbij om werkzaamheden die vooraf op de voorgeschreven wijze kenbaar zijn gemaakt.

Getroffen klanten

Het aantal individuele klanten dat bij een onderbreking geen spanning meer heeft.

Incident

Voorval dat een ongelukkige afloop heeft gehad of had kunnen hebben.

Jaarlijkse uitvalduur

De jaarlijkse uitvalduur is een veelvuldig gebruikte internationale indicator om de mate van betrouwbaarheid aan te geven. Het geeft in feite het aantal minuten weer dat een gemiddelde klant uit het totale klantenbestand in een jaar geen stroom heeft.

De jaarlijkse uitvalduur wordt bepaald met behulp van de volgende formule:

Jaarlijkse uitvalduur = $\Sigma(GA * T) / TA$, waarbij:

GA het aantal getroffen afnemers

T de tijdsduur in minuten die verstrijkt tussen het aanvangstijdstip onderbreking en het tijdstip van beëindiging onderbreking

TA het totale aantal afnemers

Σ sommatie over alle onderbrekingen van het desbetreffende jaar van registratie betreft

De jaarlijkse uitvalduur is gerelateerd aan de kwaliteit van het elektriciteitsnet en de effectiviteit van de organisatie om storingen en onderbrekingen op te lossen. Uit de formules van de kwaliteitsindicatoren kan worden afgeleid dat de jaarlijkse

uitvalduur gelijk is aan het product van onderbrekingsfrequentie en de gemiddelde onderbrekingsduur.

De jaarlijkse uitvalduur wordt algemeen beschouwd als de meest relevante indicator voor de beoordeling van de kwaliteit.

Klant

Een aangeslotene bij een netbeheerder conform de definitie in de Netcode van de Energiekamer, overigens met uitzondering van aansluitingen zonder verblijfsfunctie, zoals lantaarnpalen, bushokjes etc.

Klant gerelateerde investeringen

Hieronder vallen investeringen die benodigd zijn om de klanten van voldoende capaciteit te voorzien zowel op de korte als lange termijn.

Kwaliteits- en capaciteitsdocument

Het document bedoeld in artikel 21, tweede lid van de Elektriciteitswet 1998 of artikel 8, tweede lid van de Gaswet.

Kwaliteitsmanagementsysteem

Managementsysteem voor het sturen en beheersen van een organisatie met betrekking tot kwaliteit. Opmerking 1: Een managementsysteem is een geheel van samenhangende elementen dat wordt gebruikt om het beleid en de doelstellingen vast te stellen en deze doelstellingen te halen. Opmerking 2: Een managementsysteem omvat organisatiestructuur, planningsactiviteiten, verantwoordelijkheden, werkwijzen, procedures, processen en middelen.

Managementsysteem

Geheel van samenhangende of elkaar beïnvloedende elementen van een organisatie om beleid en doelstellingen vast te stellen, alsmede de processen om die doelstellingen te bereiken. Opmerking 1: Een managementsysteem kan betrekking hebben op een of meer disciplines. Opmerking 2: Tot de elementen van het systeem behoren de organisatiestructuur, rollen en verantwoordelijkheden, planning, uitvoering, enz. Opmerking 3: Het toepassingsgebied van een managementsysteem kan de gehele organisatie omvatten, specifieke en geïdentificeerde functies van de organisatie, specifieke en geïdentificeerde onderdelen van de organisatie, of een of meer functies in een groep van organisaties.

Meetinrichting

Het gehele samenstel van apparatuur dat ten minste tot doel heeft het uitgewisselde gas en de elektriciteit te meten.

Monitoring

Metten en verzamelen van gegevens en het analyseren en interpreteren hiervan om veranderingen te signaleren. Opmerking: Een voorbeeld van monitoring is conditiemonitoring ofwel monitoring van de toestand van de asset.

Netbeheerder

Onafhankelijke, daartoe aangewezen organisatie die een transport- en/of distributienet voor elektriciteit en/of gas beheert.

Netten

Elektriciteitsnet: één of meer verbindingen voor het transport van elektriciteit en de daarmee verbonden transformator-, schakel-, verdeel- en onderstations en andere hulpmiddelen, behoudens voor zover deze verbindingen en hulpmiddelen onderdeel uitmaken van een directe lijn of liggen binnen de installatie van een producent of van een afnemer.

Netvlak

Een deel van het net waarvoor geldt dat de verbruikers aangesloten op dit deel van het net eenzelfde tarief in rekening krijgen.

Noodsituatie

Voorval of dreiging met dusdanige maatschappelijke gevolgen dat directe actie noodzakelijk is om deze maatschappelijke gevolgen te beperken.

Onderbrekingsfrequentie

De onderbrekingsfrequentie staat voor het gemiddeld aantal keer dat een klant in een jaar met een onderbreking wordt geconfronteerd. De onderbrekingsfrequentie wordt bepaald met behulp van de volgende formule:

Onderbrekingsfrequentie = $\Sigma GA / TA$, waarbij:

GA het totale aantal getroffen afnemers

TA het totale aantal afnemers

Σ sommatie over alle onderbrekingen van het desbetreffende jaar van registratie betreft

De onderbrekingsfrequentie is gerelateerd aan de kwaliteit van het elektriciteitsnet.

Onderbreking in het transport van elektriciteit

De niet-beschikbaarheid van een onderdeel van een net die gepaard gaat met onderbreking van de transportdienst bij een of meer afnemers die ten minste vijf seconden duurt.

Preventieve maatregel

Actie om de oorzaak van een mogelijke toekomstige afwijking, storing of incident weg te nemen.

Procedure

Gespecificeerde wijze van het uitvoeren van een activiteit of proces.

Registratie

Document waarin bereikte resultaten kenbaar zijn gemaakt of waarin het bewijs wordt geleverd van uitgevoerde activiteiten.

Restrisico

Risico na implementatie van beheersmaatregelen ter reducering van het oorspronkelijke risico.

Risico

Combinatie van de waarschijnlijkheid dat een gespecificeerde ongewenste en/of gevaarlijke gebeurtenis zich voordoet en de gevolgen daarvan.

Risicobeoordeling

Algeheel proces van het bepalen van de omvang van een risico en beoordeling van de aanvaardbaarheid van dat risico.

Risico-identificatie

Systematisch proces van onderkenning dat een risico bestaat en van beschrijving van de eigenschappen van dat risico.

Security

Afwezigheid van onaanvaardbare risico's voor kritische objecten en processen, als gevolg van dreiging vanuit de omgeving met potentieel ernstig gevaar van langdurige en grootschalige leveringsonderbreking. Opmerking 1: In dit kader worden zowel natuurverschijnselen (incl. overstroming en pandemie) als moedwillig wederrechtelijk handelen (incl. staking en terrorisme) begrepen. Opmerking 2: In dit kader is de verantwoordelijkheid van de netbeheerder beperkt tot wat redelijkerwijs kan worden gevraagd vanuit goed huisvaderschap in een geordende maatschappij, waarbij de overheid verantwoordelijk is voor inzicht geven in dreigingen van en zorg dragen voor bescherming tegen daar buiten tredende gebeurtenissen, als overstroming en terrorisme. Dit laat onverlet de gezamenlijke verantwoordelijkheid voor op elkaar afgestemde maatregelen. Opmerking 3: In het kader van vigerende wet- en regelgeving wordt in dit verband gesproken over 'bescherming'.

Storing (elektriciteit)

Plotseling optredende ongewilde verandering in het functioneren van een netcomponent of netdeel, of van de bijbehorende bedrijfsomstandigheden.

Opmerking: Indien een storing leidt tot het niet leveren van elektriciteit aan een of meer aangeslotenen, wordt gesproken van een onderbreking (Ministeriële Regeling Kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas).

Storingen met onderbrekingen

Onvoorziene onderbrekingen door storingen in het elektriciteitsnet waarbij aangesloten klanten geen stroom meer hadden.

Tijdstip van beëindiging onderbreking

Het moment waarop bij alle afnemers het transport van elektriciteit of gas op het oorspronkelijke niveau is hervat.

Totale aantal afnemers

Het totale aantal afnemers die op 1 januari van het jaar waarop de registratie betrekking heeft, zijn aangesloten op het net van de netbeheerder of op onderliggende netvlakken die door andere netbeheerders worden beheerd.

Uitbreiding

1. Het borgen van de capaciteit van de netten en/of aansluitingen door aanleg van nieuwe netten en/of aansluitingen.
2. Het borgen van de capaciteit van de netten en/of aansluitingen door bestaande netten en/of aansluitingen te vervangen door exemplaren met een grotere capaciteit.

Veilige bedrijfsvoering

Afwezigheid van onaanvaardbare risico's voor de omgeving, als gevolg van het transport- en distributienet met potentieel gevaar van letsel of ernstige schade. Opmerking: In dit kader wordt zowel intrinsieke netveiligheid als arbeidsveiligheid begrepen.

Veiligheid

Afwezigheid van onaanvaardbare risico's, waarbij het zowel risico's betreft voor de omgeving (letsel of schade) vanuit falen van infrastructuur of van de bedrijfsprocessen als gevolg van onbedoeld menselijk handelen, als risico's voor de infrastructuur of de bedrijfsprocessen (schade of integriteit) vanuit de omgeving als gevolg van een natuurverschijnsel of moedwillig menselijk handelen. Opmerking: Onder veiligheid wordt zowel een veilige bedrijfsvoering als security bedoeld.

Veiligheidsmanagementsysteem

Onderdeel van het managementsysteem van een organisatie dat wordt gebruikt om haar beleid ter voorkoming van afwijkingen, storingen en incidenten te ontwikkelen en te implementeren en de risico's op afwijkingen, storingen en incidenten te beheren.

Verbruikersminuten

Is per onderbreking het product van het aantal getroffen klanten en de tijdsduur van de onderbreking in minuten. Verbruikersminuten worden gebruikt om de omvang van stroomonderbrekingen objectief met elkaar te kunnen vergelijken. Hierin komt zowel het aantal getroffen klanten als de duur van de onderbreking tot uiting. Als bijvoorbeeld 1000 klanten gedurende 1 minuut geen stroom hebben, is de omvang van de onderbreking 1000 verbruikersminuten. Een onderbreking waarbij 10 klanten gedurende 100 minuten geen stroom ontvangen, heeft dezelfde omvang.

Vervanging

Het borgen van de kwaliteit en veiligheid van de netten en/of aansluitingen door het (deels) vervangen en/of verleggen van bestaande netten en/of aansluitingen.

Voorziene onderbreking

Een onderbreking die ten minste drie werkdagen tevoren door de netbeheerder bij de betrokken afnemers is aangekondigd.

Zeer grote onderbrekingen

Onderbrekingen met een omvang van meer dan 2,5 miljoen verbruikersminuten. Ter indicatie: een onderbreking die aan de grenswaarde voldoet, is een storing waarbij 50.000 klanten gedurende 50 minuten geen elektriciteit hebben.

Gebruikte afkortingen

ACM	Autoriteit Consument & Markt
AERO	Analyse en Rapportage Omgeving
AIV	Asset Informatie Voorziening
AM	Asset Management
BD	Bedieningsdeskundige
BEI-BS	Bedrijfsvoering van Elektrische Installaties, Branche Supplement
BHV	Bedrijfs Hulp Verlener
BSC	Balanced Score Card
CEO	Chief Executive Officer
CKB	Certificatieregeling Kabelinfrastructuur en Buizenlegbedrijven
CRM	Corporate Risk Manager
CSC	Customer Service Centre
CV	Centrale Verwarming
DCO	Decentrale Opwekking
DNV-GL	Det Norske Veritas – Germanischer Lloyd. (test- en certificatie-instituut, voorheen KEMA)
DT	Directie Team
DVO	Dienstverleningsovereenkomst
ECN	Energie Onderzoekcentrum Nederland
EDPLK	polyEtheen, staalDraadpantser PapierLoodKabel
EN	Europese Norm
ERP	Enterprise Resource Planning
FMECA	Failure Mode Effects Criticality Analysis
GA	Het aantal getroffen afnemers

GDS	Gesloten distributie systeem	Lovisil	Lovink siliconen gevulde middenspanningsmof
GIS	Geografisch Informatie Systeem	LS	Laagspanning (lager dan 1 kV)
GO	Gebouwde omgeving	MIOP	Meerjaren Investerings- en Onderhoudsplan
GPLK	Gepantserde Papier Lood Kabel	MR-Q	Ministeriële Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas
HD	Hogedruk	MS	Middenspanning (1 kV tot 25 kV)
HR	Hoogrendement	MT	Management Team
HRE	Hoogrendement met elektriciteitsopwekking (micro warmte kracht eenheid)	MVA	Mega Volt Ampère (aanduiding voor vermogen, 1.000.000 voltampère)
HS	Hoogspanning (35 kV en hoger)	MW	Megawatt (1.000.000 watt)
HSE	Health Safety & Environment	NEN	Nederlandse Norm
ICT	Informatie en Communicatie Technologie	Nestor	Netstoringen registratie
IMF	Internationaal Monetair Fonds	NMa	Nederlandse Mededingingsautoriteit
IRIS	Infra Registratie & Informatie Systeem	NTA	Nederlandse Technische Afspraak
ISO	International Standardization Organisation	OIV	Operationeel Installatie Verantwoordelijke
IVB	Installatie Verantwoordelijke Bedrijfsvoering	OP	Ondernemingsplan
KBS	Kwaliteitsbeheersysteem	ORV	Objectiveerbaar Regionaal Verschil
KCD	Kwaliteits- en Capaciteitsdocument	OvV	Onderzoeksraad voor de Veiligheid
KLO	Kabel en Leiding Overleg	OWTS	Oscillating Wave Test System (diagnostische meettechniek voor middenspanningskabels)
KLIC	Kabels en Leidingen Informatie Centrum	PAS	Publicity Available Specification
KMS	Kwaliteitsmanagementsysteem	PDCA	Plan, Do, Check, Act
K&P	Kwaliteit en Processen	PM	Planned Maintenance
Ksandr	Knowledge Sharing and Research	PS	Project Structure
kV	Kilovolt (1.000 volt)	PQM	Power Quality Monitoring
KV	Kleinverbruik	PV	Photovoltaic
LNB	Landelijke netbeheerder	PVC	Poly Vinyl Chloride

Ravo - G	Rubber Aderisolatie met Vinyl Omhulling – Gepantserde kabel (kabel die in het verleden is toegepast voor laagspanningsaansluitingen)	T	Tijdsduur in minuten die verstrijkt tussen het aanvangstijdstip onderbreking en het tijdstip van beëindiging onderbreking
RBAM	Risk Based Asset Management	TA	Totaal aantal afnemers
RC	Regionaal bedrijfsvoeringsCentrum	TAO	Toestand Afhankelijk Onderhoud
RES	Regionale energiestrategie	TECE-mof	Kunsthars middenspanningsmof van fabrikaat Thews & Clüver
RGA	Resultaat Gerichte Afspraken	TenneT	TenneT TSO B.V.
RI&E	Risico Inventarisatie & Evaluatie	TSO	Transmission System Operator
RMC	Risico Management Commissie	TVW	Transitie visie warmte
RMO	Risico Management Overleg	VCA	Veiligheid, gezondheid en milieu Checklist Aannemers
RNB	Regionale netbeheerder	VCO	Veiligheid, gezondheid en milieu Checklist Opdrachtgevers
SAP	Systems Applications and Products	VGM	Veiligheid, gezondheid en milieu
SCG	Smart Cable Guard (diagnostiek-systeem voor middenspanningskabels in bedrijf)	VIAG	Veiligheidsinstructie Aardgas
SDE	Subsidie voor duurzame energie	VWI	Veiligheid Werk Instructie
SLA	Service Level Agreement	WAP	Willem Anna Polder
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen	WCT	Westerschelde Container Terminal
SP	Service Provider	WKK	Warmte Kracht Koppeling
SVS	Switch Vacuüm System	WON	Wet Onafhankelijk Netbeheer
Σ	Sommatie over alle onderbrekingen van het desbetreffende jaar van registratie	XLPE	Cross Linked Polyethylene

Bijlage 2

Resultaten zienswijze marktconsultatie

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
35	1	In de RES en de Systeemstudie is de verwachte groei van zonneparken op land en water beschreven en in tabel 5.2. opgenomen.

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
Het scenario regionale sturing gaat (van de drie scenario's) uit van de grootste groei van opwekking door zon op land/water. Anders dan bij opwekking van windenergie zijn er geen provinciale afspraken over concentratielocaties. Op welke wijze is de verwachte groei van het aantal locaties en het vermogen van de zonneparken verdeeld over de regio om tot berekeningen van mogelijke overbelasting te komen, als later wordt toegelicht op pagina 60.	Rijkswaterstaat Zee en Delta	De vanuit het RES bekende Zon-pv initiatieven zijn toebedeeld op stationsniveau. Het verschil tussen het ambitieniveau van 2030 en de bekende initiatieven zijn naar rato verdeeld over alle stations in Zeeland.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
76	1	Er kunnen echter belemmeringen zijn, zoals ruimtegebrek en tijdigheid, en het kan zijn dat andere maatregelen tot lagere kosten voor de maatschappij leiden. In de systeemstudie zijn deze maatregelen beschreven inclusief de belemmeringen die er bestaan.

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
Rijkswaterstaat heeft gronden (land/water) in eigendom die beschikbaar komen (nabij Kreekraksluizen en Krammersluizen) en ook nog benut kunnen worden voor de opwekking van hernieuwbare electriciteit, vooral dmv zonneparken. Gelet op de potentie voor opwekking hieronder enkele vragen mbt de beschikbare netcapaciteit: (1) Is het denkbaar dat er vertraging ontstaat in de behandeling van vergunningaanvragen voor zonneparken doordat de netcapaciteit lokaal niet toereikend is? (2) Is het denkbaar dat er een stop komt op de realisatie van nieuwe (zonne)parken, om diezelfde reden? (3) Is het mogelijk dat de maximale levering van energie van bestaande parken wordt begrensd, om diezelfde reden?	Rijkswaterstaat Zee en Delta	Enduris heeft geen bevoegd gezag met betrekking tot vergunningsaanvragen. Dit is een taak voor gemeenten. De situatie zal afhankelijk zijn van lokale specifieke omstandigheden. Er zijn meerdere bekende initiatieven rondom hoofdverdeelstation Rilland waarbij de gezamenlijke vermogens de beschikbare capaciteit op het hoofdverdeelstation overstijgen. Enduris hanteert de aanvragen volgens de gebruikelijke procedures rondom congestie-management en transportindicaties.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
78	1	Als gevolg van diverse factoren kan de kwaliteit en veiligheid van het elektriciteits- en gasnet verminderen waardoor het risico op storingen toeneemt en de gewenste kwaliteit, betrouwbaarheid en veiligheid niet kan worden geleverd.

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
Rijkswaterstaat Zee en Delta is beheerder van vitale infrastructuur. Continuïteit van het energienet is daartoe een belangrijke randvoorwaarde. In hoeverre dient onze organisatie ermee rekening te houden dat er in de toekomst vaker situaties van kortstondig en langduriger stroomuitval kunnen optreden?	Rijkswaterstaat Zee en Delta	Enduris heeft begrip voor de belangen van Rijkswaterstaat als beheerder van vitale infrastructuur. Een storing die resulteert in een transport-onderbreking kan meerdere oorzaken hebben. Op sommige oorzaken heeft Enduris geen of beperkt invloed, zoals op weers- en grondomstandigheden en graafwerkzaamheden. Enduris heeft wel invloed op de kwaliteit van haar net; zij streeft naar handhaving van het huidige kwaliteitsniveau in de toekomst. Daarbij moet wel opgemerkt worden dat Enduris een maatschappelijke taak heeft om op de meest doelmatige manier zorg te dragen voor een betaalbare energievoorziening. Wat doelmatig en betaalbaar is, wordt mede ingevuld door het maatschappelijk debat en de inkomsten die de netbeheerders krijgen om invulling te geven aan hun taak. Het is niet uit te sluiten dat netbeheerders en de maatschappij in de toekomst andere keuzes maken en prioriteiten stellen ten aanzien van het behalen van doelstellingen en de betaalbaarheid van het net, welke keuzes gevolgen kunnen hebben voor het wel of niet aanvaarden van een grotere (statistische) kans op storingen.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
30		bijlschrift figuur 5.4
ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
verwijzing naar links en rechts zijn verwisseld	Rijkswaterstaat Zee en Delta	Is aangepast

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
p69/70	tabel 6.5, 6.6 en 8.1	tabel

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
Deze informatie is erg nuttig voor gemeenten, omdat ze eind 2021 een Transitievisie Warmte gemaakt moeten hebben. Daarvoor zijn twee aspecten van belang: • Meekoppelkansen. Als gemeenten goed weten wat de planning van de netbeheerder is, kunnen ze die informatie meewegen bij het maken van hun Transitievisie warmte. Op die manier kunnen verschillende werkzaamheden mogelijk gecombineerd worden, wat goedkoper is, en minder overlast met zich meebrengt. • In welke wijken is op welke termijn ruimte op het net om wijken eventueel een all electric warmtevoorziening te geven? Uiteraard moet een gemeente met haar netbeheerder overleggen over de mogelijkheden, maar een eerste indicatie middels bv een stoplichtsysteem, zou erg prettig zijn. Daarom zou het erg fijn zijn als deze informatie ook als GIS-data gedeeld kan worden, in een format dat gemeenten kunnen inlezen in hun eigen GIS-applicatie. Naarmate het detailniveau van de informatie preciezer is, kunnen gemeenten de informatie beter meewegen in hun beslissingen. Daarnaast zou het prettig zijn als netbeheerders hun plannings uniform zouden ontsluiten. Het is begrijpelijk dat dat voor deze planningsronde geen optie meer is, maar we zouden het zeer waarderen als er voor de volgende planningsronde gekeken wordt wat er mogelijk is om de planningsronde meer te uniformeren.	VNG	Stedinggroep trekt graag als partner met gemeenten op in het opstellen van transitieplannen, zoals de Transitievisie Warmte. De (regionale) overleggen die plaatsvinden in het kader van deze transitieplannen dienen voor het uitwisselen van inzichten en meer gedetailleerde gegevens over de concreet te verwachten ontwikkelingen, om gezamenlijk tot een meerjarenplan te komen waarin koppelkansen optimaal benut worden. Wellicht dat in deze overleggen afspraken gemaakt kunnen worden over de manier en de vorm van de informatie-uitwisseling om dat doel te bereiken.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
-	-	-

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
Individuele pluspunten voor netbeheerder. Enduris In de introductie geeft Enduris aan samen met stakeholders een duurzame energievoorziening in Zeeland te willen realiseren. Energie-Nederland waardeert dat de samenwerking wordt gezocht en neemt graag deel aan deze samenwerking.	Energie-Nederland	Energienederland en haar leden maken deel uit van de gezamenlijke energielandschap. Uiteraard staan wij open voor samenwerking binnen de kaders die mogelijk zijn.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
--------	--------	---------------

Gehanteerde scenario's

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
------------	---------------------	-----------------

In het investeringsplan wordt gesproken over een negen tal scenario's waar uit gekozen kon worden. Daar zijn er drie uit gekozen waarvan er twee als uiterste zijn genomen en de RES Zeeland als referentie scenario. Is met deze selecte keuze de analyse voldoende robuust en wordt er voldoende rekening gehouden met de mogelijkheid van een versnelde transitie?

Energie-Nederland

Ja

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
--------	--------	---------------

Risicobeoordeling en identificering van knelpunten

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
------------	---------------------	-----------------

Bij de indentificering van knelpunten is een overzicht gegeven voor welk knelpunt met welk scenario een knelpunt op zal treden. Energie-Nederland waardeert deze duidelijke tabel omdat het goed laat zien waar er nog ruimte in het net zit en het laat de investeringen over de tijd zien.

Energie-Nederland

Dank voor het compliment.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
--------	--------	---------------

69-70

Tabel

ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
------------	---------------------	-----------------

In deze tabel, op pagina's 69-70, staan vier knelpunten waarvan de oplossing onderdeel is van dit investeringsplan. Er vanuitgaand de de RES Zeeland het meest realistische scenario is zullen er in 2020 nog twee knelpunten ontstaan die niet opgelost worden (Goes-E – Zierikzee 1 & 2) en een knelpunten waar volgend jaar (2021) een knelpunt zou optreden (Oosterland), waarom zijn deze knelpunten niet opgenomen in dit investeringsplan en worden deze pas op een later tijdstip opgelost?

Energie-Nederland

De betreffende twee knelpunten zijn beschreven in bijlage 11, ID05-10. De voorbereidingen voor het oplossen van deze knelpunten zijn gestart in 2018. De oplossing voorziet in het ontsluiten van de eilanden SchouwenDuiveland en Tholen op 150 kV spannings-niveau. Inbedrijfname van de nieuwe infrastructuur, en daarmee oplossing van de knelpunten, wordt verwacht in 2025.

PAGINA	ALINEA	BETREFT TEKST
167		ID18: Locatie Hoofdverdeelstation Oostburg (Kwalitatieve beschrijving) Het verwachte capaciteitstekort op station Oostburg bedraagt conform de reguliere capaciteitsplanning van Enduris 68 MW in 2030. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2025. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door zon. De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2023. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt eind 2025 opgeleverd. Investering: Startjaar voorbereidingen: 2023 IBN: 2025 Investering: circa € 8 mln De investering voorziet in de realisatie van een extra MS-verdeelinstallatie welke aangesloten wordt op een nieuwe 150/20 kV transformator en een 15/20/10 kV transformator. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 90 MW toe.
ZIENSWIJZE	BEDRIJF/ORGANISATIE	REACTIE ENDURIS
De ontwikkelaars van zonneparken wrijven al in hun handen. De eerste heeft zich al gemeld. Betekent dit dat er definitief een uitbreiding aankomt?	Gemeente Sluis	In het reguliere capaciteitsplanningsproces verwacht Enduris een knelpunt vanaf het jaar 2025. Enduris volgt de ontwikkelingen in de betreffende regio en zal een uitbreiding realiseren wanneer hier noodzaak toe is. Op basis van de huidige inzichten zal dit in de periode 2023-2025 plaatsvinden.

Bijlage 3

Resultaten zienswijze ACM

Volgt na toetsing ACM.

Bijlage 4

Elektriciteitsnetten

A. Hoog- en tussenspanning

Het elektriciteitsnet is als volgt opgebouwd, zie Figuur B4.1. Op het hoogste spanningsniveau bevindt zich het door TenneT beheerde hoogspanningsnet van 380 kV en 150 kV. Er loopt een 380 kV-verbinding van de Sloe- en Borsselecentrales over Zuid-Beveland naar Rilland, van waaruit verdere verbindingen lopen naar Noord-Brabant (Geertruidenberg) en België (Zandvliet). Een nieuw tracé dat in aanleg is tussen Borssele en Willem Anna Polder en loopt over Goes, zal het zuidelijker tracé vervangen.



- 1 Vlissingen
- 2 Middelburg
- 3 Vlissingen-Oost
- 4 Borssele
- 5 Goes de Poel
- 6 Goes Evertsenstraat
- 7 Zierikzee
- 8 Oosterland
- 9 St. Maartensdijk
- 10 Kruiningen
- 11 WAP (Biezelinghe)
- 12 Rilland
- 13 Westdorpe
- 14 Sas van Gent
- 15 Terneuzen-Zuid
- 16 Cambron
- 17 Terneuzen
- 18 Oostburg

Figuur B4.1 Topologie van het elektriciteitsnet in Zeeland

Er lopen ook 150 kV-verbindingen over Zuid-Beveland, van Rilland tot Middelburg en Vlissingen. Bovendien liggen er twee kabels onder de Westerschelde. Aan de kant van Zeeuws-Vlaanderen is Elsta aangesloten op het 150 kV-net en loopt door naar Westdorpe met een tak naar Oostburg. Extra 150 kV kabels zijn gepland van Goes naar Terneuzen en Westdorpe (deze zijn nog niet ingetekend op bovenstaande kaart).

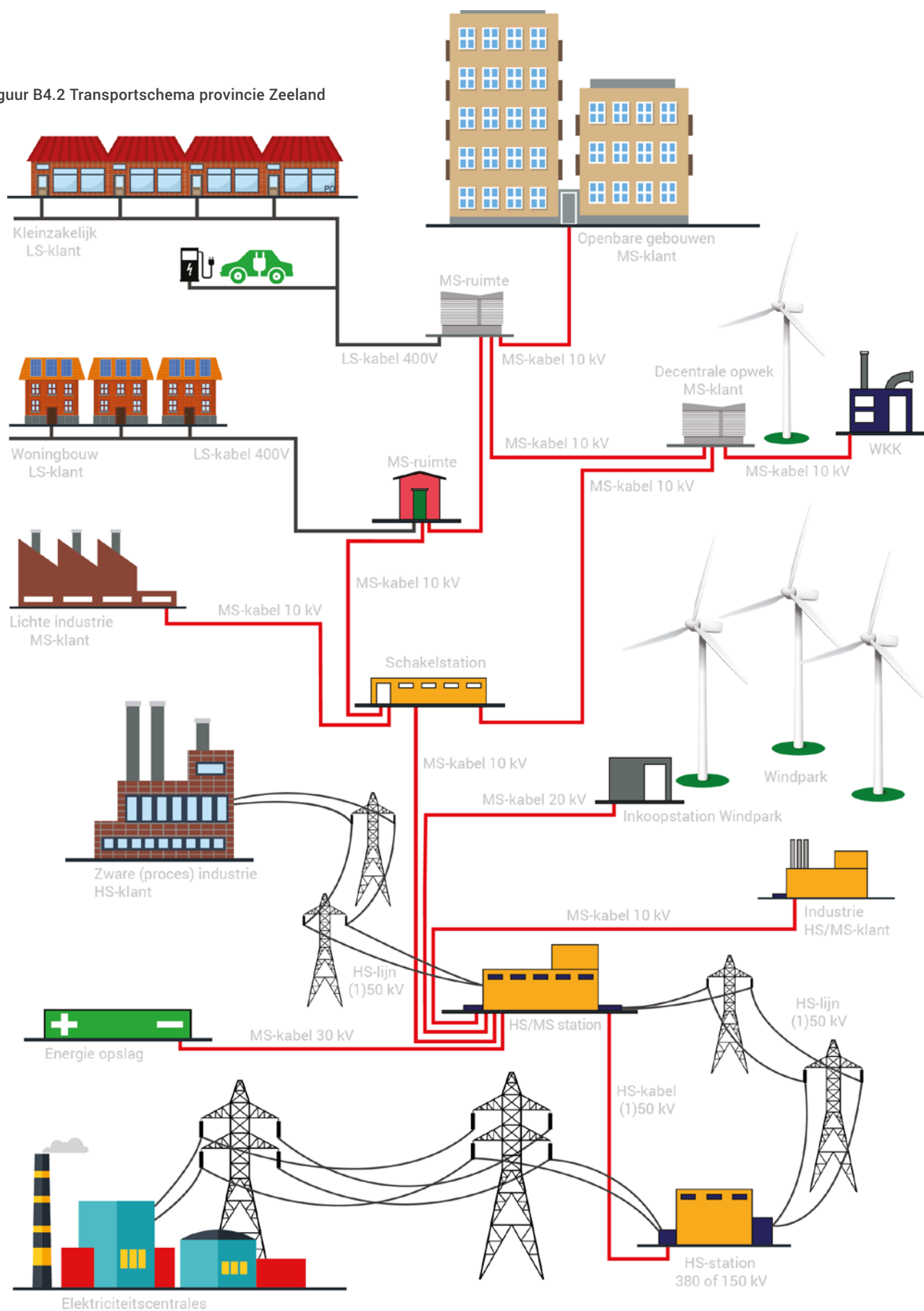
Het netwerk van Enduris is op elf punten gekoppeld aan het hoogspanningsnet van TenneT. Deze locaties worden ook wel koppelingstations genoemd. Hier bevinden zich onder andere de hoogspanningstransformatoren die de spanning van 150 kV naar 10, 20,

30 of 50 kV transformeren. Deze transformatoren en achterliggende componenten zijn in het bezit van Enduris. Verder heeft Enduris een eigen tussenspanningsnet dat bedreven wordt op een spanning van 50 kV. In Zeeuws-Vlaanderen is er 50 kV-net van Elsta/Dow tot Sas van Gent met een tak naar Hulst (Cambron). Station Westdorpe heeft een centrale functie in Zeeuws-Vlaanderen. Daarnaast is er een lus van 50 kV die Zuid-Beveland, Noord-Beveland, Schouwen-Duiveland en Tholen verbindt. Op diverse punten in dit net wordt de spanning van 50 kV getransformeerd naar 10 kV. Deze locaties worden hoofdverdeelstations genoemd. Alle hoofdverdeelstations zijn in figuur B4.1 weergegeven.

B. Midden en laagspanning

Elektriciteit wordt vanaf de hoofdverdeelstations uitsluitend via ondergrondse verbindingen verder getransporteerd. Als spanningsniveau voor de distributie wordt voornamelijk 10 kV toegepast. In incidentele gevallen, met name voor aansluiting van forse windparken, wordt tegenwoordig gebruik gemaakt van een spanning van 20 kV. In Vlissingen-Oost ligt een 30 kV-net van beperkte omvang waarop industriële klanten en een windpark zijn aangesloten.

Figuur B4.2 Transportschema provincie Zeeland



In figuur B4.2 is het elektriciteitsnet inclusief midden- en laagspanningsnet schematisch weergegeven.

Achter de meeste hoofdverdeelstations bevindt zich een aantal subverdeelpunten, zogenaamde schakelstations, van waaruit het transport naar de middenspanningsruimtes loopt. Op twee plaatsen in de provincie is, in verband met de grote afstanden en daarmee de evenredig hoge spanningsverliezen, een middenspanningsregelstation geplaatst. Achter de schakel- en middenspanningsregelstations liggen ringvormige distributienetten op 10 kV. In de distributienetten is een veelheid aan middenspanningsruimtes

opgenomen. De middenspanningsruimtes zetten de spanning om naar een niveau van 400 Volt. Vanuit de stations wordt de energie verder verdeeld door het laagspanningsdistributienet. Het laagspanningsnet op 400 Volt is stervormig uitgelegd en bestaat uit laagspanningsverdeelkasten en laagspanningskabel. Enduris maakt aftakkingen op de laagspanningskabel door een aansluitkabel te leggen naar woningen en klein zakelijke klanten. Deze aansluitkabel wordt afgezekerd en voorzien van een meetinstallatie. In tabel B4.1 zijn de belangrijkste assetgroepen en de daarbij behorende aantallen per 1 januari 2020 weergegeven.

Tabel B4.1 Weergave assetgroepen en aantallen

ASSETGROEP	AANTALLEN PER 1 JANUARI 2020
Hoofdverdeelstations	18 stuks
Schakelstations	58 stuks
Middenspanningsruimtes	3.770 stuks
Laagspanningsverdeelkasten	3.547 stuks
Laagspanningsregelaars	12 stuks
Hoogspanningskabel	132 km
Hoogspanningslijn	32 km
Middenspanningskabel	4.430 km
Laagspanningskabel	5.385 km
Aansluitingen	ca.218.000 stuks

In de voorgaande editie van het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Elektriciteit 2018 - 2027 worden de assets uit tabel B4.1 nader beschreven. In het document 'Basisinformatie over energie-infrastructuur' (2019) uitgegeven door Netbeheer Nederland wordt nader uitgelegd hoe de elektriciteitsnetten werken, hoe ze veranderen door de energietransitie en worden inzichten in kosten en ruimtegebruik gegeven.

Bijlage 5 Gasnetten

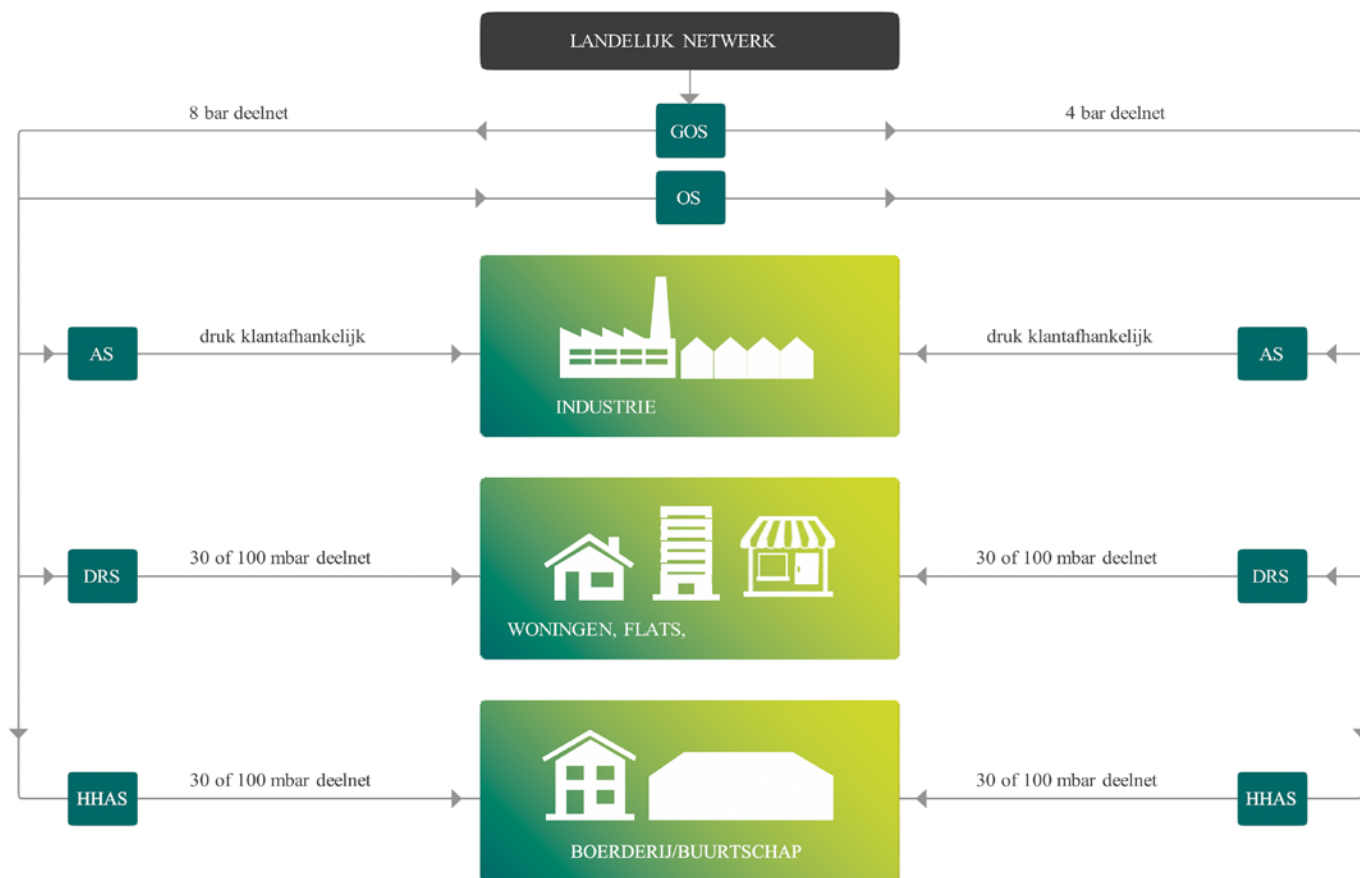
Enduris verzorgt het dagelijks transport van gas aan 194.000 huishoudens, bedrijven en instellingen. Om dit te kunnen realiseren beschikt Enduris over een uitgebreid gasnet. Dit gasnet is opgebouwd uit verschillende componenten en systemen. In hoofdlijnen ziet het er als volgt uit. Op twee plaatsen in de provincie is het gasnet gekoppeld met het hoogcalorisch gastransportnetwerk van ZEBRA Gasnetwerk B.V. (ZEBRA) en op 23 punten aan het landelijke laagcalorisch hoofdtransportsysteem van Gasunie Transport Services B.V. (GTS).

In figuur B5.1 wordt de opbouw van het laagcalorisch netwerk schematisch weergegeven. Het laagcalorisch netwerk wordt gevoed door de gasontvangstations (GOS) van GTS. In deze

stations wordt de druk van het gas gereduceerd naar 8 of 4 bar en wordt daarna verder getransporteerd naar de hogedrukafleveringsstations (AS), de overslagstations (OS), de districtreguleringstations (DRS) en de hogedrukhuisaansluitsets (HHAS). In het 8 bar deelnet wordt de druk in de OS-sen verlaagd naar 4 bar. Zowel in het 8 bar als het 4 bar deelnet wordt in de DRS-sen en HHAS-sen de druk verder gereduceerd naar 100 of 30 mbar en vanuit dit deelnet vindt de levering aan de afnemers plaats.

In tabel B5.1 zijn de belangrijkste assetgroepen en de daarbij behorende aantallen per 1 januari 2020 weergegeven. Een grafisch overzicht van de hogedruktransportnetten (<16 bar) is te vinden in figuur B5.2.

Figuur B5.1 Opbouw van het laagcalorisch netwerk



Tabel B5.1 Weergave assetgroepen en aantallen (Bron: CODATA)

ASSETGROEP	AANTALLEN PER 1 JANUARI 2017	AANTALLEN PER 1 JANUARI 2020
Gasontvangstations	28 stuks	28 stuks
Afleveringsstations	151 stuks	147 stuks
Districtsregelstation	376 stuks	379 stuks
Hogedrukhuisaansluitset	166 stuks	163 stuks
Overslagstations	23 stuks	24 stuks
Deelnet > 16 bar	55 km	55 km
Deelnet 8 - 16 bar	219 km	221 km
Deelnet 1 - 4 bar	677 km	680 km
Deelnet <=200 mbar	3.930 km	3.928 km
Aansluitingen	191.938 stuks	194.162 stuks

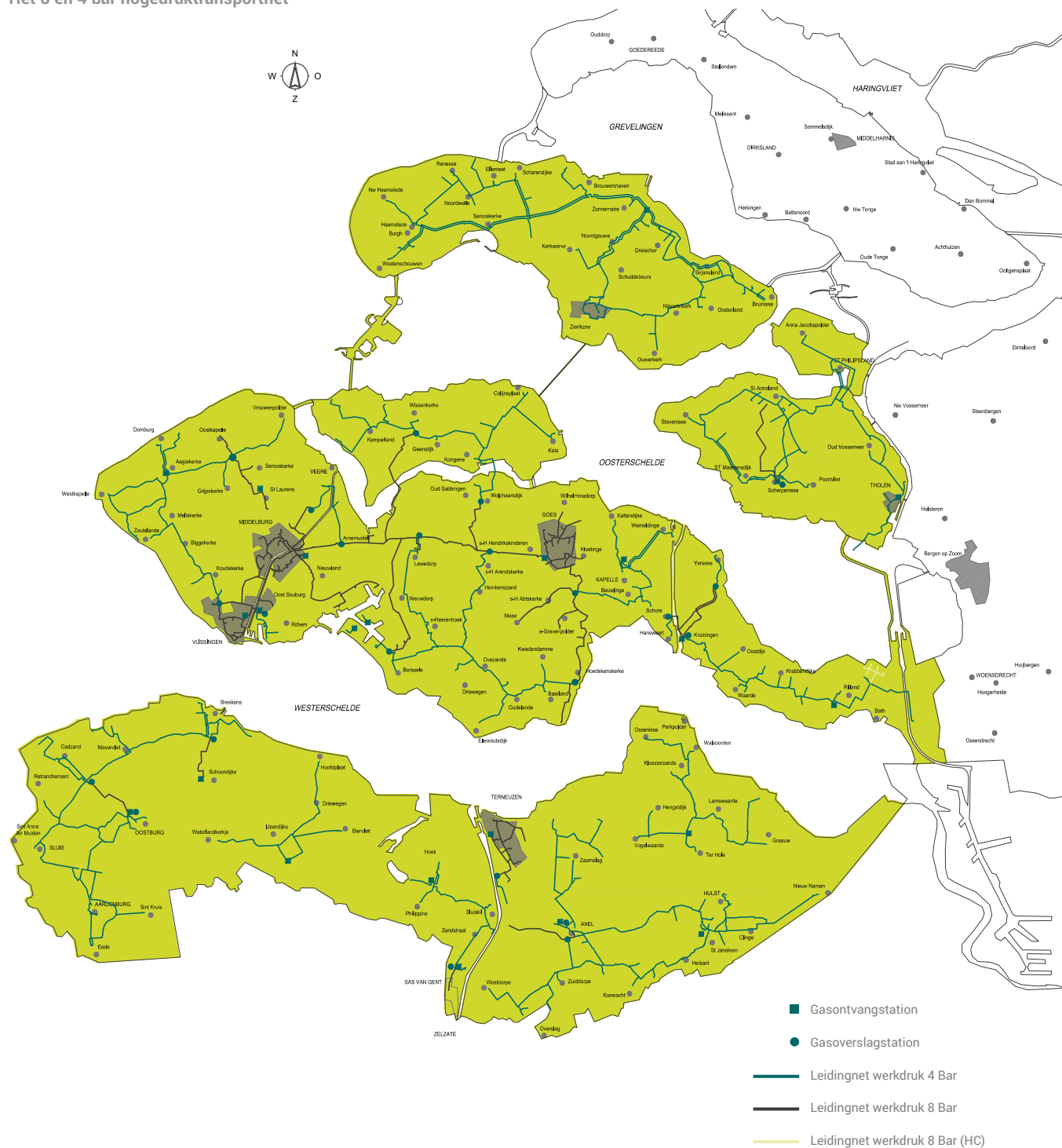
Het hoogcalorische transportnet van Enduris heeft een bedrijfsdruk van meer dan 16 bar en bestaat uit een tweetal transportleidingen die afgetakt zijn van de transportleiding van Zebra. Het betreft een transportleiding bij Sas van Gent ten behoeve van de gaslevering aan één grote industriële klant met een leveringsdruk boven 16 bar en de transportleiding 'Midden-Zeeland' die loopt over een tracé ter hoogte van Woensdrecht tot het industriegebied in Vlissingen-Oost. Op de Midden-Zeeland leiding zijn via aftakleidingen een viertal gasontvangststations aangesloten waar de druk teruggebracht wordt naar onder 16 bar. Deze vier gasontvangststations voeden kleinere subnetten met een druk kleiner dan 16 bar waarop een beperkt aantal grote afnemers zijn aangesloten.

Enduris, is samen met Enexis en Zebra in december 2019 een overeenkomst aangegaan met GTS waarbij alle activa met betrekking tot de extra hoge druk EHD netten (boven 16 bar) op 31 december 2020 overgaan naar GTS. GTS is voornemens om de activa te gaan gebruiken in het kader van de exploitatie van het landelijk gas-transportnet.

Voor het jaar 2020 waarin Enduris nog eigenaar is van de genoemde activa zijn er geen voorgenomen investeringen door Enduris voorzien. Voor een kwantitatieve en kwalitatieve beschrijving van eventuele investeringen door GTS met betrekking tot deze activa, verwijst Enduris naar het investeringsplan van GTS.

Figuur B5.2 Het hogedruktransportnet (<16 bar)

Het 8 en 4 bar hogedruktransportnet



100.040-1 Schaal 1:250.000 Wijz. datum 29-03-2017 JG

Bijlage 6

Prestaties Enduris betrouwbaarheid

De prestaties van het elektriciteits- en gasnet worden gemeten aan de hand van diverse prestatie-indicatoren. Storingen vormen hierbij belangrijke input. Het aantal, de duur, de oorzaken en de gevolgen van storingen worden dan ook vastgelegd en uitgebreid geanalyseerd. Op basis hiervan kan worden bepaald of het beleid voor het vervangen of onderhouden van bedrijfsmiddelen dient te worden aangepast. Een belangrijke prestatie-indicator is het aantal opgetreden storingen per netvlak. Daarnaast worden er ook een drietal landelijk afgestemde prestatie-indicatoren bijgehouden:

- de jaarlijkse uitvalduur;
- de gemiddelde onderbrekingsduur;
- de onderbrekingsfrequentie.

Hieronder wordt beschreven hoe Enduris presteert op de verschillende prestatie-indicatoren.

Prestaties elektriciteitsnet

In tabel B6.1 zijn het aantal storingen per netvlak weergegeven:

AANTAL STORINGEN	2017	2018	2019
Laagspanning (LS)	767	840	710
Middenspanning (MS)	94	84	89
Hoogspanning (HS)	0	1	2
Totaal aantal	861	925	801

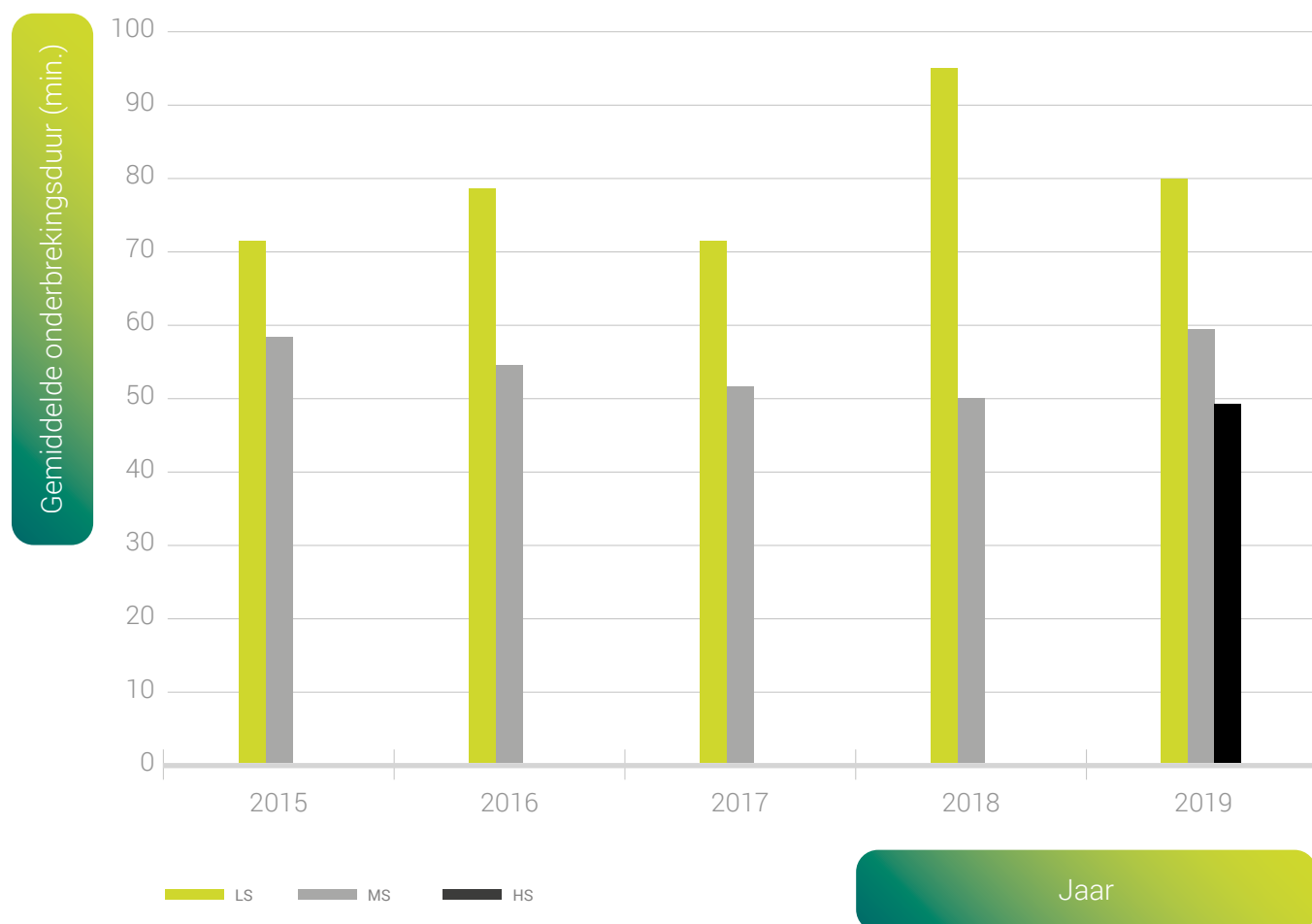
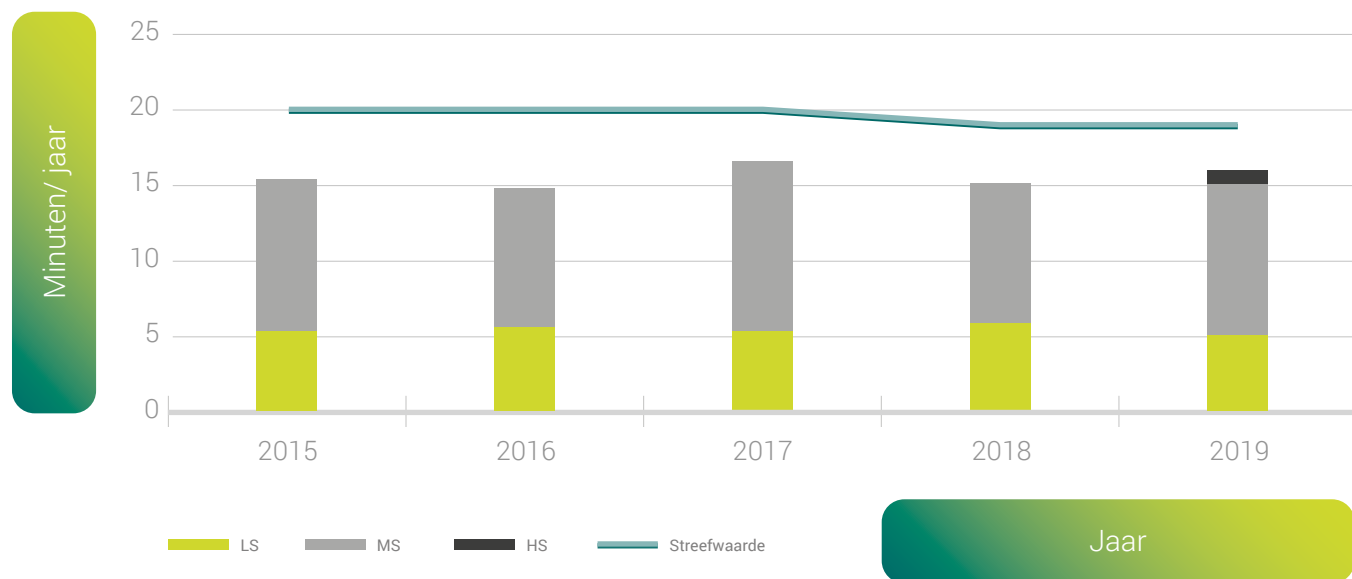
Tabel B6.1 Aantal storingen per netvlak elektriciteitsnet

Het cumulatief aantal storingen varieert sterk per jaar. Dit is afhankelijk van allerlei oorzaken waarbij met name graafschades, sluimerende storingen en defecte verbindingsmoffen het meest voorkwamen.

Gerealiseerde jaarlijkse uitvalduur:

De jaarlijkse uitvalduur is het aantal minuten per jaar dat een inwoner van Zeeland gemiddeld geen stroom heeft. In figuur B6.1 wordt de gerealiseerde jaarlijkse uitvalduur over de afgelopen 5 jaar weergegeven. De grijze lijn geeft de streefwaarde weer.

Figuur B6.1 Jaarlijkse uitvalduur (boven) en gemiddelde onderbrekingsduur (onder)



In de afgelopen vijf jaar scoorde de jaarlijkse uitvalduur ruim beneden de gestelde streefwaarde. De belangrijkste variabelen die invloed hebben op de jaarlijkse uitvalduur zijn:

- ontwerp van de netten (aantal klanten per station en redundantie in netten);
- bedrijfsvoering van de netten (regelen en schakelen in de netten);
- conditie van de netcomponenten;
- prestatie van de storingsorganisatie (vaststellen storingslocatie, aanrijtijd, reparatietijd en schakeltijd).

Er kan dan ook worden gesteld dat Enduris op deze aspecten goed heeft gepresteerd.

Gemiddelde onderbrekingsduur:

De gemiddelde onderbrekingsduur is het gemiddeld aantal minuten dat een onderbreking heeft geduurd. In figuur B6.1 is de gerealiseerde gemiddelde onderbrekingsduur over de afgelopen 5 jaar weergegeven. De streefwaarde voor het LS-net bedroeg 90 minuten en is alleen in 2018 niet behaald. De streefwaarde voor het MS-net

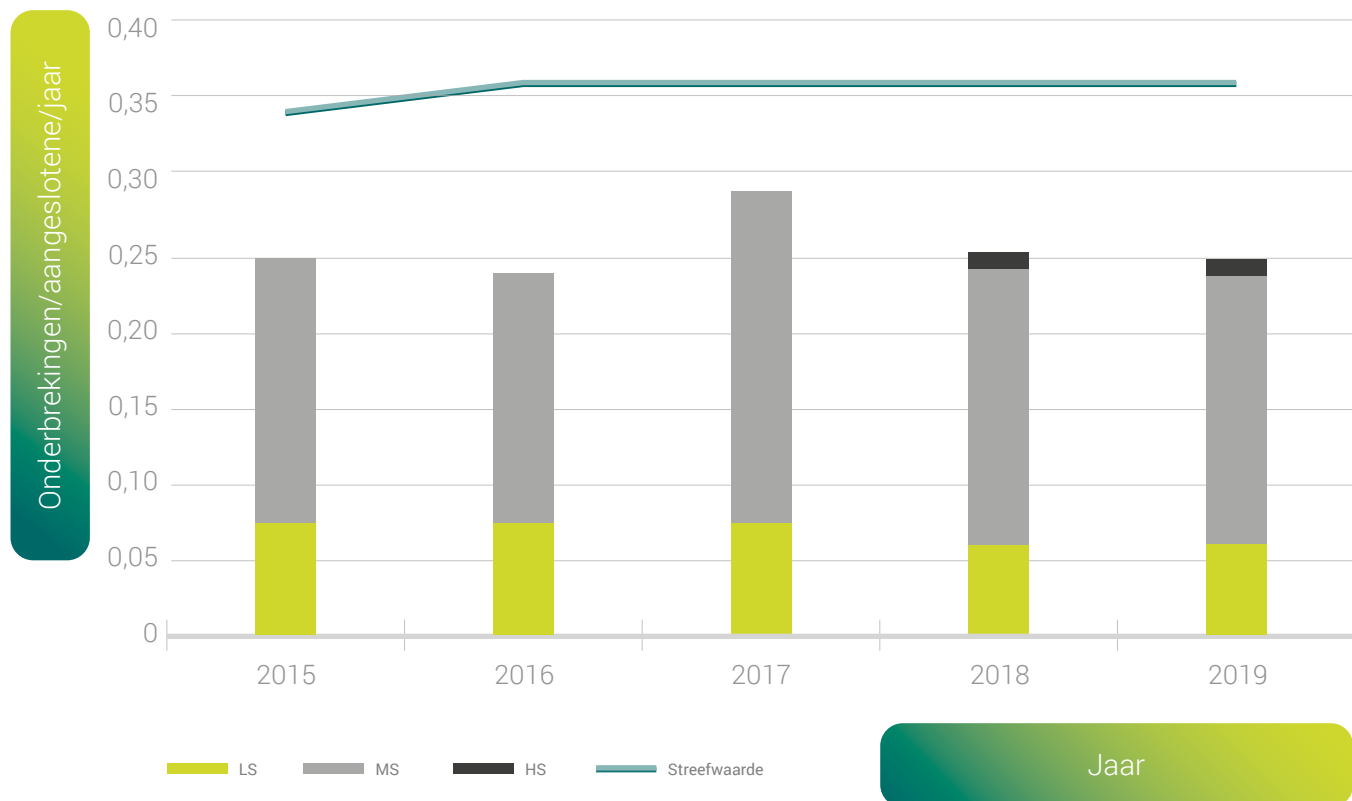
bedroeg 60 minuten en is gedurende de afgelopen 5 jaar behaald. Het HS-net kent gewoonlijk weinig onderbrekingen waardoor representatieve jaarprestaties nauwelijks te geven zijn. Alleen in 2019 is de streefwaarde van 15 minuten niet behaald. De belangrijkste variabelen die van invloed zijn op de gemiddelde onderbrekingsduur zijn:

- ontwerp van de netten (omschakelmogelijkheden en complexiteit);
- prestaties van de storingsorganisatie (vaststellen storingslocatie, aanrijtijd, reparatietijd en schakeltijd).

Er kan dan ook worden gesteld dat Enduris op deze aspecten redelijk goed heeft gepresteerd.

Gerealiseerde onderbrekingsfrequentie:

De onderbrekingsfrequentie geeft aan hoe vaak een klant per jaar met een onderbreking te maken heeft gehad. Figuur B6.2 geeft voor de periode 2015 t/m 2019 de onderbrekingsfrequentie en streefwaarde weer.



Figuur B6.2 Gerealiseerde onderbrekingsfrequentie en streefwaarde

Gedurende deze periode is Enduris er in geslaagd om te voldoen aan de streefwaarde van 0,34 respectievelijk 0,36 onderbrekingen per aangeslotene per jaar. De belangrijkste variabelen die invloed hebben op de onderbrekingsfrequentie zijn:

- ontwerp van de netten (aantal klanten per station en redundantie in netten);
- bedrijfsvoering netten (regelen en schakelen in de netten);
- conditie van de netcomponenten

Er kan dan ook worden gesteld dat Enduris op deze aspecten goed heeft gepresteerd.

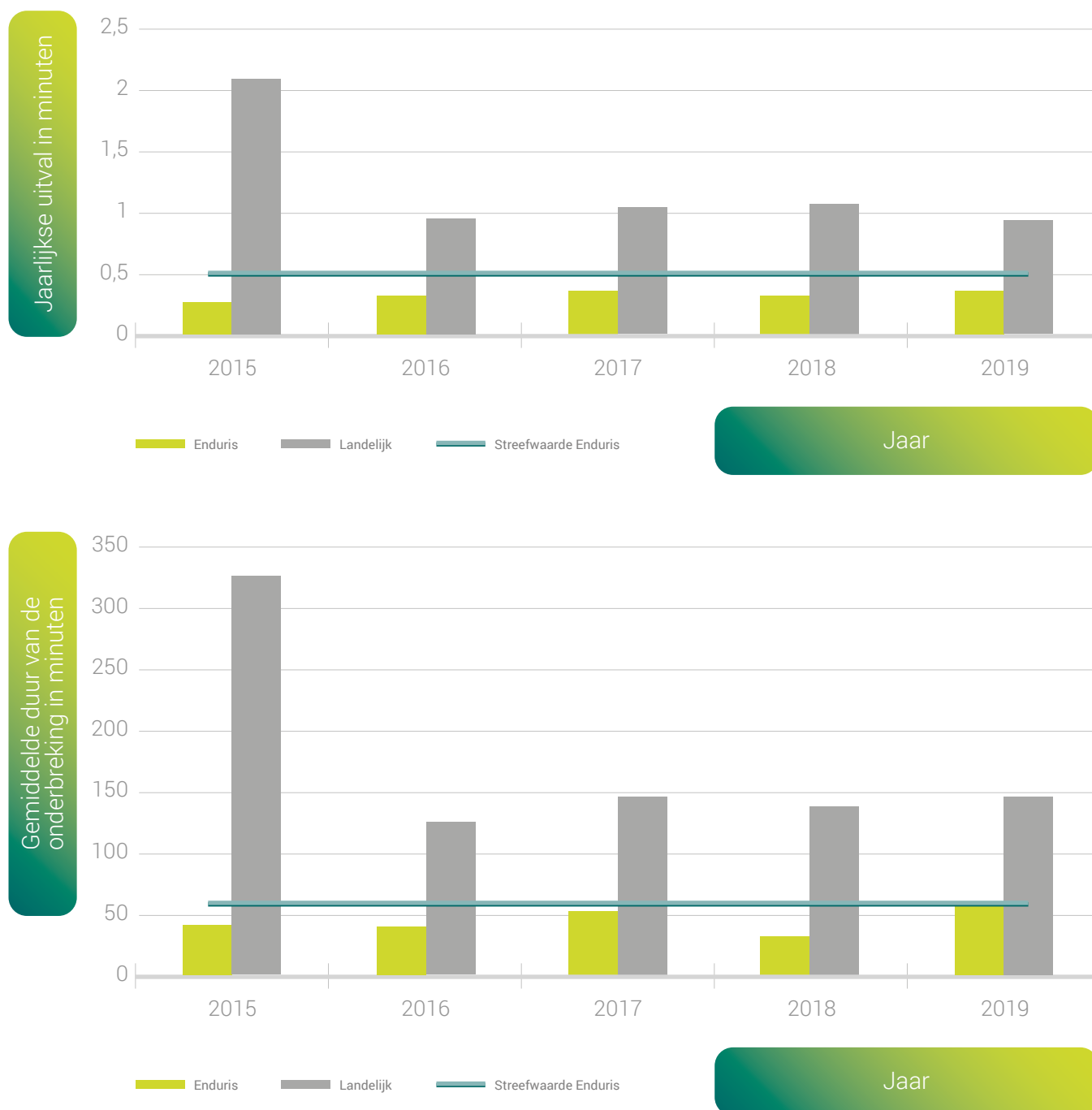
Prestaties gasnet

Net als bij het elektriciteitsnet worden de drie prestatie-indicatoren jaarlijkse uitvalduur, gemiddelde onderbrekingsduur en onderbrekingsfrequentie gehanteerd. Enduris heeft als volgt gepresteerd op deze prestatie-indicatoren:

Gerealiseerde jaarlijkse uitvalduur:

De jaarlijkse uitvalduur wordt algemeen beschouwd als de meest relevante kwaliteitsindicator voor de beoordeling van de kwaliteit. In figuur B6.3 is weergegeven hoe Enduris over de laatste vijf jaar heeft gepresteerd waarbij ook de vergelijking is gemaakt met de streefwaarde en de het landelijk gemiddelde. Uit de scores blijkt dat Enduris alle jaren beter heeft gepresteerd dan zowel de streefwaarde als de landelijk gemiddelde score.

Figuur B6.3 Jaarlijkse uitvalduur (boven) en gemiddelde onderbrekingsduur (onder)



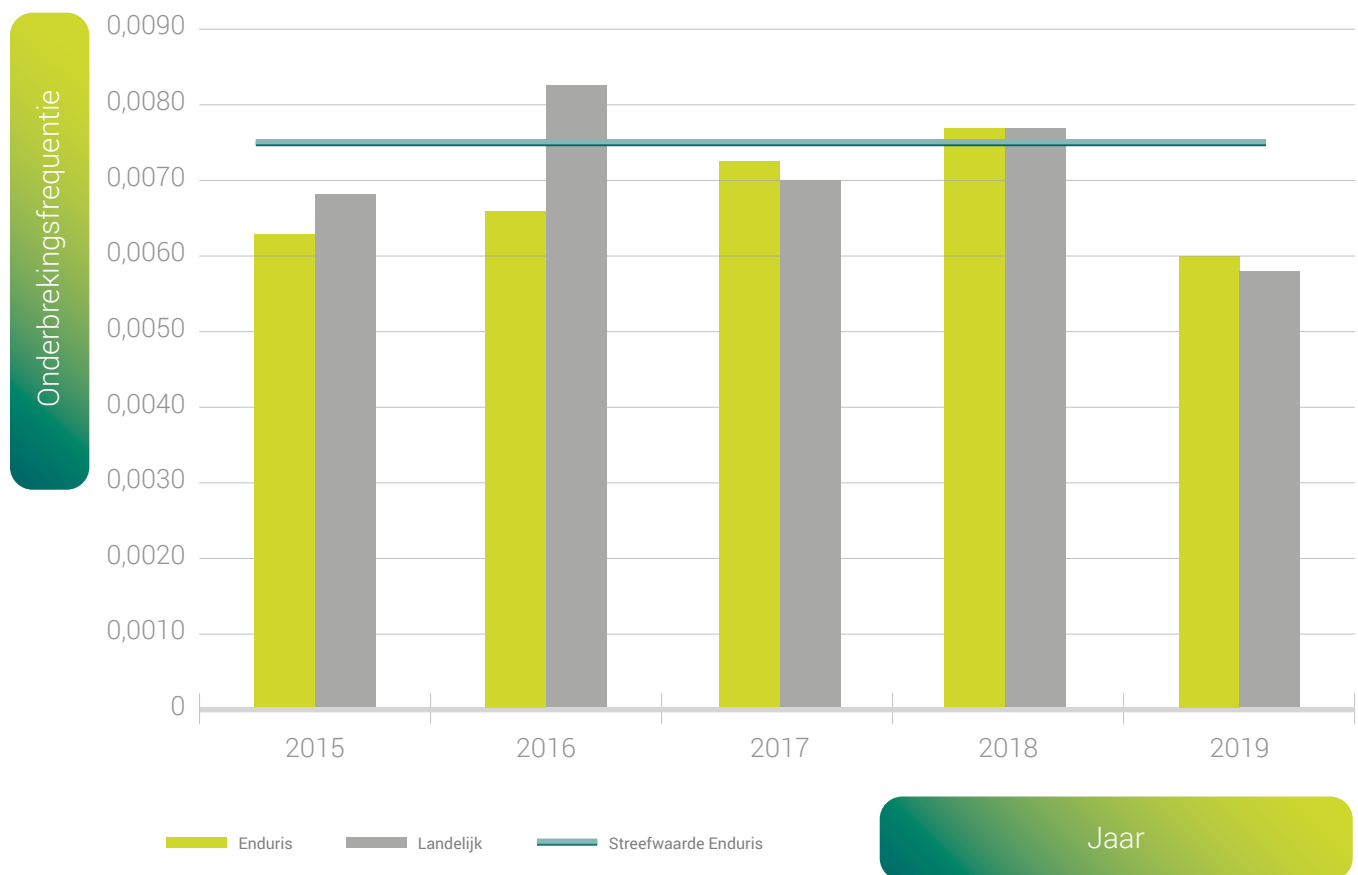
Gemiddelde onderbrekingsduur

De gemiddelde onderbrekingsduur is met name gerelateerd aan de snelheid en effectiviteit van de organisatie om storingen en onderbrekingen op te lossen. In figuur B6.3 is weergegeven hoe Enduris heeft gepresteerd. Ook hier heeft Enduris in alle jaren beter gepresteerd dan de streefwaarde als ook de landelijk gemiddelde score.

Onderbrekingsfrequentie

De onderbrekingsfrequentie is met name gerelateerd aan de kwaliteit en de leveringszekerheid van het gasnet. In figuur B6.4 zijn de resultaten over de afgelopen vijf jaar weergegeven.

Figuur B6.4 Onderbrekingsfrequentie



Hieruit blijkt dat Enduris alle jaren beter heeft gepresteerd dan de streefwaarde. Wat betreft de vergelijking met het landelijk gemiddelde wisselt de best presterende jaarlijks.

Aanrijtjd

Naast de prestatie op voornoemde kwaliteitsindicatoren, wordt de aanrijtjd voor urgente storngen gemeten. Deze aanrijtjd volgt uit het meldingstjdstip van een storing tot aan het moment dat een gekwalificeerde medewerker van de netbeheerder arriveert op de storngslocatie.

Veel storngen betreffen een gaslucht melding en het is van belang om snel op locatie te zijn om de situatie in te kunnen schatten en

indien nodig de locatie veilig te stellen. Wettelijk is bepaald dat bij alle urgente storngsmeldingen (gaslucht melding of geen gaslevering) een gekwalificeerde medewerker binnen 2 uur ter plaatse is. Aanvullend heeft Enduris een eigen norm vastgesteld van 45 minuten voor de gemiddelde aanrijtjd. Ook deze norm is bepaald op basis van historische data van Enduris en de prestaties in de sector door andere netbeheerders.

Figuur B6.5 Aanrijtijden



Naast de registratie van storngsduur, onderbrekingsduur en het aantal klanten die een storing ervaren, wordt er binnen de Nestor systematiek ook andere data geregistreerd. Dit betreft onder andere de aanleiding van de storing, de gevolgen van de storing en welke specifieke assets de storing veroorzaken. Middels deze analyse op componentniveau, materiaalsoort of faalmechanisme

wordt inzicht verkregen in ontwikkeling van de kwaliteit van de gasnetten. De jaarlijkse monitoring en analyse van deze cijfers levert geen opvallendheden op. Er is dan ook geen reden om wijzigingen in het assetbeleid (bijvoorbeeld vervangings-/netontwerpcriteria) door te voeren.

Bijlage 7

Studie naar de impact van de gebouwde omgeving + mobiliteit

Binnen Enduris is een studie uitgevoerd naar de impact van de ontwikkelingen in de gebouwde omgeving en die van elektrische mobiliteit. In deze studie staat het volgende risico centraal:

'Als gevolg van snelle ontwikkelingen in de sectoren gebouwde omgeving en mobiliteit bestaat de kans op hoge piekbelastingen in de laagspanningsnetten en middenspanningsruimten van Enduris waardoor er capaciteitsknelpunten ontstaan'.

In hoofdstuk 5 zijn de ontwikkelingen in zowel de gebouwde omgeving als die van mobiliteit beschreven. De belangrijkste ontwikkelingen binnen deze sectoren die van invloed zijn op het gedefinieerde risico zijn:

1. Verduurzaming warmtevraag

De verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving waarbij wordt overgeschakeld van aardgas naar elektriciteit. Deze elektrificatie wordt veelal uitgevoerd met warmtepompen. Naast het elektrificeren van de warmtevraag stappen steeds meer mensen over op elektrisch koken. Beide ontwikkelingen leiden tot een toename van het elektriciteits-

verbruik waarbij ook de piekbelasting op het elektriciteitsnet toeneemt.

2. Elektrische mobiliteit

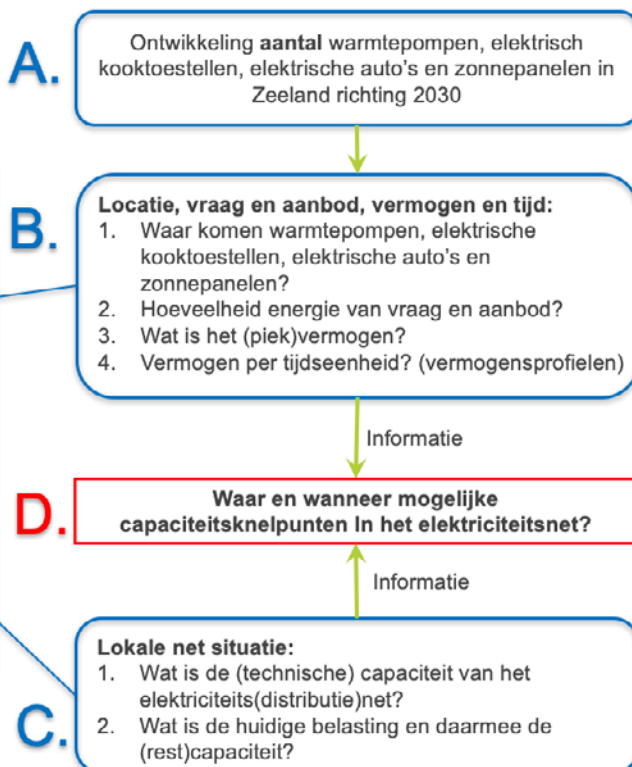
De opkomst van onder andere elektrische auto's die via het elektriciteitsnet worden opgeladen zullen eveneens tot een toename van het elektriciteitsverbruik leiden. Ook zal de piekbelasting op het elektriciteitsnet toenemen.

3. Zonnepanelen

Het lokaal opwekken van elektriciteit door zonnepanelen in de gebouwde omgeving heeft invloed op de elektriciteitsnetten inclusief de piekbelasting.

De bedrijfsmiddelen waar het bovenstaande risico met name betrekking op heeft zijn de laagspanningskabels en de middenspanningsruimten inclusief transformatoren, schakelvelden en laagspanningsrekken. De impact op de middenspanningskabels zal geringer zijn. Voor de risicoanalyse is het risico ontleend in diverse stappen, zie figuur B7.1.

Figuur B7.1 Risicoanalyse gebouwde omgeving en mobiliteit



De verschillende stappen van de risicoanalyse zullen nu worden doorlopen:

A. Ontwikkeling aantal warmtepompen, elektrische kooktoestellen, elektrische auto's en zonnepanelen in Zeeland richting 2030.

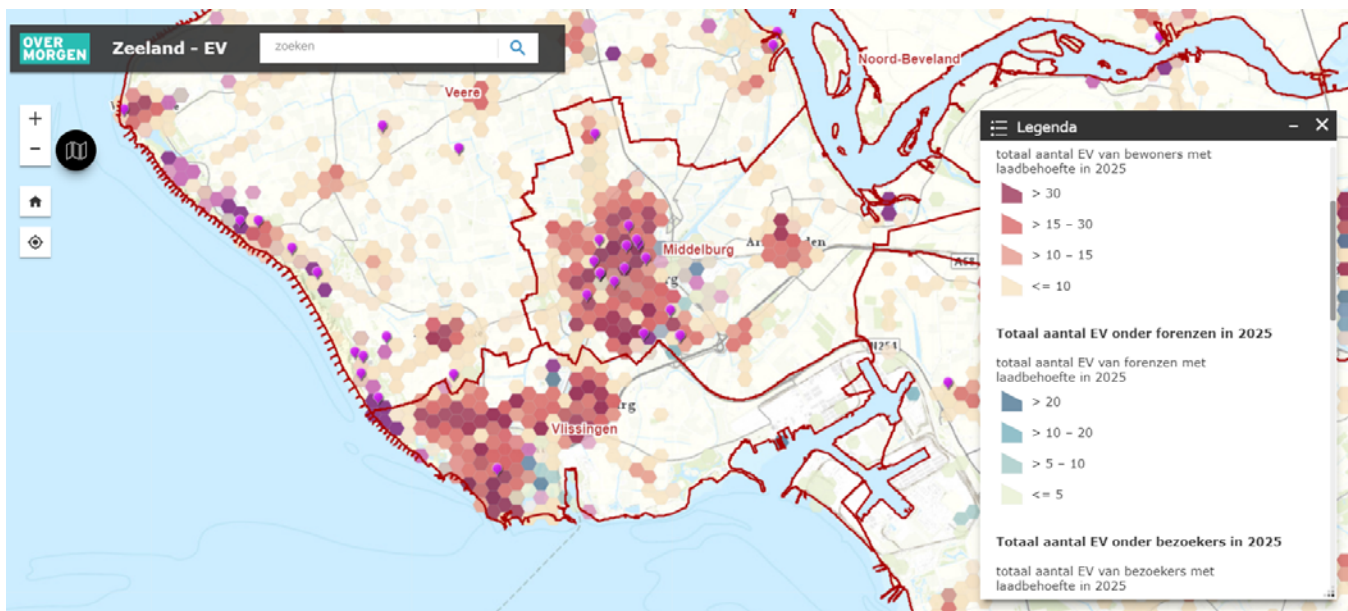
De eerste stap om te bepalen welke impact de ontwikkelingen hebben, is het inzichtelijk krijgen van de aantallen die op het elektriciteitsnet worden aangesloten. In H5 zijn de scenario's inclusief de aantallen beschreven. De aantallen zoals die zijn genoemd voor het RES scenario (referentiescenario) worden in deze risicoanalyse gehanteerd en zijn weergegeven in tabel B7.1.

ONTWIKKELING	HUIDIG 2020	RES/ENDURIS 2030
Warmtepompen: (aantallen)	2.000	24.791
Elektrisch koken: (aantallen)	± 50.000	130.000
Elektrische auto's: (aantallen)	± 2000	117.955
Zonnepanelen:		
- Zonnepanelen <15 kW (MW)	119	260
- Zonnepanelen <15 kW (aantal gebouwen)	42.000	92.000

Tabel B7.1 Ontwikkeling aantal warmtepompen, elektrische kooktoestellen, e-auto's en zonnepanelen

B.1 Waar komen de warmtepompen, elektrische kooktoestellen, elektrische auto's en zonnepanelen?

Om de impact van de ontwikkelingen te bepalen heeft men aan alleen de aantallen niet genoeg. Belangrijk is ook om te voorspellen waar in de provincie, in welk plaats, wijk, buurt of straat de ontwikkelingen zich zullen voordoen. Dit is van belang om later te bepalen op welke laagspanningskabels en stations de ontwikkelingen worden aangesloten. In paragraaf 5.4.2 is beschreven hoe Enduris de hoeveelheden en locaties van de warmtepompen heeft bepaald voor het jaar 2030 op basis van data uit de Energie Transitie Atlas. Enduris heeft op eenzelfde wijze een inschatting gemaakt waar elektrische auto's en zonnepanelen zullen komen in 2030. Hierbij is gebruik gemaakt van verschillende informatiebronnen. Zo is in de Energie Transitie Atlas ook data over de locatie van de laadbehoefte van elektrische auto's tot en met 2025 opgenomen (zie figuur B7.2). Daarnaast heeft het bedrijf Overmorgen per gemeente in Zeeland een inschatting gemaakt van het aantal elektrische auto's in 2030.



Figuur B7.2 Locatie laadbehoefte elektrisch vervoer
(Bron: Energie Transitie Atlas Zeeland)

Voor het bepalen op welke gebouwen mogelijk zonnepanelen worden geïnstalleerd is gebruik gemaakt van een analyse van het Kadaster. Hierbij zijn diverse stappen doorlopen om de potentie van de daken te bepalen:

1. Selecteren BAG panden provincie Zeeland:
In eerste instantie zijn alle gebouwen die opgenomen zijn in de Basisregistratie Adressen en Gebouwen gelegen binnen de provincie Zeeland geselecteerd;
2. Berekenen zonpotentie op basis van Actueel Hoogtebestand Nederland:
Binnen de BAG panden wordt de zonpotentie berekend en deze berekeningen moeten aan de volgende eisen voldoen:
 - Hellingshoek: daken minder dan 50 graden hellingshoek en platte daken worden meegenomen;
 - Oriëntatie: daken die oost, zuidoost, zuid, zuidwest en west georiënteerd zijn worden meegenomen;
 - Zonnestraling/schaduw: oppervlakte waar ten minste 700 kWh per jaar kan worden opgewekt aan de hand van de zogenaamde zonpotentie berekeningen worden meegenomen;
 Daarnaast worden schoorstenen en schaduw gebieden (van bijvoorbeeld bomen of verhogingen) meegenomen in de berekening van de zonpotentie.
3. Detectie reeds geïnstalleerde panelen op basis van zomerluchtfoto's 2019:

Voor het detecteren van zonnepanelen wordt gebruikt gemaakt van Deep Learning modellen

Per pixel op de luchtfoto wordt bepaald hoe groot de kans is dat dit een zonnepaneel betreft. Op basis van die uitkomsten worden shapefiles gegenereerd die een zonnepaneel omhullen. De geometrieën van deze panelen worden gekoppeld aan de gebouwen.

4. Bepalen type eigenaar en gebouwfunctie;
5. Uitsluiten specifieke gebouwen:
Een aantal typen gebouwen wordt in beginsel buiten beschouwing gelaten, te weten: kassen, silo's en (kerk)torens. Het model houdt in beginsel geen rekening met zaken als dakconstructie en type dakbedekking (dakpannen, bitumen, etc.). En doordat op basis van een hoogtemodel berekeningen worden gemaakt, worden dakramen ook niet in de analyse meegenomen.

Bij het toedelen van de aantallen warmtepompen, elektrische kooktoestellen, elektrische auto's en zonnepanelen naar locatie (op straatniveau) in het jaar 2030 zijn o.a. de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Verwacht wordt dat warmtepompen in de private sector met name in gebouwen worden geïnstalleerd met een bouwjaar vanaf 1992. Gebouwen met een leeftijd tussen 1992 en 2005 zullen met name worden uitgerust met een hybride warmtepomp. Gebouwen met een bouwjaar van na 2005 zullen met name worden voorzien van een all-electric warmtepomp. Dit heeft te maken met het vereiste isolatieniveau van het gebouw;

- Warmtepompen in de private sector zullen eerder bij vrijstaande, 2-1 kap en hoekwoningen worden geïnstalleerd. Mede vanwege geluidseisen, inkomen en doorstroming;
- In de sociale woningbouw ligt de opgave om woningen naar label B te isoleren in 2021. Verwacht wordt dat dit deels samen zal gaan met het installeren van warmtepompen;
- Wanneer woningen overgaan naar een all-electric oplossing zal er ook een elektrisch kooktoestel worden geïnstalleerd;
- Elektrische auto's zullen eerder worden gekocht door bezitters van vrijstaande, 2-1 kap of hoekwoningen. Mede vanwege het thuis kunnen laden en niveau van inkomen.

B.2 t/m B.4 Vraag en aanbod, piekvermogen en vermogensprofiel

Naast het aantal en de locatie speelt ook de hoeveelheid energie, het piekvermogen en het vermogen per tijdseenheid van de warmtepompen, elektrische kooktoestellen, elektrische auto's en zonnepanelen een rol bij de hoogte van het risico. Dit wordt nu nader toegelicht:

Traditionele woning en elektrisch koken

Het traditioneel elektriciteitsverbruik van een woning varieert over de dag. Het verbruik komt voort uit onder andere verlichting en apparatuur zoals computer, wasmachine, koelkast en stofzuiger.

Deze individuele apparaten hebben verschillende piekvermogens. Zo kan een wasdroger een piekvermogen van rond de 2,5 kW hebben. Echter niet iedereen in de woonwijk gebruikt op hetzelfde moment de wasdroger of bijvoorbeeld de stofzuiger. De individuele maximale piekvermogens treden dus meestal op verschillende tijdstippen op. Dit wordt ook wel diversiteit of ongelijktijdigheid genoemd. De piekbelasting op het elektriciteitsnet is dus niet zomaar de som van de individuele maximale belastingwaarden. Links in figuur B7.3 is het belastingprofiel van een woonwijk in de winter weergegeven. Deze woonwijk heeft alleen 'traditionele' belastingen. Dat wil zeggen: gewone huishoudelijke apparatuur en verlichting en geen elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen. Elektrisch koken zit deels al in het traditionele profiel omdat een significant aantal mensen reeds gebruik maakt van elektrische kookplaten. Globaal tussen 17:00 en 22:00 uur is de belasting in de winter beduidend hoger dan overdag. De (piek) belasting in de winter is hoger dan in de zomer door onder andere het gebruik van verlichting. Het maximum in de zomer bedraagt ongeveer 60% van het wintermaximum. Een verdere toename van elektrisch koken zal ertoe leiden dat de avondpiek groter wordt. De traditionele piekbelasting in een woonwijk bedraagt momenteel ongeveer 0,8 - 1 kW per woning en vindt plaats rond 18.30 uur in de winter.

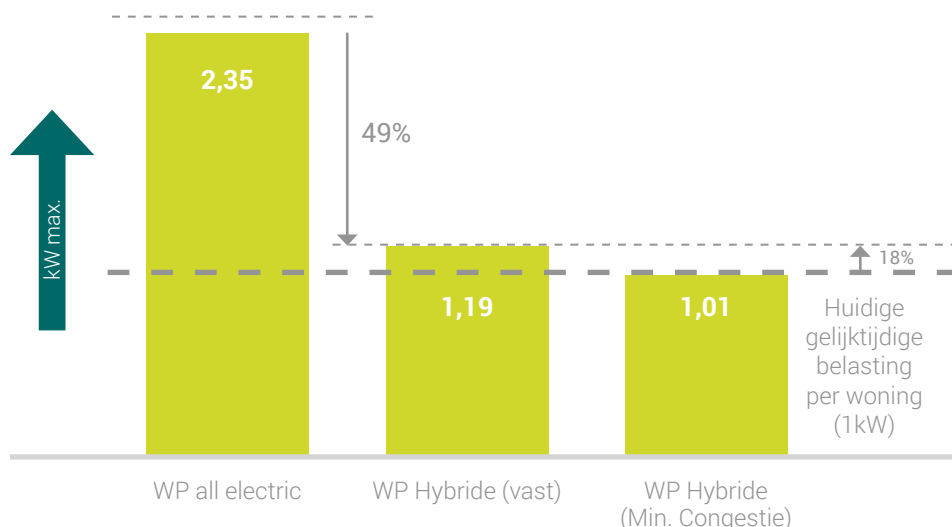
Figuur B7.3 Belastingsprofiel en belastingspiek traditionele woonwijk en warmtepomp
(Bron: NBNL)



Verduurzaming warmtevraag

De grootte van de impact van de warmtepomp op het elektriciteitsnet is afhankelijk van diverse factoren waaronder het type warmtepomp en de warmtevraag van het gebouw. In de onderste grafiek van figuur B7.3 is het belastingsprofiel van een warmtepomp weergegeven. Tijdens de winter zal de warmtepomp een groot deel van de dag in bedrijf zijn en heeft dus een grote mate van gelijktijdigheid. Hierdoor zal de piekbelasting op het elektriciteitsnet toenemen. De elektrische vermogens van individuele warmtepompen variëren

van 2 tot 5 kW. Daarnaast is de warmtepomp veelal uitgerust met elektrische bijverwarming met een vermogen van circa 6 kW, die in kan komen bij een lage buitentemperatuur. Volgens adviesbureau Berenschot bedraagt het effect van een all electric warmtepomp op de gelijktijdige piekbelasting van het elektriciteitsnet 2,35 kW per woning. Oftewel de gelijktijdige piekvraag van alle all electric warmtepompen in een woonwijk gedeeld door het aantal woningen met een all electric warmtepomp. Die van de hybride warmtepomp bedraagt 1,19 kW. (Berenschot, 2017).



Figuur B7.4 Het effect van het type warmtepomp en de aanstuurstrategie op de gelijktijdige piekbelasting van het elektriciteitsnet per woning (Bron: Routekaart hybride warmtepomp 2017)

Uit praktijk metingen van Enduris in woonwijken uitgerust met all-electric warmtepompen (inclusief dus ook elektrische kooktoestellen) zijn waarden van de gelijktijdige piekbelasting tussen de 2 en 3 kW gemeten, afhankelijk van het type woning. Dit was gemeten in een doorsnee winter (2019).

Elektrische mobiliteit

De opkomst van elektrische auto's die via het elektriciteitsnet worden opgeladen zullen eveneens tot een toename van het elektriciteitsverbruik leiden. Ook zal de piekbelasting op het elektriciteitsnet toenemen. De manier waarop een elektrische auto wordt opgeladen is een zeer bepalende factor in de bijdrage/verhoging van de piekbelasting in het elektriciteitsnet. De piekbelasting van een elektrische auto wordt bepaald door de hoeveelheid bij te laden energie en de tijdsduur van het laden. In de onderstaande formule wordt de samenhang tussen deze waarden weergegeven.

$$\text{Pieklaadvermogen (kW)} = \frac{\text{Laadhoeveelheid (kWh)}}{\text{Laadduur (h)}}$$

De laadhoeveelheid hangt onder andere af van het aantal kilometers dat wordt gereden en de laadfrequentie. Gemiddeld rijdt een auto in Zeeland 13.500 km per jaar. Omgerekend betekent dit circa 2700 kWh per jaar en circa 10 kWh per dag rekening houdend met weekendgebruik. De laadduur en het tijdstip waarop wordt geladen is een belangrijke variabele die kan worden beïnvloed. Stel een bewoner laadt iedere avond van 22.00 uur tot s 'ochtends 7.00 uur de elektrische auto op. In dat geval is het pieklaadvermogen 10 kWh/9 uur = 1,1 kW. Het verhogen van de laadduur verkleint het pieklaadvermogen en daarmee de impact op het elektriciteitsnet. Wanneer het laden ook pas wordt gestart nadat de reguliere belastingspiek in de woonwijk heeft plaatsgevonden (zo rond 22.00 uur) zal dit ook bijdragen aan het beperken van de piekbelasting in het net. Vergelijk dit met de situatie waarbij er direct bij thuiskomst rond 17.30 uur de elektrische auto binnen een zo kort mogelijke tijd (minimale laadduur) en dus maximale snelheid wordt opgeladen. De maximale snelheid is afhankelijk van diverse factoren waaronder het type elektriciteitsaansluiting, het laadstation en de auto zelf. In tabel B7.2 zijn de meest gangbare laadsystemen beschreven.

LOCATIE EN TYPE	TYPE STROOM	PIEKVERMOGEN (KW)
Thuis opladen		
- 1 fase (16A)	AC	3,7
- 2 fase (16 A)	AC	7,4
- 3 fase (16 A)	AC	11
Publiek/ openbaar opladen	AC	11-22
Snel opladen	DC	43- 350

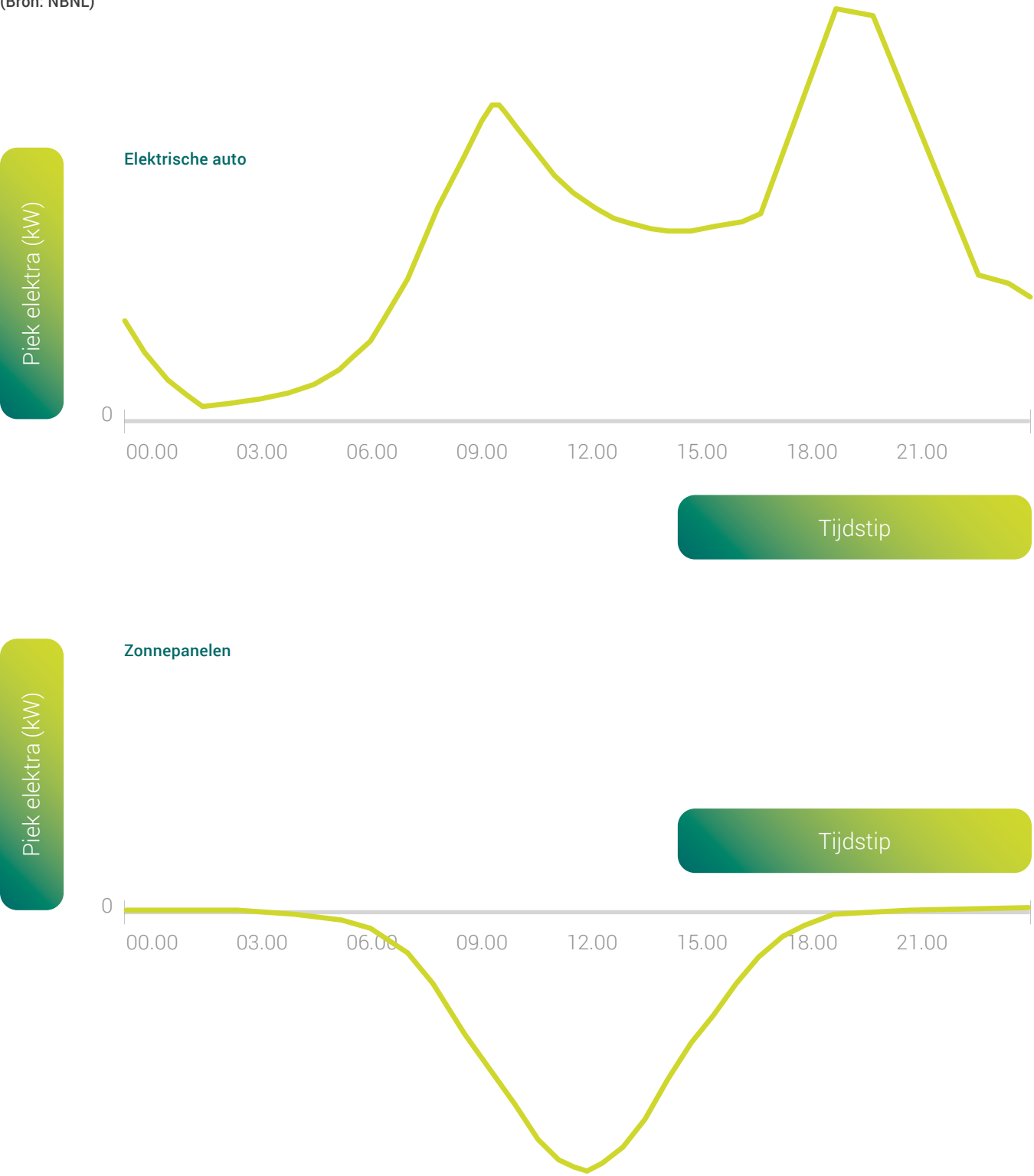
Tabel B7.2 De meest gangbare laadsystemen voor elektrische auto's

De daadwerkelijke laadsnelheid wordt echter bepaald door de auto. De auto vraagt bij het laadpunt een bepaald vermogen aan en het laadpunt zal dit proberen te leveren. Een auto met een boordlader van maximaal 7.4 kW kan op een laadpunt dus nooit met een hoger vermogen geladen worden, ook al kan het laadpunt bijvoorbeeld 11 kW leveren. In zowel de laadpaal als in de auto zelf kan meestal de maximale snelheid van laden worden geregeld. Er kan dus ook langzamer worden geladen dan de waarden in tabel B7.2. Nu terug naar het voorbeeld. Stel dat er om 17.30 gestart wordt met laden op maximale snelheid. Dan zal er in het geval van een 3-fase aansluiting gedurende bijna 1 uur met een pieklaadvermogen van 11 kW worden geladen tijdens de al hoge reguliere piekbelasting in de woonwijk. Dit verhoogt het risico op overbelasting van het elektriciteitsnet aanzienlijk.

Naast het thuisladen heeft een deel van de bestuurders de mogelijkheid om te laden op het werk. Ook hier is de laadduur en

het tijdstip waarop wordt geladen een belangrijke variabele die mogelijk kan worden beïnvloed om het effect van het laden op het elektriciteitsnet te beperken. Overigens zal de spreiding tussen thuisladen en werkladen ertoe leiden dat de bijdrage in de ochtend- en avondpiek van de woonwijk wordt verminderd. Naast thuis en op het werk laden is nog een derde optie mogelijk namelijk openbaar laden. Bewoners, maar ook forenzen en bezoekers zullen hiervan gebruik maken. Verwacht wordt dat de laadstrategie van openbare laadpalen met name gericht is op een minimale laadduur (dus maximaal pieklaadvermogen) om zoveel mogelijk 'klanten' te bedienen. Waar bij het laden van een voertuig overdag ook rekening mee kan worden gehouden is de aanwezigheid van zonne-energie. Indien er wordt geladen als de zon schijnt kan de impact op het elektriciteitsnet door zowel de auto als die van de zonnepanelen worden beperkt. In figuur B7.5 is een belastingsprofiel van elektrische auto's en zonnepanelen weergegeven.

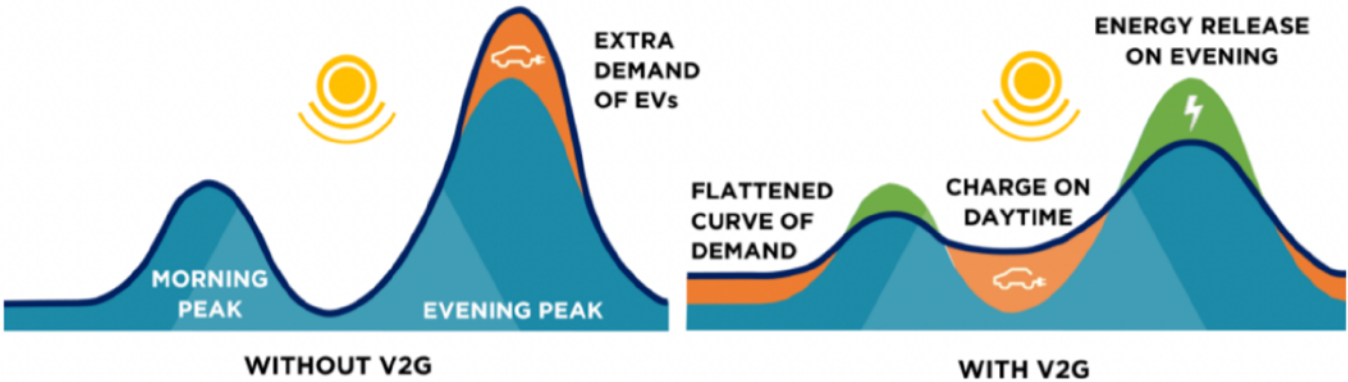
Figuur B7.5 Belastingsprofiel en belastingspiek elektrische auto en zonnepanelen
(Bron: NBNL)



In het profiel van de elektrische auto's zijn de laadpieken in de ochtend bij aankomst op het werk en s 'avonds bij thuiskomst te zien. In dit profiel wordt dus beperkt tot geen rekening gehouden met 'slim' laden oftewel dan laden wanneer de belasting op het net laag is en waarbij de laadduur wordt gemaximaliseerd in plaats van de laadsnelheid.

Tot nu toe is er alleen gesproken over de 'negatieve' impact van elektrisch vervoer op de elektriciteitsnetten. Er bestaan echter ook ontwikkelingen waarbij de elektrische auto wordt ingezet om het elektriciteitsnet te ontlasten. Eén van die technologieën is Vehicle to Grid (V2G). Hierbij wordt het mogelijk gemaakt dat elektrische voertuigen niet alleen in staat zijn om energie van het elektriciteits-

net af te nemen, maar ook om energie aan het elektriciteitsnet terug te leveren. Bovendien wordt het mogelijk om het tijdstip van elektriciteitslevering aan elektrische auto's te sturen. V2G-technologie maakt het mogelijk dat de batterij van een elektrisch voertuig (tijdelijk) als buffercapaciteit in het netwerk kan functioneren en zo (lokale) piekbelastingen in het netwerk kan opvangen. Deze buffercapaciteit kan enerzijds aangewend worden om stroom naar andere voertuigen te sturen (in het lokale netwerk) die eerder opgeladen moeten zijn; anderzijds kan deze buffercapaciteit benut worden om een overschot aan energie op te slaan als er meer energie wordt opgewekt dan wordt gevraagd en deze op een later moment wordt terug geleverd. In zowel Utrecht als Amsterdam vinden er uitgebreide pilotprojecten plaats op het gebied van V2G.



Figuur B7.6 Inzet van Vehicle to Grid

Gezien ook bovenstaande ontwikkelingen is het voor Enduris moeilijk om de extra piekbelasting als gevolg van de elektrische auto te bepalen. In tabel B7.3 zijn verschillende laadstrategieën en de verwachte bijbehorende extra piekbelasting weergegeven. Bij de gelijktijdigheidsfactor van 0,5 wordt aangenomen dat de helft op het werk laadt en de andere helft in de woonwijk.

LAADSTRATEGIE	PIEKVERMOGEN (KW)	LAADDUUR (UUR)	GELIJKTIJDIGHEIDSFACITOR	PIEKBELASTING (KW)
Thuisladen met max. laadduur	1,1	9	0,5	0,55
Thuisladen met min. laadduur	11	1	0,3	3,3

Tabel B7.3 Thuislaadstrategie en verwachte piekbelasting

Zonnepanelen

Het lokaal opwekken van elektriciteit door zonnepanelen in de gebouwde omgeving heeft invloed op de elektriciteitsnetten. Zonnepanelen leveren overdag elektriciteit waarbij het piekvermogen van het merendeel van de pv-installaties rond 12.00 uur wordt bereikt (zie figuur B7.5). Dit terwijl de reguliere piekbelasting van een woonwijk veelal in de ochtend en de avond ligt. De hoge gelijktijdigheid van zonne-energie in combinatie met een geringe reguliere belasting kan ertoe leiden dat de (negatieve) piekbelasting, veroorzaakt door zonnepanelen, groter wordt dan de traditionele belastingpiek uit figuur B7.3. Dit kan tot capaciteitsknelpunten leiden. Algemeen kan worden gesteld dat er geen capaciteitsknelpunten optreden wanneer er gemiddeld in een woonwijk 2 kWp per woning aan zonne-energie wordt geïnstalleerd. Momenteel wordt er bij het bepalen van het aantal te installeren zonnepanelen veelal gekeken naar het jaarverbruik. Stel het jaarverbruik is 3000 kWh, dan zijn er 10 panelen van 300 Wp benodigd uitgaande van 1000 zonne-uren op jaarbasis. Het systeem kan in

dit geval dus een piekvermogen van 3 kW leveren. Er zijn echter ook gebouwen en woningen die niet geschikt zijn om te voorzien van zonnepanelen of de gewenste hoeveelheid te installeren. Dit kan te maken hebben met diverse factoren waaronder de constructie van het dak, dakoppervlak, positionering ten opzichte van de windstreek en schaduw. Om dit inzichtelijk te maken heeft het Kadaster onderzoek gedaan naar de potentie van de daken in Zeeland. Dit is nader beschreven in paragraaf B.1.

Het is de vraag of de algemene regel van het dimensioneren op basis van het jaarverbruik gehandhaafd blijft in de toekomst. Factoren die hierbij een rol spelen zijn bijvoorbeeld de wijziging van de salderingsregeling in 2023 en de prijs van de zonnepanelen. Wat als het jaarverbruik stijgt als gevolg van het installeren van een warmtepomp, en/ of de aanschaf van een elektrische auto? Wordt dan het aantal panelen uitgebreid (indien mogelijk) om het verhoogde jaarverbruik te compenseren? Dit kan tot jaarverbruiken leiden zoals die zijn weergegeven in tabel B7.4

ELEKTRICITEITS JAARVERBRUIK PER WONING	KWH	KWH
Regulier elektriciteitsverbruik	3500	3500
All electric warmtepomp	3500	3500
Elektrische auto		2700
Totaal	7000	9700

Tabel B7.4 Jaarverbruik inclusief warmtepomp en elektrische auto

Om 9700 kWh op te wekken met zonnepanelen zijn er 32 panelen nodig met een totaal vermogen van 9,7 kWp. Dit zal tot gevolg hebben dat de (negatieve) belastingpiek uit figuur B7.5 zal toenemen indien hier geen maatregelen tegen genomen worden. Maatregelen zijn onder andere het meer benutten van de eigen opgewekte elektriciteit door bijvoorbeeld een boiler te verwarmen voor warm tapwater of het opladen van een elektrische auto en/of een thuisbatterij tijdens de piekbelasting van de zonnepanelen.

De netbeheerders in Nederland beheren het zogenaamde CERES systeem wat staat voor 'Centrale Registratie van Systeem-elementen'. Hierin wordt het aantal geïnstalleerde zonnepanelensystemen inclusief locatie en vermogen geregistreerd. Dit stelt Enduris in staat om de impact van de huidige zonnepanelen te berekenen. Het inschatten van toekomstige vermogens die aan het elektriciteitsnet worden terug geleverd is echter lastig. In tabel B7.5 zijn de uitgangspunten voor de berekening opgenomen.

ELEKTRICITEITS JAARVERBRUIK PER WONING	A.	B.	C.
Traditioneel elektriciteitsverbruik (kWh)	3500	3500	3500
All electric warmtepomp (kWh)	-	3500	3500
Elektrische auto (kWh)	-	-	2700
Piekvermogen zonnepanelen (kW)	3,5	7	9.7
Max. dakpotentie (Kadaster) (kW)	(limiterend)	(limiterend)	(limiterend)

Tabel B7.5 Uitgangspunten berekening zonnepanelen

In situatie A wordt alleen het traditionele elektriciteitsverbruik gecompenseerd met zonnepanelen. Dit zal gemiddeld leiden tot een installatie met een piekvermogen van 3,5 kW. Deze waarde wordt echter gelimiteerd door de dakpotentie zoals die door het Kadaster in beeld is gebracht. Indien deze dakpotentie lager ligt, dan wordt deze waarde aangehouden. Vervolgens wordt bepaald met welk piekvermogen de zonnepanelen gaan terugleveren aan het elektriciteitsnet. Hier wordt de aanwezige traditionele belasting vanaf gehaald. Hetzelfde wordt herhaald in situatie B en C waarbij er een warmtepomp en een elektrische auto wordt toegevoegd.

C.1 en C.2 Wat is de (technische) capaciteit en de huidige belasting van de elektriciteitsnetten?

Laagspanningsnet

Een van de belangrijkste onderwerpen bij het ontwerpen van een laagspanningsnet is de keuze van het kabeltype (geleiderdoorsnede) en het maximaal aantal woningen wat op een kabel aangesloten kan worden. Bij het ontwerpen van een laagspanningsnet wordt gelet op de volgende criteria:

- Stroombelastbaarheid;
- Spanningshuishouding;
- Netveiligheid;
- Kortsluitvastheid;
- Aanrakingsveiligheid.

Capaciteit laagspanningskabels

In de loop der jaren zijn verschillende typen laagspanningskabel toegepast met verschillende waarden voor de maximale belasting. Van belang hierbij is echter hoeveel woningen/bedrijfspannen er op een specifiek type laagspanningskabel zijn aangesloten en met welke waarde voor het maximale gelijktijdige vermogen van woningen is gerekend. Het laagspanningsnet is overwegend gedimensioneerd op basis van een gelijktijdige belasting van 1 kW per huisaansluiting. Hierop zijn in het verleden wel uitzonderingen gemaakt voor onder andere wijken waar een warmtenet met warmtepompen werd voorzien. De laatste jaren wordt het laagspanningsnet echter aanmerkelijk zwaarder aangelegd waarbij wordt uitgegaan van een gelijktijdige belasting van 3 kW per huisaansluiting.

De huidige belasting van de LS-kabels kan als laag worden gekenmerkt. Er treden dan ook nagenoeg geen knelpunten op door de capaciteit van de laagspanningskabels. In extreme situaties waaronder een zeer strenge winter neemt het risico op overbelasting toe in een warmtepompwijk uitgerust met elektrische bijverwarmings-elementen. Wanneer bij een groot deel van de aangesloten woningen deze elektrische bijverwarming wordt geactiveerd zal de belasting van de kabel flink toenemen met kans op overbelasting. De LS-kabels zijn beveiligd tegen overbelasting. Echter zullen de aangesloten woningen zonder spanning komen te zitten.

Spanningscriteria

Bij het dimensioneren van het laagspanningsnet speelt naast de capaciteit van de kabel ook de lengte van de kabel en de verdeling van belasting over de kabel een belangrijke rol. Qua stroombelastbaarheid kan de kabel voldoen, echter vanuit de spanningshuishouding is het mogelijk dat er een limiet aan de lengte van de kabel wordt gesteld doordat er een te grote spanningsdaling of -stijging optreedt. De criteria waar de netspanning op het overdrachtspunt aan moet voldoen zijn opgenomen in NEN EN 50160. Momenteel zorgen met name zonnepanelen voor de meeste knelpunten. Dit komt doordat zonnepanelen voor ernstige asymmetrische spanningen in het net kunnen zorgen. Dit gebeurt in situaties waarbij veel 1-fase PV omvormers op één fase van de netkabel zijn aangesloten. De gevolgen zijn hoge spanningen en zonnepanelen die zichzelf ter bescherming afschakelen op momenten dat de zon fel schijnt. Ernstige asymmetrische spanningen kunnen voorkomen worden door de zonnepanelen gelijkmatig over de aanwezige fasedraden in de laagspanningskabel te verdelen.

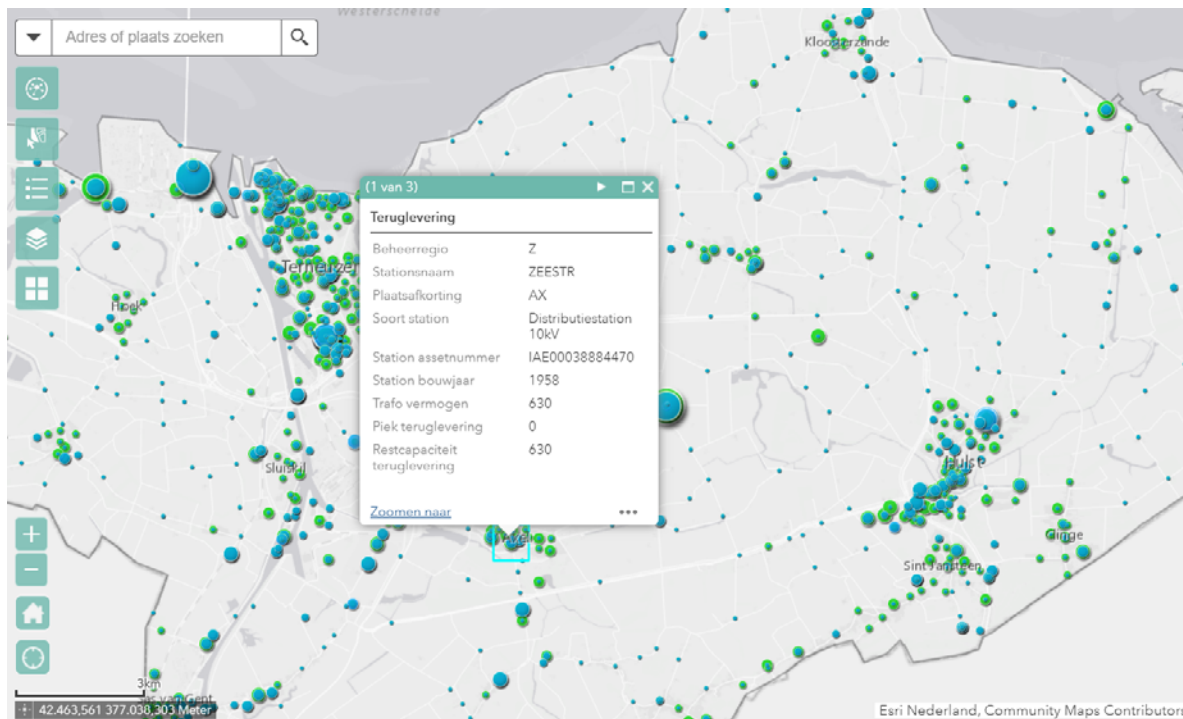
Jaarlijks wordt Enduris geconfronteerd met ongeveer 100 klachten over de aard en omvang van de aangeleverde netspanning op het overdrachtspunt. Na analyse blijkt dat ca. 30 % van de klachten terecht is. De verwachting is dat o.a. het aantal zonnepanelen en daarmee het aantal klachten zal toenemen. Enduris heeft dan ook een risico voor spanningskwaliteit opgenomen in het risicoregister. De omvang van het risico en de ontwikkeling in de tijd wordt dan ook op de voet gevolgd en daarbij worden diverse passende beheersmaatregelen getroffen.

Middenspanningsruimte

In de middenspanningsruimte bevindt zich de MS/LS transformator. De capaciteit van de transformator wordt bepaald door het aantal woningen dat men op het station wil aansluiten. Net als bij het laagspanningsnet wordt de laatste jaren voor nieuwbouw de capaciteit gebaseerd op een gelijktijdige belasting van 3 kW per huisaansluiting. Bij reconstructies wordt zo veel als redelijkerwijs mogelijk ook naar deze waarde toegewerkt. Van alle transformatoren wordt periodiek de piekbelasting opgenomen.

Steeds meer middenspanningsruimten worden uitgerust met slimme (bedrijfs)meters. Hierdoor is het mogelijk om de piekbelasting op afstand uit te lezen en te achterhalen of deze is veroorzaakt door vraag en/ of aanbod. De trend van de piekbelastingen worden geanalyseerd. Wanneer de belasting in de winter van een transformator gelijk wordt aan 1,3 x Pnominiaal dient de transformator te worden vervangen door een trafo van een groter vermogen. Deze regel geldt alleen voor transformatoren met een capaciteit tot en met 400 kVA. Uit metingen blijkt dat ongeveer 2,5% van deze populatie transformatoren wordt belast tussen de 100 en 130%. Deze mate van overbelasting wordt dus getolereerd. Voor grotere vermogens geldt als maximum belasting

de nominale capaciteit. Voor een zomerse situatie dient de transformator verzwaard te worden bij $1,0 \times P_{\text{nominaal}}$ (nagenoeg altijd als gevolg van zon- invoeding). In figuur B7.7 is een weergave te vinden van de beschikbare capaciteit van de stations gebaseerd op het vermogen van de transformator en de opgetreden piekbelasting.



Figuur B7.7 Monitoring capaciteit van stations

Op basis van de data blijkt dat de gemiddelde belasting van de MS/LS transformatoren ongeveer 47% bedraagt. Dit betekent dat er nog een behoorlijke hoeveelheid restcapaciteit aanwezig is. De hoeveelheid restcapaciteit voor stations voor invoeding (aanbod van elektriciteit) is nog een stuk hoger.

Middenspanningsnet

De MS-distributienetten zijn ringvormig aangelegd en worden radiaal bedreven. Dit betekent dat de uiteinden van de strengen elkaar ontmoeten en dat een ringvormige structuur ontstaat. Ergens in de ring wordt een lastscheider geopend (de netopening). Op deze manier ontstaat een radiaal of open bedreven ringvormige structuur. Het voordeel van de open bedreven ringvormige structuur is dat in geval van storingen na isolatie van de fout door sluiten van de netopening kan worden omgeschakeld naar een andere streng, zodat de elektriciteitsvoorziening relatief snel kan worden hersteld. Voorwaarde hierbij is wel dat de capaciteit van de strengen toereikend is, ook wel enkelvoudige storingsreserve genoemd (N-1).

Alle middenspanningsnetten van Enduris zijn conform N-1 aangelegd.

Op zonnige dagen met weinig afname van elektriciteit, kan er op alle netvlakken teruglevering van elektriciteit plaats vinden. Zo kan er vanuit het laagspanningsnet teruglevering plaatsvinden door de MS/LS transformator heen richting het middenspanningsnet. Indien er op de MS-ring grootverbruikers zijn aangesloten die grootschalig zon op dak hebben geïnstalleerd (en die in bijvoorbeeld het weekend stil liggen) zal er een grote hoeveelheid aan elektriciteit worden opgewekt en op het middenspanningsnet terecht komen. Dit heeft invloed op de spanning van het middenspanningsnet. Knelpunten kunnen optreden als er een storing optreedt in één van de middenspanningskabels en de ring tijdelijk omgeschakeld moet worden. In deze situatie zijn de kabellengtes langer dan normaal en zal de toelaatbare spanningsvariatie eerder bereikt zijn. Knelpunten in de middenspanningsnetten zullen dan ook met name ontstaan door invoeding van zonnepanelen.

D. Waar en wanneer treden er mogelijk capaciteitsknelpunten op in het elektriciteitsnet?

Om deze vraag te kunnen beantwoorden is alle informatie uit de voorgaande stappen bij elkaar gebracht. Vervolgens zijn er met behulp van berekeningen voorspellingen gedaan over waar en wanneer er mogelijk capaciteitsknelpunten op gaan treden.

Loadflow berekening Enduris

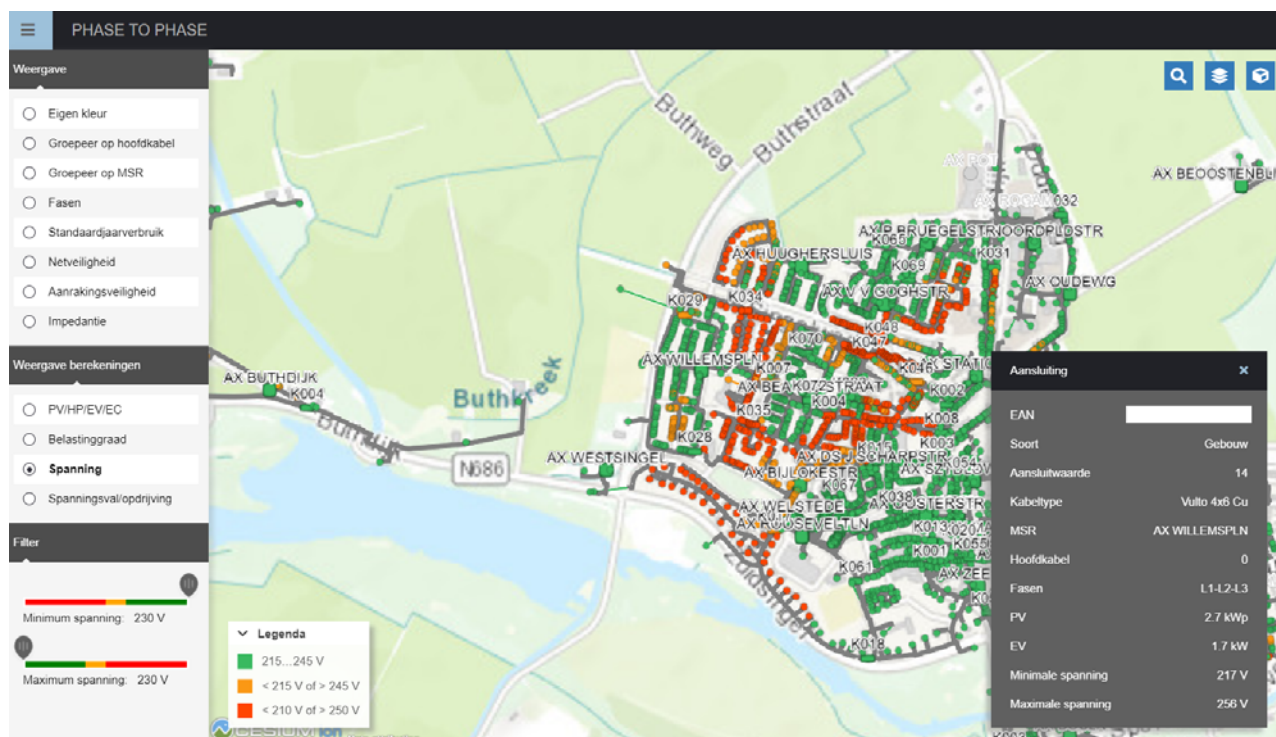
Om toekomstige capaciteitsknelpunten in het elektriciteitsnet te bepalen maakt Enduris onder andere gebruik van software waarmee simulaties van scenario's kunnen worden uitgevoerd. Om een zo realistisch mogelijk beeld te krijgen heeft Enduris voor verschillende deelgebieden in Zeeland een dataset opgesteld waarbij per woning is ingeschat of deze in 2030 is voorzien van elektrisch koken en een warmtepomp en/ of zonnepanelen, en of er een elektrische auto wordt opgeladen. Hierbij is gebruik gemaakt van de in stap A en B beschreven uitgangspunten qua aantallen, locaties en vermogens. Ook zijn woningspecifieke kenmerken gebruikt. In tabel B7.6 zijn de waarden voor de gelijktijdige piekbelasting opgenomen zoals die in de berekening van de knelpunten zijn gehanteerd.

GEBOUW TYPE	ALL-E WARMTEPOMP (KW)	HYBRIDE WARMTEPOMP (KW)	ELEKTRISCHE AUTO	ZONNEPANELEN (KW)
Vrijstaande woning	2,5	1,2		
2-1 kap woning	2,25	1,2	30% van de toegekende EV's op 3 kW en 70% op 1,2 kW = 1,7 kW gemiddeld	zie tabel B6.5
Hoekwoning	2,25	1,2		
Rijwoning	2	1,15		
Meersgezinswoning	1,75	1,15		

Tabel B7.6 Uitgangspunten t.a.v. gelijktijdige piekbelasting loadflowberekening

Vervolgens is de dataset met behulp van het softwarepakket Vision Cloud Solutions (VCS) doorgerekend. Binnen VCS wordt de daadwerkelijke lokale netsituatie gebruikt zoals die in het bedrijfsmiddelenregister is opgenomen. Ook worden daadwerkelijke jaarverbruiken en geïnstalleerde PV vermogens per woning meegenomen. Uit de berekening volgen de resultaten op het gebied van spanningshuishouding en de belasting van de componenten. De spanningen

moeten volgens de Netcode tussen 207 V en 253 V liggen en de laagspanningskabels en transformatoren mogen niet of slechts beperkt worden overbelast. Deze exercitie is zowel voor het deelgebied Axel als Heinkenszand uitgevoerd. In figuur B7.8 is een screenshot te zien van de resultaten op het gebied van de spanningshuishouding voor een deel van Axel in het jaar 2030.



Figuur B7.8 Spanningshuishouding Axel RES scenario 2030

De resultaten van de berekeningen zijn vervolgens geanalyseerd, en indien de resultaten daar aanleiding toe gaven zijn de te maken netaanpassingen in kaart gebracht. De netaanpassingen bestaan onder andere uit het vervangen van middenspanningsruimten, het uitwisselen van transformatoren, het leggen van laagspanningskabel en het vervangen van aansluitingen. De resultaten hiervan zijn in tabel B7.7 opgenomen inclusief een doorvertaling van de deelgebieden naar het niveau van Zeeland.

De meeste laagspanningsnetten in Zeeland zijn op dezelfde wijze ontworpen en aangelegd. Hierdoor is ondanks de geringe omvang van de steekproeven de verwachting dat de populatie redelijk goed wordt gerepresenteerd. Wel zal Enduris hier de komende jaren onderzoek naar doen. De middenspanningsverbindingen kunnen niet in het programma VCS worden berekend. Enduris heeft op basis van kennis en de resultaten uit tabel B7.7 een inschatting gemaakt van de benodigde aanpassingen aan deze verbindingen.

	AXEL	HEINKENSZAND	ZEELAND
Huidige aantallen in woonwijken:			
- aantal km's middenspanningskabel	n.v.t.	n.v.t.	4435
- aantal middenspanningsruimten	23	15	3377
- aantal transformatoren	23	15	3443
- aantal km's laagspanningskabel	55,25	28,5	5429
- aantal aansluitingen (kleinverbruik)	3737	2247	219.000
Benodigde aanpassingen 2030:			
- uitbreiden middenspanningsverbindingen (km)	n.v.t.	n.v.t.	0
- vervangen middenspanningsverbindingen (km)	n.v.t.	n.v.t.	240
- uitbreiden middenspanningsruimten (#)	0	1	90
- vervangen middenspanningsruimten (#)	3	2	450
- vervangen individuele transformatoren (#)	3	2	450
- uitbreiden laagspanningskabels (km)	2,4	1	220
- vervangen laagspanningskabels (km)	0,6	0,5	70
- vervangen aansluitingen (#) saneren	135	75	7700
- vervangen aansluitingen (#) overnemen	135	75	7700

Tabel B7.7 Benodigde netaanpassingen RES scenario 2030

Wanneer de benodigde aanpassingen voor Zeeland lineair worden verdeeld over de periode van 2020 – 2030 ontstaat het beeld zoals dat in tabel B7.8 is weergegeven.

BENODIGDE AANPASSINGEN:	2020	2021	2022	2023 - 2030
- uitbreiden middenspanningsverbindingen (km)	0	0	0	0
- vervangen middenspanningsverbindingen (km)	24	24	24	168
- uitbreiden middenspanningsruimten (#)	9	9	9	49
- vervangen middenspanningsruimten (#)	45	45	45	315
- vervangen individuele transformatoren (#)	45	45	45	315
- uitbreiden laagspanningskabels (km)	22	22	22	154
- vervangen laagspanningskabels (km)	7	7	7	49
- vervangen aansluitingen (#) saneren	770	770	770	5390
- vervangen aansluitingen (#) overnemen	770	770	770	5390

Tabel B7.8 Jaarlijkse netaanpassingen RES scenario 2030

B7.2 Maatregelen

Om de knelpunten, zoals die naar voren zijn gekomen uit de loadflowberekening van Enduris en de Systeemstudie Zeeland, te voorkomen dan wel op te lossen, kunnen diverse maatregelen worden genomen. Het verzwaren van de elektriciteitsnetten lijkt op voorhand wellicht de meest voor de hand liggende keuze. Toch zijn er ook andere maatregelen die ervoor kunnen zorgen dat de benodigde netverzwaringen en daarmee investeringen worden beperkt. Enduris benadrukt dan ook het belang van het toepassen van deze maatregelen.

B7.2.1 Maatregelen warmtepompen

Om overbelasting van het net door warmtepompen te beperken kunnen de volgende maatregelen worden toegepast:

1. Zorg ervoor dat zo min mogelijk warmtepompen in een wijk op hetzelfde moment aan staan. Oftewel minimaliseer de gelijktijdigheid van warmtepompen. Een volledig elektrische warmtepomp is een groot deel van het jaar aan te sturen, afhankelijk van de momentane warmtevraag en de buffercapaciteit. De warmte in het huis en eventueel in een buffervat zorgen dat een volledig elektrisch systeem gestuurd kan worden door de mogelijkheid om terug te vallen op deze thermische massa. In het geval van een zeer koude winterweek/-dag is de thermische buffer van een all-electric woning echter snel uitgeput en moet de warmtepomp blijven draaien om de woning warm te houden. Hierdoor heeft een volledig elektrische woning op deze kritische momenten nagenoeg geen flexibiliteit. Een hybride warmtepomp is echter zeer flexibel omdat deze ten allen tijde volledig te sturen is door op gas over te gaan. Hybride warmtepompen schakelen van nature sowieso al over op gasbedrijf bij lage buitentemperaturen. De flexibiliteit van hybride warmtepompen is dus aanzienlijk groter.
2. Door de extra belasting van de warmtepomp te reduceren met lokale (eigen) opwek van elektriciteit met PV-panelen. Deze systemen moeten dan wel op elkaar worden afgestemd. Gezien de opbrengst van PV-panelen in de winter (wanneer de vraag naar warmte hoog is) een stuk minder is dan in de zomer, is dit een uitdaging. Ook is de tijdspanne waarin PV-panelen elektriciteit leveren relatief kort in de winter. Mogelijk moet er dan ook gebruik worden gemaakt van een buffer in de vorm van een accu of een boiler. Daarnaast zou een elektrische auto het benodigde vermogen kunnen leveren om de warmtepomp te laten functioneren buitenom de tijden dat de PV-installatie actief is;

B7.2.2 Maatregelen elektrische vervoer

Zoals eerder besproken is de manier waarop een elektrische auto wordt opgeladen een zeer bepalende factor in de bijdrage/verhoging van de piekbelasting in het elektriciteitsnet. Ten aanzien van het laadgedrag kunnen de volgende maatregelen worden

genomen om overbelasting van het net als gevolg van elektrische vervoer te beperken:

1. Laad zo min mogelijk tijdens de reguliere avondpiek (tussen 17.00 en 22.00 uur) in de woonwijk;
2. Zorg ervoor dat het pieklaadvermogen zo laag mogelijk wordt gehouden door met name de volledige tijd die men heeft om de auto op te laden, te gebruiken;
3. Als er overdag aanbod beschikbaar is van duurzame energie dat is opgewekt door zonnepanelen, stem dan het laadvermogen hier op af. Hierdoor wordt de impact van zowel de elektrische auto als die van de zonnepanelen op de elektriciteitsnetten beperkt;

Naast de bovenstaande maatregelen wordt er momenteel ook geëxperimenteerd met concepten waaronder V2G waarbij energie aan het elektriciteitsnet terug wordt geleverd. Hiermee kunnen (lokale) piekbelastingen in het netwerk worden opgevangen.

B7.2.3 Maatregelen zonnepanelen

Om overbelasting van het net als gevolg van zonnepanelen te beperken kunnen de volgende maatregelen worden toegepast:

1. Installeer niet alleen PV-panelen gericht op het zuiden, maar ook op het oosten en westen. Hierdoor wordt het piekvermogen uit figuur B7.5 lager. Echter wordt de curve wel breder doordat de installatie eerder opstart en later stopt waardoor de minder-opbrengst gering is. Bij een 'plat dak opstelling' kunnen bovendien meer panelen per m² worden geïnstalleerd wanneer een 'oost west opstelling' wordt gekozen;
2. Houd rekening met de aanwezige netcapaciteit. In bestaande wijken komt dit veelal neer op een maximaal gemiddeld terugleververmogen van 1 kW per woning. Wanneer er gemiddeld niet meer dan 2 kW aan PV-panelen per woning geïnstalleerd wordt is het aannemelijk dat dit niet tot capaciteitsknelpunten gaat leiden;
3. Benutting van de eigen opwek. Door het vermogen afkomstig van de PV-installatie te gebruiken om bijvoorbeeld een boiler te verwarmen voor warm tapwater of ter voorverwarming van ruimteverwarming kan men het piekvermogen reduceren. Ook kan men denken aan het opladen van een elektrische auto en/of een thuisbatterij. In de toekomst kan dit aantrekkelijk zijn om de investeringskosten van de PV-installatie terug te verdienen. De huidige salderingsregeling stimuleert dit niet doordat een gesaldeerde kWh evenveel opbrengt als een kWh die direct gebruikt wordt;
4. Het aftoppen van de zonne-energie op het moment dat het productievermogen te hoog is. Dit heet in het Engels 'curtailment', oftewel productiebeperking. Een curtailment van 30%

betekent dat het vermogen van zonne-energie gelimiteerd wordt op 70% van het piekvermogen. Beneden deze curtailment-waarde is de elektriciteitsproductie normaal. Als bijvoorbeeld 30% curtailment (aftopping van de PV-vermogenspiek) wordt toegepast, betekent niet dat er ook 30% minder elektriciteit opgewekt wordt. Het PV productieverlies is dan slechts 2-3% op jaarbasis, omdat de vermogenspiek (en dus ook de aftopping daarvan) zelden voorkomt;

5. Het installeren van een omvormer die kleiner is dan het piekvermogen van de panelen. Hierdoor is het piekvermogen lager. Doordat het piekvermogen slechts gedurende een korte periode wordt bereikt, is het rendement niet veel lager. Bovendien heeft een kleinere omvormer vaak een beter rendement.

B7.2.4 Netverzwaring

Naast de opties zoals die in de voorgaande paragrafen zijn besproken, is het verzwaren van de elektriciteitsnetten een maatregel om capaciteitsknelpunten te voorkomen of op te lossen. Voor diverse locaties in het net van Enduris zal dit onontkoombaar zijn. Met name in de oudere netdelen, of daar waar veel woningen op een kabel zijn aangesloten. De capaciteit van de netten wordt dan in lijn gebracht conform de meest recente ontwerprichtlijnen van Enduris. Qua locatie, planning en uitvoering van deze werkzaamheden stemt Enduris intern maar ook extern af met onder andere infrastructuurbeheerders. Activiteiten zoals het vervangen van gasnetten en reconstructies van riolen en verkeerskundige aanpassingen vormen kansen om de investeringen, maar ook de overlast voor de omgeving inclusief het milieu te beperken.

Bijlage 8

Risicomatrix Enduris

CATEGORIE	VEILIGHEID	KWALITEIT	DUURZAAMHEID	ECONOMIE
Catastrofaal	Meerdere doden	> 10.000.000 vbm, marktfacilitering > 1 maand uitval	> 350.000 ton CO ₂	Schade groter dan: € 5.000.000
Ernstig	Ongevallen met dodelijke afloop of zeer ernstig letsel	1.000.000 tot 10.000.000 vbm, marktfacilitering 1 week tot 1 maand uitval	35.000 tot 350.000 ton CO ₂	Schade van: € 500.000 > € 5.000.000
Behoorlijk	Ongevallen met ernstig letsel met verzuim	100.000 tot 1.000.000 vbm, marktfacilitering 24 uur tot 1 week uitval	3.500 tot 35.000 ton CO ₂	Schade van: € 50.000 > € 500.000
Middelmatig	Ongevallen met lichte verwonding met verzuim	10.000 tot 100.000 vbm, marktfacilitering 4- 24 uur uitval	350 tot 3500 ton CO ₂	Schade van: € 5.000 > € 50.000
Klein	Ongevallen met gering letsel/ EHBO zonder verzuim	1.000 tot 10.000 vbm, marktfacilitering 1-4 uur uitval	35 tot 350 ton CO ₂	Schade van: € 500 > € 5.000
Verwaarloosbaar	Ongeval zonder letsel (hinder)	100 tot 1.000 vbm, marktfacilitering < 1 uur uitval	< 35 ton CO ₂	Schade kleiner dan: € 500

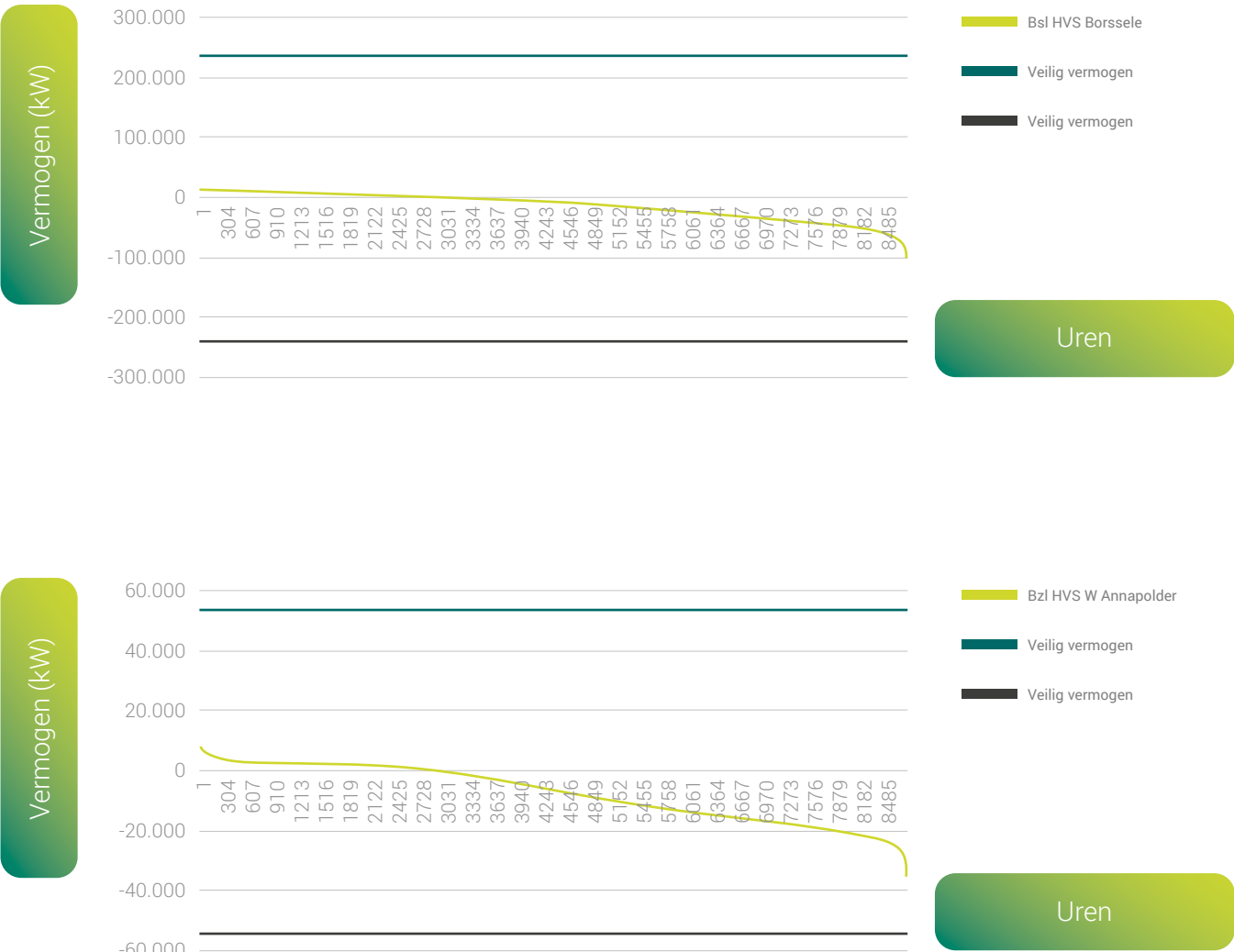
		Vrijwel onmogelijk Nooit eerder van gehoord in de industrie < 0,0001/jr	Onwaarschijnlijk Wel eens van gehoord in de industrie > 0,0001/jr	Mogelijk Meerdere malen binnen de industrie > 0,001/jr	Waarschijnlijk Wel eens van gehoord binnen ons bedrijf > 0,01/jr	Geregeld Meerdere malen gebeurd binnen ons bedrijf > 0,1/jr	Jaarlijks Eén tot enkele malen per jaar binnen ons bedrijf > 1/jr	Maandelijks Eén tot enkele malen per maand binnen ons bedrijf > 10/jr	Dagelijks Eén tot enkele malen per dag binnen ons bedrijf > 100/jr	Permanent Eén tot enkele malen per dag binnen een regio van ons bedrijf > 1000/jr
IMAGO	STAKEHOLDER RELATIE									
Internationale commotie, > 30.000 KV klachten of > 1.000 GV klachten	Actieve tegenwerking	V	L	M	H	ZH	O	O	O	O
Nationale commotie, 3.000-30.000 KV klachten of 100-1.000 GV klachten	Passieve tegenwerking	V	V	L	M	H	ZH	O	O	O
Regionale commotie, 300-3.000 KV klachten of 10-100 GV klachten	Geen actieve steun	V	V	V	L	M	H	ZH	O	O
Lokale commotie, 30-300 KV klachten of 1-10 GV klachten	Verminderde actieve steun	V	V	V	V	L	M	H	ZH	O
Niet openbare commotie, 3-30 KV klachten of 1 GV klacht	Bespreekpunt en handhaving actieve steun	V	V	V	V	V	L	M	H	ZH
Interne commotie, minder dan 3 KV klachten	Beperkte invloed, handhaving actieve steun	V	V	V	V	V	V	L	M	H

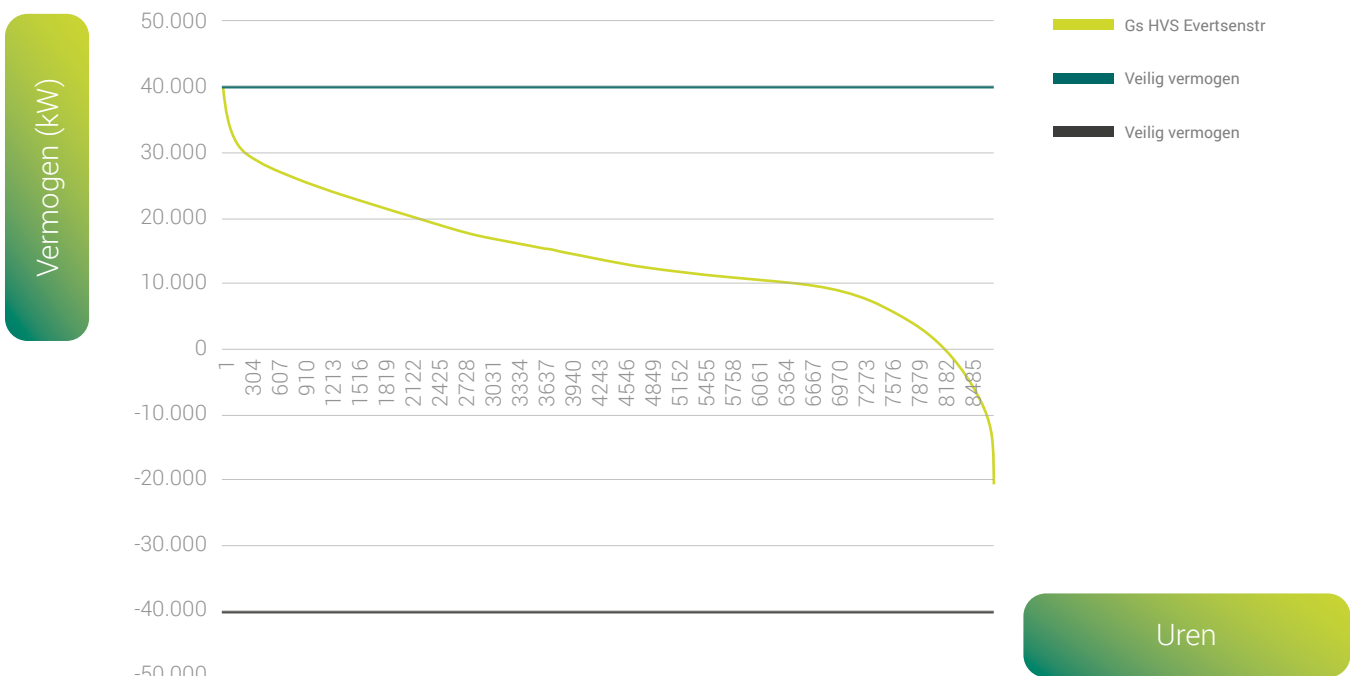
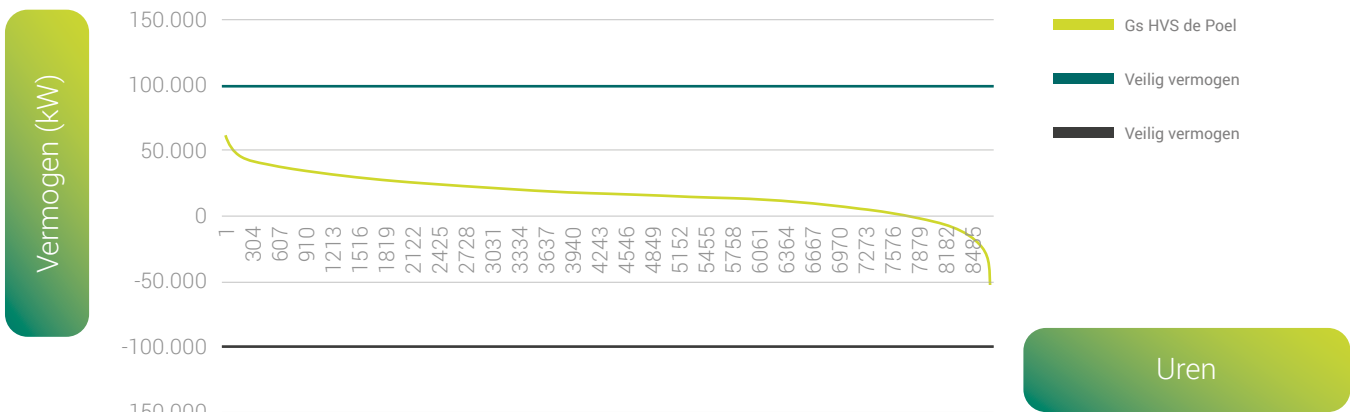
O Ontoelaatbaar
 ZH Zeer hoog
 H Hoog
 M Middelmatic
 L Laag
 V Verwaarloosbaar

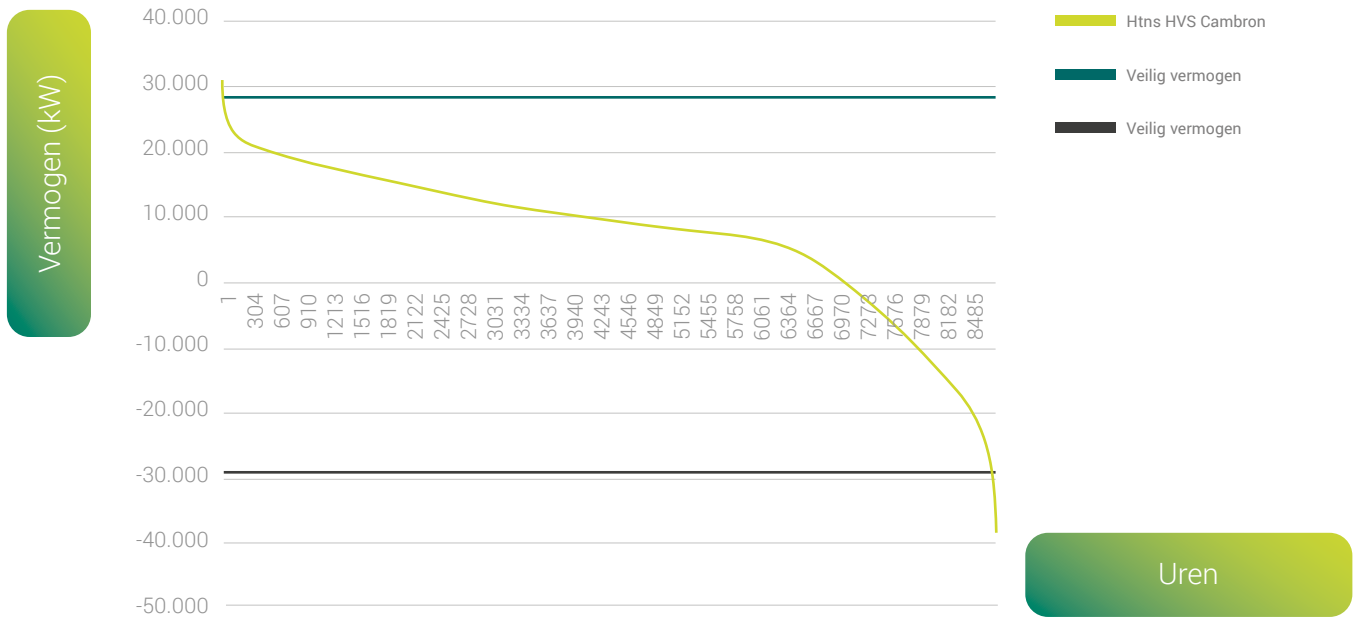
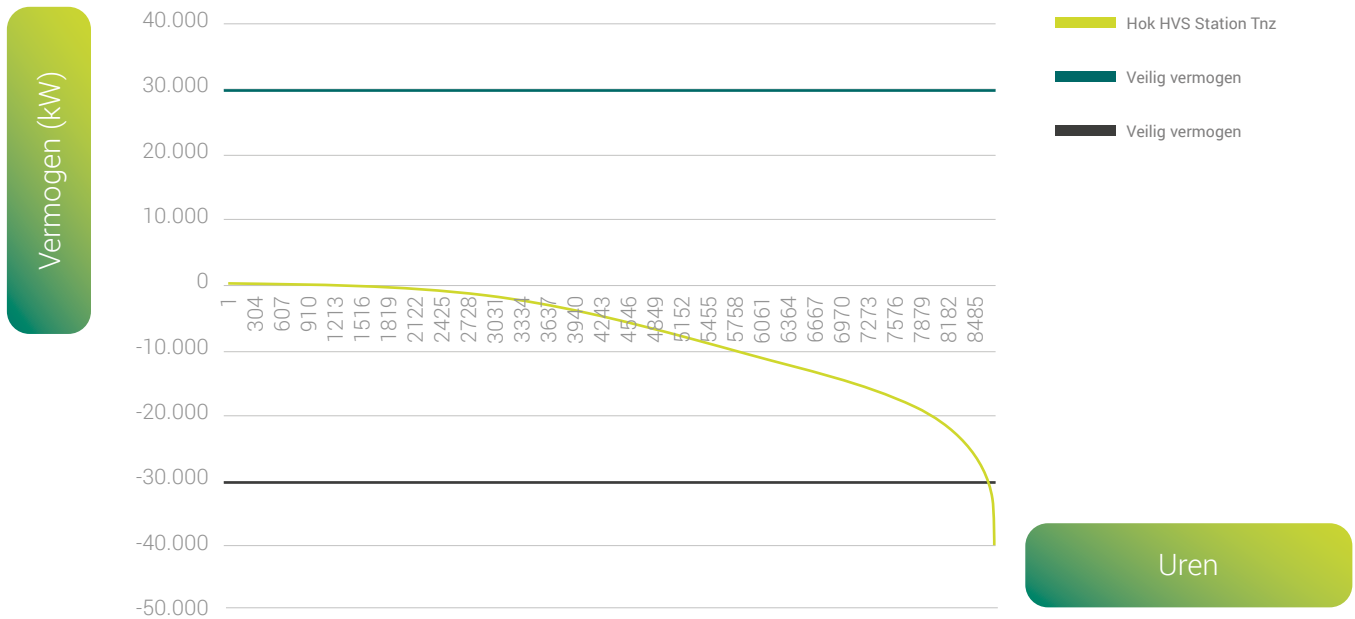
Bijlage 9

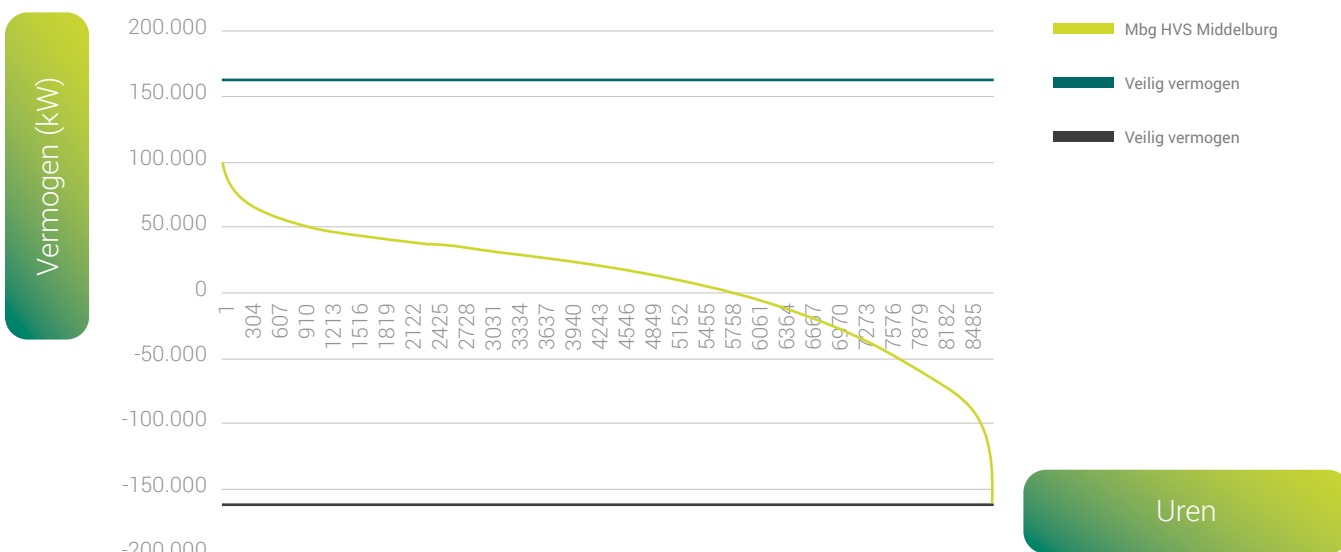
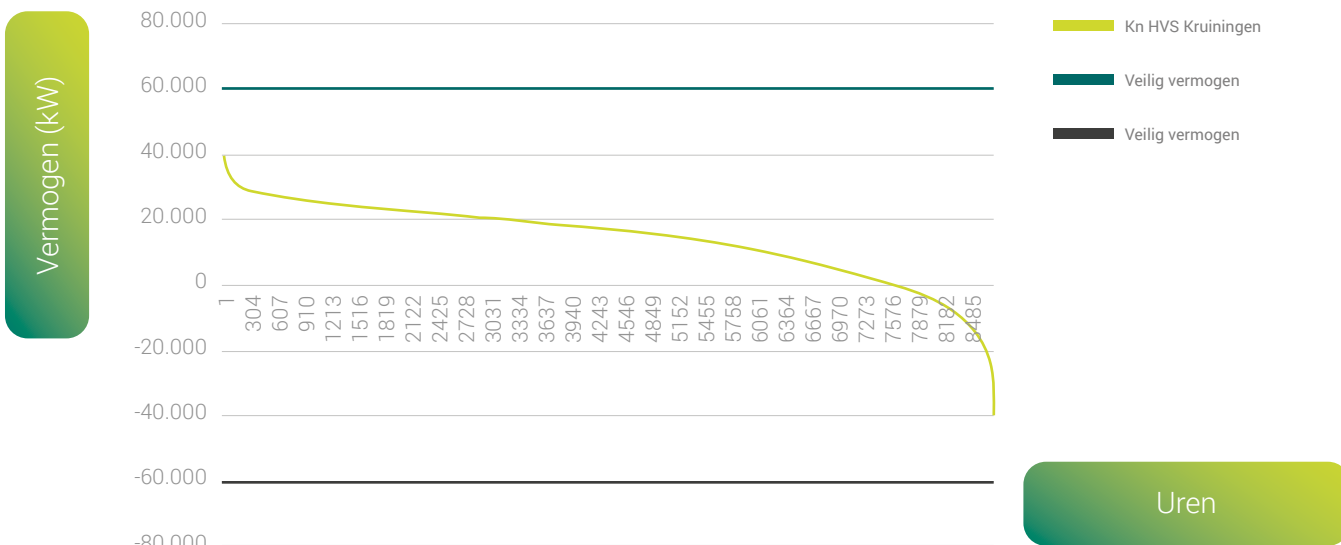
Belastingduurkrommen 2030

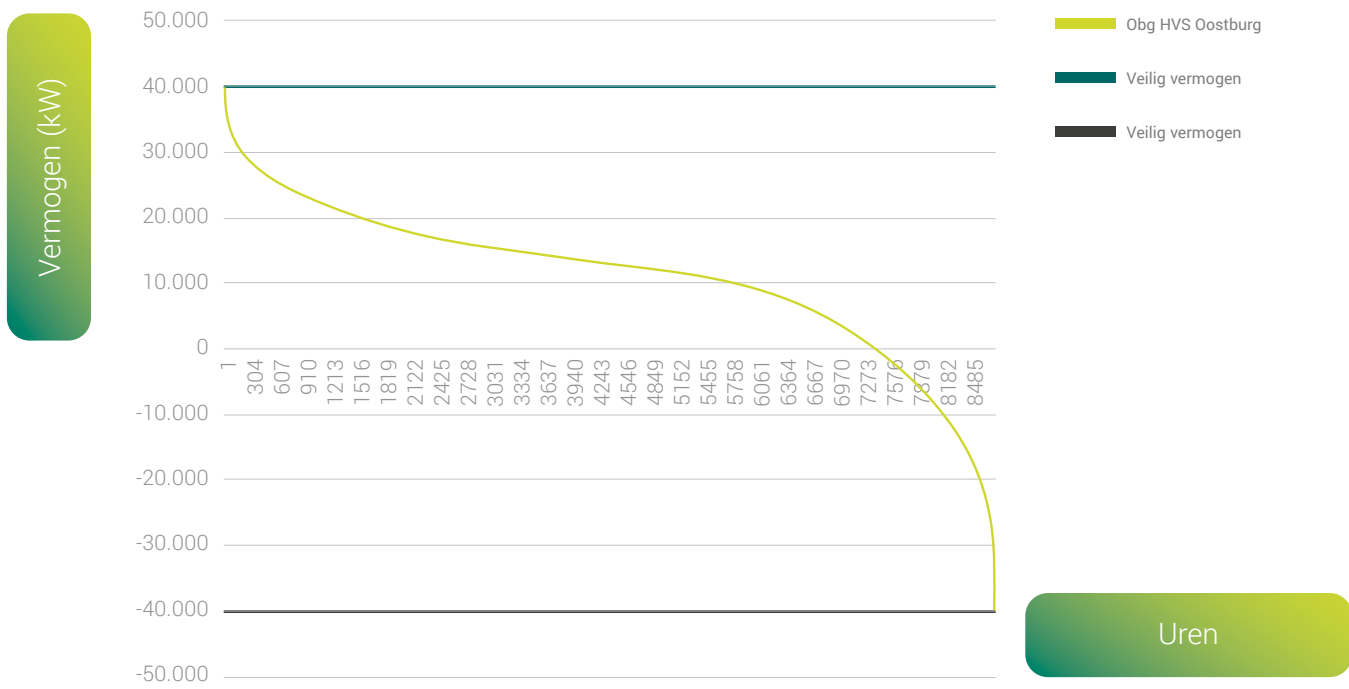
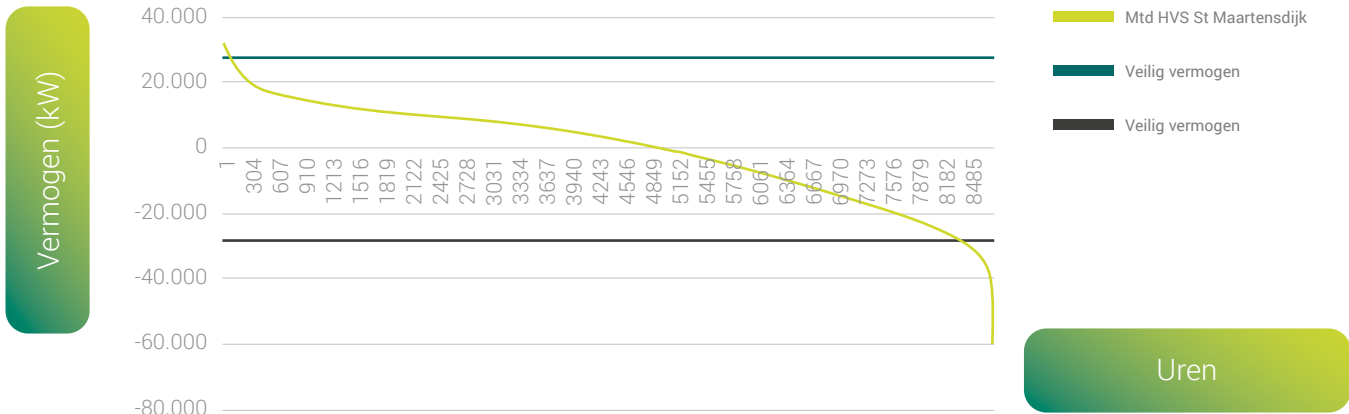
Hieronder zijn de belastingduurkrommen weergegeven van de koppelpunten en de hoofdsverdeelstations voor het RES Zeeland scenario 2030. Deze komen voort uit de Systeemstudie Zeeland.

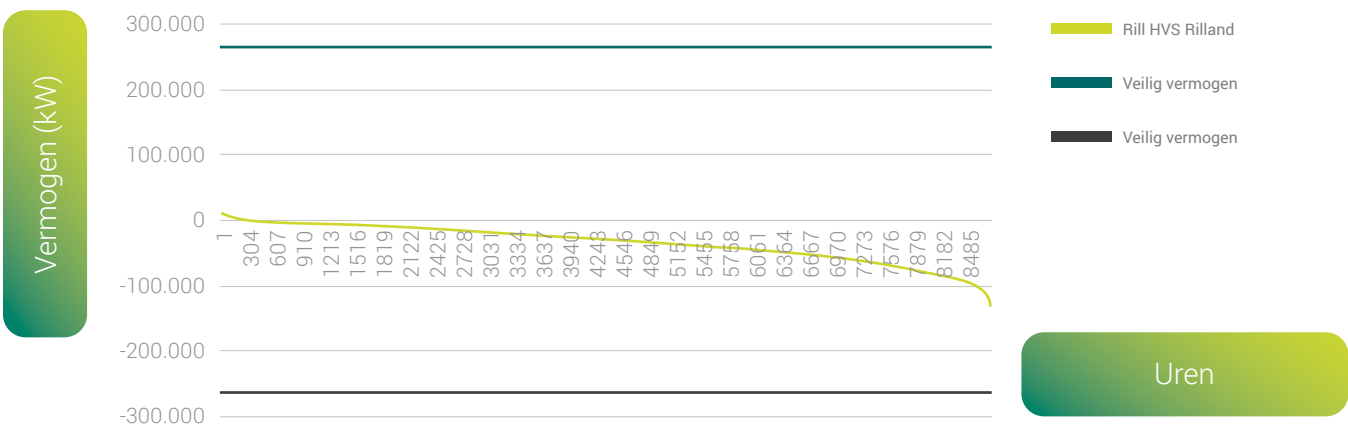


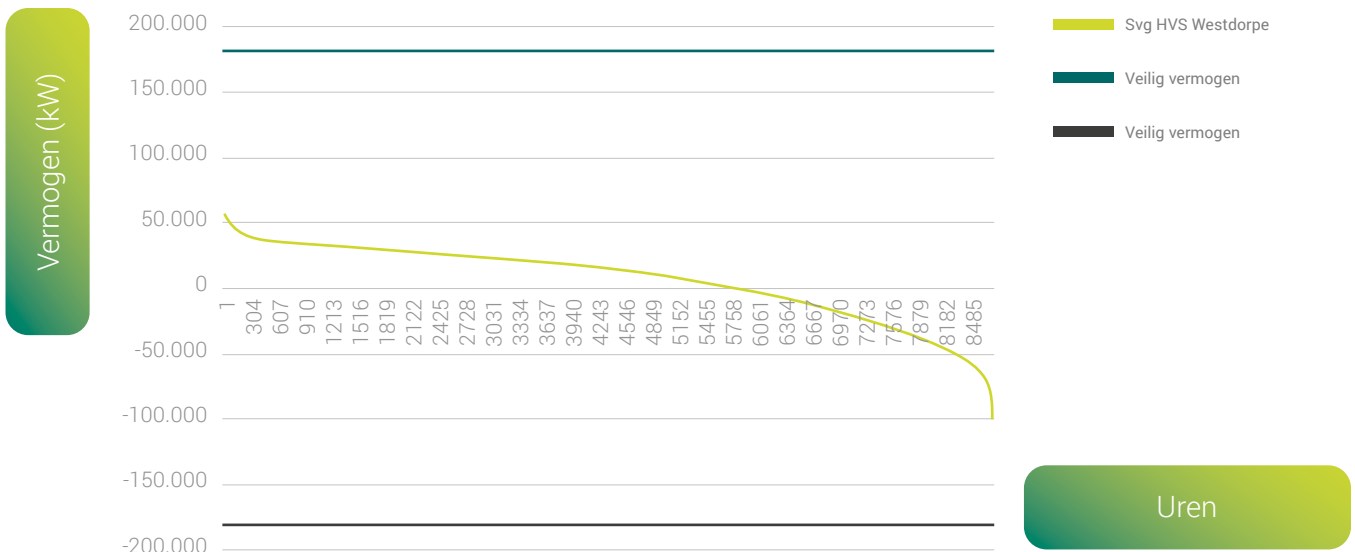
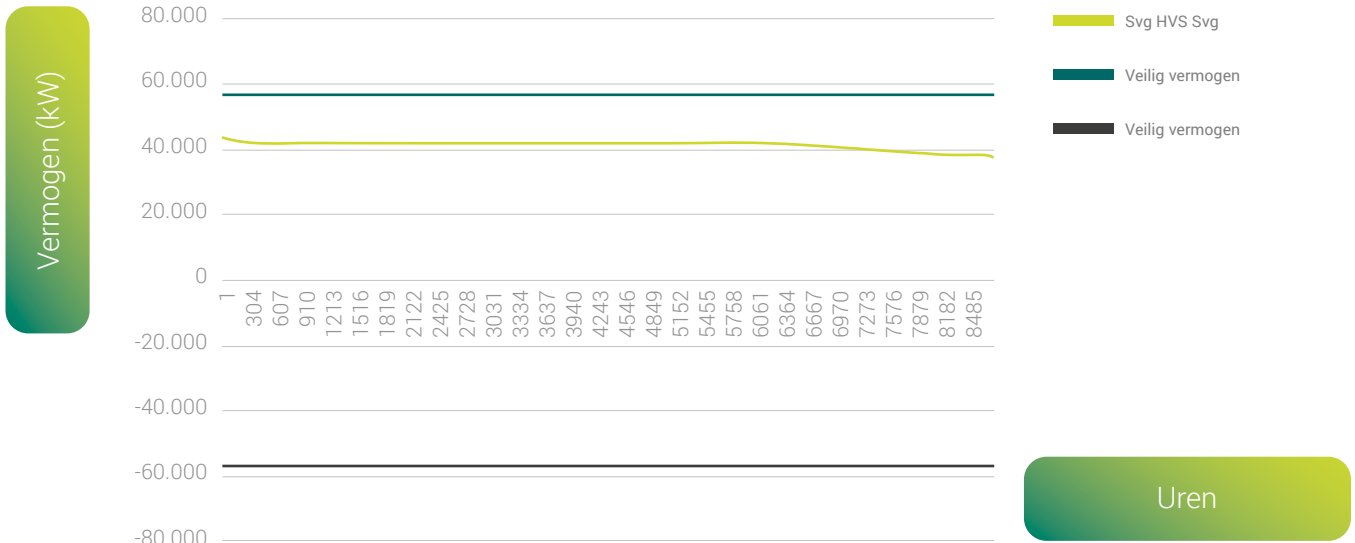


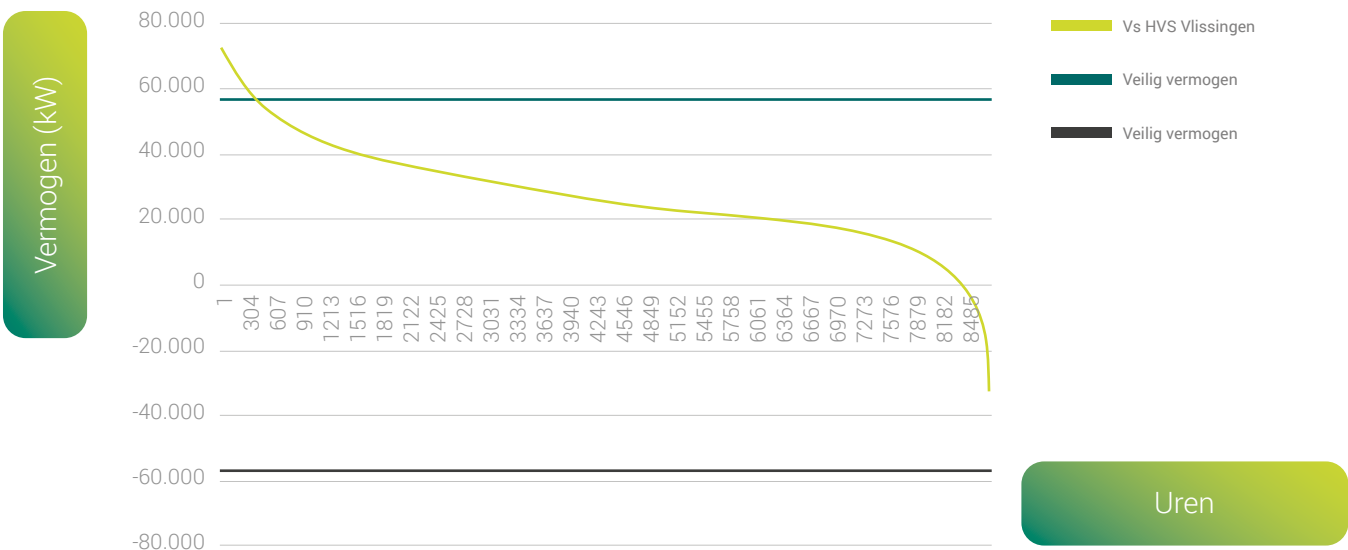
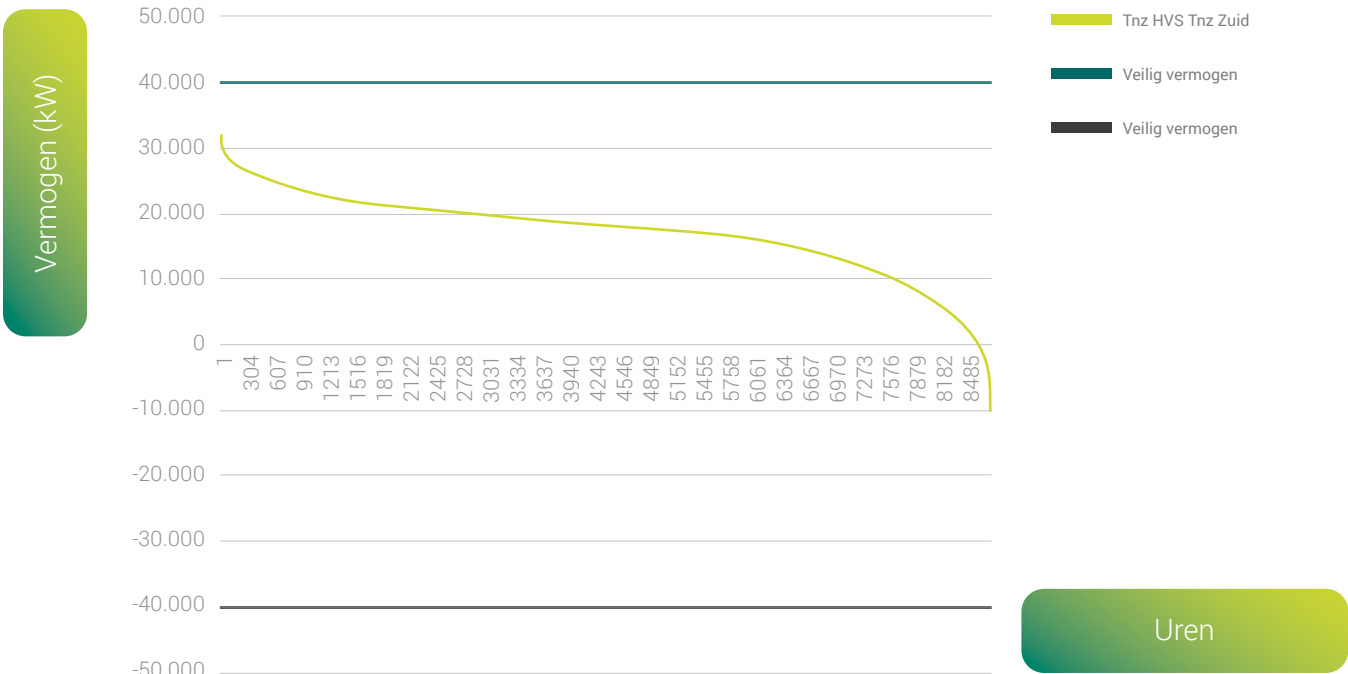


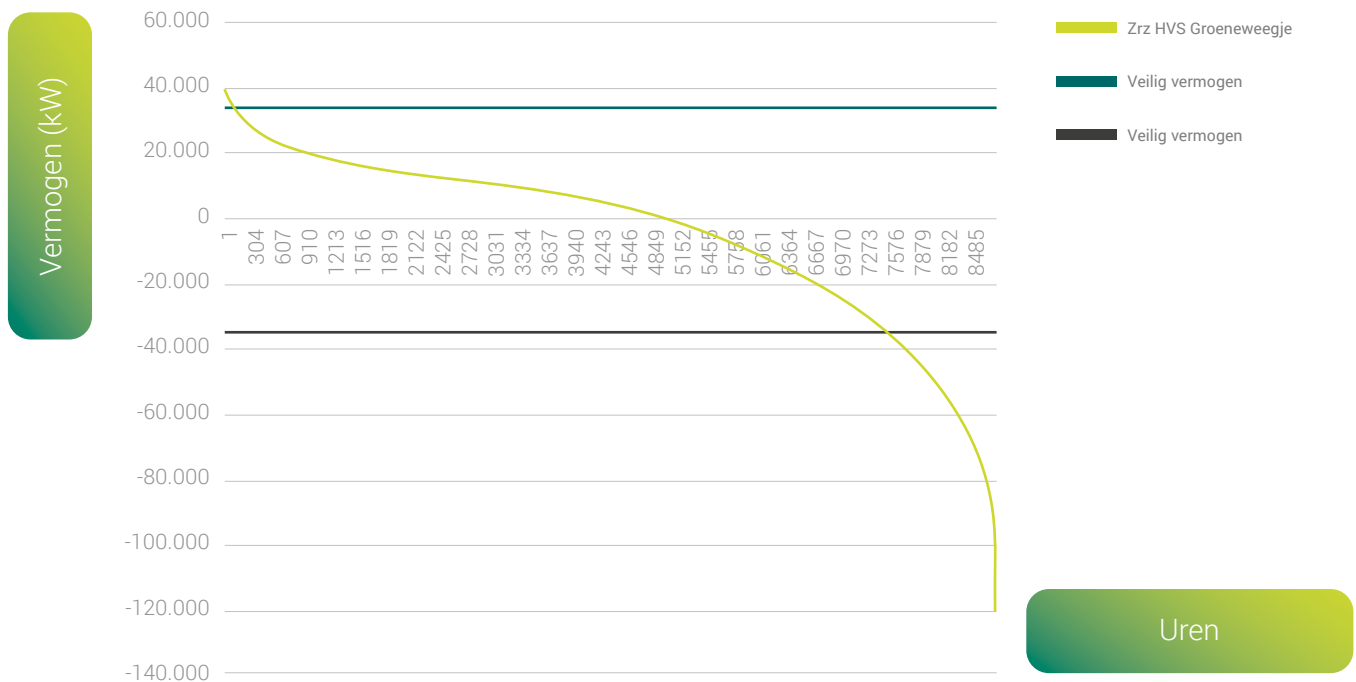
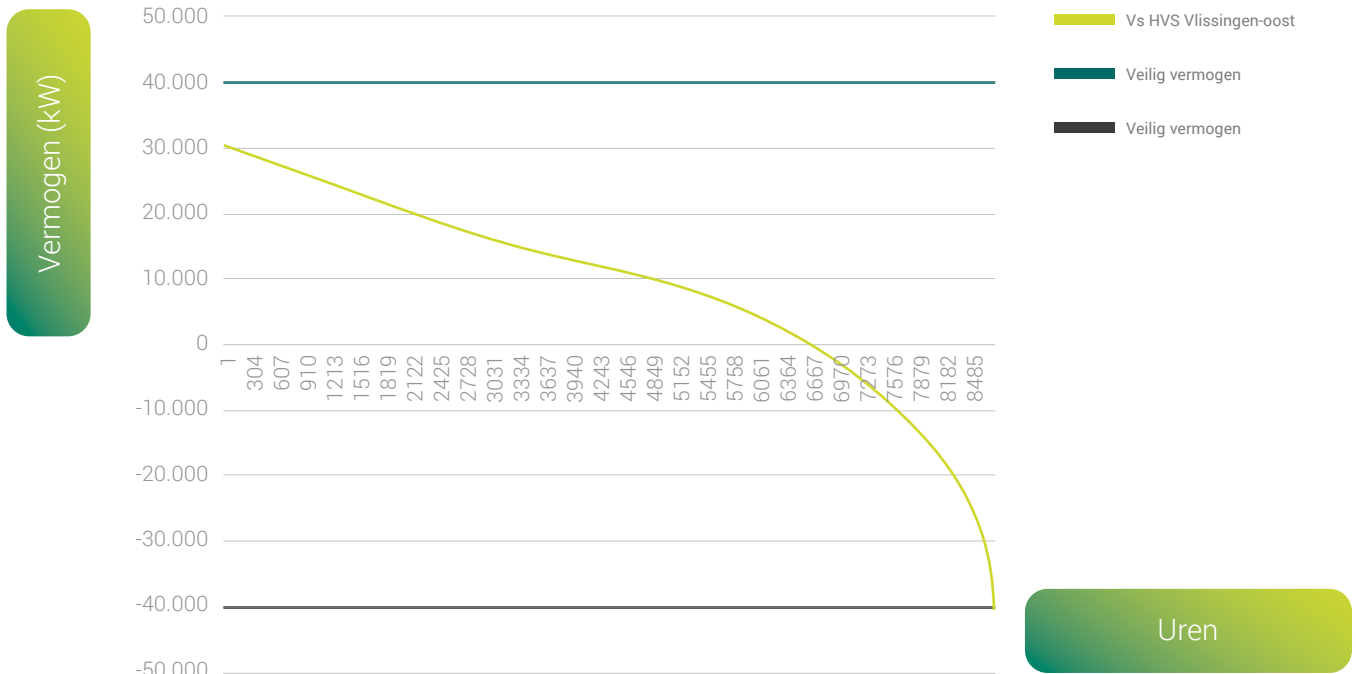












Bijlage 10 Verklaring verschillen tussen scenario's

In deze bijlage wordt nader ingegaan op de verschillen tussen de 'reguliere planning Enduris' en de scenario's zoals die zijn opgenomen in het IP. Hierbij wordt ook aangegeven of de datum van in bedrijfsname (IBN) van de oplossing/ investering voor of na het optreden van het capaciteitsknelpunt plaatsvindt.

NR.:	HOOGSPANNINGS-STATION/ & HS-VERBINDINGEN:	CAPACITEITSTEKORT JAAR VAN OPTREDEN				IBN	TOELICHTING
		INTER-NATIONALE STURING	RES ZEELAND	REGIONALE STURING	REGULIERE PLANNING ENDURIS		
1	Vlissingen		2027	2029			In de systeemstudie zijn nieuwe initiatieven toegekend aan HS/MS-station Vlissingen, terwijl deze in de praktijk via de stations Borssele (geen knelpunten) of Vlissingen-oost (IBN=2022) worden ontsloten. Zie pagina 70 IP.
2	Middelburg	2027	2029	2022	2023	2023	Enkel in het scenario regionale sturing is er sprake van een knelpunt voor 2023. Het is onwaarschijnlijk dat dit knelpunt daadwerkelijk zal optreden in 2022. Mede gezien de huidige beschikbare capaciteit en de bekende initiatieven. Ook hier geldt dat in de praktijk initiatieven worden ontsloten via Vlissingen-oost die in de systeemstudie geprojecteerd zijn op Middelburg.
3	Vlissingen-Oost		2030		2022		
4	Borssele				2027		
5*	Goes de Poel		2024	2023	2026	2025/2026	In 2025 ontstaat volgens de reguliere planning een knelpunt in de 150/50 kV transformatoren. Dit knelpunt wordt eveneens in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is. Tevens ontstaat er een knelpunt op MS-niveau, dat is volgens de reguliere planning in 2026. De IBN voor de benodigde HS/MS-aanpassing is gepland in 2026. Vandaar het verschil in jaartal.
6	Goes Evertsenstraat			2028			In de systeemstudie zijn nieuwe initiatieven toegekend aan TS/MS-station Goes Evertsenstraat, terwijl in de praktijk deze via station Goes de Poel worden ontsloten. Het knelpunt in 2028 wordt dan ook niet verwacht.
7*	Zierikzee	2030	2022	2022	2025	2025	Voor deze regio is de voor aankondiging van congestie gedaan o.b.v. het voorliggende TS-net. Dit station is een TS/MS-station, als beide trafo's worden ingezet is er voldoende trafocapaciteit t/m 2025. Dit knelpunt wordt eveneens in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.

8*	Oosterland		2021	2020	2026	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan o.b.v. het voorliggende TS-net. Dit station is een TS/MS-station, als beide trafo's worden ingezet is er voldoende trafocapaciteit t/m 2025. Dit knelpunt wordt eveneens in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
9*	St. Maartensdijk	2028	2023	2020	2024	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. Echter o.b.v. het voorliggende TS-net. Het betreft hier een TS-net als beide trafo's worden ingezet is er voldoende trafocapaciteit t/m 2024. Dit knelpunt wordt eveneens in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is. O.b.v. de reguliere planning van Enduris ontstaat hier in 2024 een congestie in het TS/MS-net.
10*	Kruiningen		2024	2022	2026	2025	In 2026 ontstaat volgens de reguliere planning een knelpunt in de 150/50 kV transformatoren op dit station. Dit knelpunt wordt eveneens in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
11	WAP (Biezelinge)				2024		
12	Rilland				2024		
13	Westdorpe		2025	2026	2026	2026/2028	In bijlage 11 van het IP wordt aangegeven dat het knelpunt naar verwachting in 2026 optreedt. Dit station heeft een groot verzorgingsgebied, met grote initiatieven. De verwachting is dat deze niet allemaal op het net van Enduris worden aangesloten (alternatieven zijn rechtstreeks op het net van de LNB of op een industrienet). Knelpunt MS-niveau wordt verwacht in 2026; oplossing realisatie 20 kV met 150/20 kV trafo (fase 1). Knelpunt HS-niveau 2028; oplossing extra 150/50 kV trafo (fase 2)
14	Sas van Gent			2025			In de systeemstudie wordt uitgegaan v/d elektrificatie van een grote klant, dit initiatief is bij Enduris niet bekend. Tevens geldt voor ontsluiting van grotere initiatieven in deze omgeving dat deze plaats vinden via station Westdorpe en niet via Sas van Gent. Zie ook pagina 70 van het IP.
15	Terneuzen-Zuid	2030		2025	2021		
16	Cambron		2027	2021	2028	2027/2028	Dit betreft een TS/MS-station. Hier worden beide trafo's ingezet. Op momenten met veel injectie van energie en weinig energieafname is er geen storingsreserve beschikbaar. Voor 2027 wordt er op de trafo's aanblaaskoeling aangebracht zodat de capaciteit toereikend is. In 2028 wordt de IBN van de aangepaste netsituatie verwacht. Ontwikkeling conform het regionale scenario is onwaarschijnlijk.

17	Terneuzen		2027	2024	2022		
18	Oostburg		2027	2021	2025	2025	Enkel in het scenario regionale sturing is er sprake van een knelpunt voor 2025. Het is onwaarschijnlijk dat dit knelpunt daadwerkelijk zal optreden in 2021. Mede gezien de huidige beschikbare capaciteit en de bekende initiatieven.
5 > 6*	Goes d P - Goes-E 1	2030	2023	2021	2025	2025	Hier is het knelpunt in 2025 gekoppeld aan de 150/50 KV-trafo's (zie 5) waaraan de verbinding is gekoppeld (storingsreserve van toepassing). De capaciteit van de TS-verbinding is toereikend, hier is nl geen storingsreserve op van toepassing. Na 2025 wordt de verbinding veel minder zwaarbelast en ontstaat er veel ruimte op de verbinding en de trafo's, met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
5 > 6*	Goes d P - Goes-E 2	2030	2023	2021	2025	2025	Hier is het knelpunt in 2025 gekoppeld aan de 150/50 KV-trafo's (zie 5) waaraan de verbinding is gekoppeld (storingsreserve van toepassing). De capaciteit van de TS-verbinding is toereikend, hier is nl geen storingsreserve op van toepassing. Na 2025 wordt de verbinding veel minder zwaarbelast en ontstaat er veel ruimte op de verbinding en de trafo's, met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
6 > 7*	Goes-E - Zierikzee 1	2023	2020	2020	2023	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
6 > 7*	Goes-E - Zierikzee 2	2023	2020	2020	2023	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
7 > 8*	Zierikzee - Oosterland 1		2022	2021	2024	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is er in 2024 sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
7 > 8*	Zierikzee - Oosterland 2		2024	2022	2025	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is er 2025 sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.

8 > 9*	Oosterland - St. Maartensdijk	2029	2021	2021	2024	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is er in 2024 sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
9 > 10*	St. Maartensdijk - Kruiningen	2023	2020	2020	2021	2025	Voor deze regio is de vooraankondiging van congestie gedaan. In deze verbinding is sprake van congestie. Dit knelpunt wordt in 2025 opgelost met het uitgangspunt dat dan de ontsluiting van Schouwen & Duiveland en Tholen richting Brabant gereed is.
13 > 16	Westdorpe - Cambron		2028	2021	2028	2028	Dit betreft een TS-verbinding. Hier worden beide verbindingen ingezet. Op momenten met veel injectie van energie en weinig energieafname is er geen storingsreserve beschikbaar. In 2028 wordt de IBN van de aangepaste netsituatie verwacht. Ontwikkeling conform het regionale scenario is onwaarschijnlijk.
13 > 14	Westdorpe - Sas van Gent		2026	2023			In de systeemstudie wordt uitgegaan v/d elektrificatie van een grote klant, dit initiatief is bij Enduris niet bekend. Tevens geldt voor ontsluiting van grotere initiatieven in deze omgeving dat deze plaats vinden via station Westdorpe en niet via Sas van Gent. Zie ook pagina 70 van het IP.
13 > 15	Westdorpe - Terneuzen-Zuid						

Op hoofdlijn kan gesteld worden dat de in gebruik name van de oplossingen tijdig plaatsvindt op de aanpassingen na die nodig zijn om de structurele congestie voor Tholen en Schouwen-Duiveland op te lossen. Deze 13 locaties/verbindingen zijn aangegeven met een *. Naar verwachting wordt de benodigde netaanpassing hier in

2025 gerealiseerd. Zoals reeds aangegeven is de afhankelijkheid van vergunning verstrekende instanties en de LNB voor dit project echter groot. Dit traject is opgestart nadat de eerste resultaten uit het energieakkoord bekend werden, maar kent vanwege de grote impact en omvang een lange doorlooptijd.

Bijlage 11

Projectbeschrijvingen Majeure- Investerings

In deze bijlage zijn de initiatieven beschreven die een oplossing bieden voor de verwachte knelpunten die optreden in de diverse hoofdverdeelstations en het betreffende 50kV transportnet van Enduris. Hierbij is onderscheid gemaakt in de projectbeschrijvingen die onderdeel uitmaken van de investeringsperiode voor de zichtjaren van dit investeringsplan (2020 t/m 2022) en een kwalitatieve beschrijving voor de beoogde investeringen vanaf 2023 tot 2030. De investeringen in 2020 t/m 2022 die in de volgende beschrijvingen voor de diverse projecten zijn vermeld, zijn integraal in de totale investeringsniveaus van de majeure investeringen uit hoofdstuk 7 opgenomen. Echter, de optelling van de individuele investeringen uit de volgende beschrijvingen is niet gelijk aan het totaal aan majeure investeringen uit hoofdstuk 7. Dit heeft te maken met alle overige investeringen in de categorie >25kV, inclusief correctie op basis van de inschatte kans van optreden.

ID02 Locatie: Hoofdverdeelstation Middelburg

Het voorzieningsgebied omvat een groot deel van Walcheren. Als gevolg van toename van duurzame opwek door wind en zon wordt een capaciteitstekort verwacht van circa 20 MW in 2030. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op in het jaar 2024. De noordkant van het Sloegebied valt vooralsnog binnen het voorzieningsgebied van station Middelburg. Met name in dit gebied spelen diverse ontwikkelingen van wind en zon. Deze ontwikkelingen zullen ontsloten worden via station Vlissingen-Oost (zie ID03). Wanneer deze ontwikkelingen ontsloten zouden worden via Middelburg bedraagt het capaciteitstekort in 2030 geen 20 MW maar ruim 100 MW. Naast een capaciteitstekort is er ook een gebrek aan MS-stationsvelden. Uitbreiden van de bestaande MS-verdeelinstallaties is niet mogelijk.

De voorbereidingen voor het oplossen van het knelpunt zullen starten in 2022. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2023 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2022

IBN: 2023

Investerings: circa € 2,0 mln

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
-	-	1,0

De investering voorziet in de realisatie van een extra MS-verdeelinstallatie die aangesloten wordt op een nog onbenutte 10 kV wikkeling van een 150/20/10 kV transformator. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 60 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Middelburg.

Alternatief 1

Op het station staan twee 150/10 kV en twee 150/20/10 kV transformatoren opgesteld. Van een van de 150/20/10 kV transformatoren wordt de 10 kV wikkeling nog niet benut, deze heeft een capaciteit van 60 MW. Er wordt een nieuwe MS-verdeelinstallatie gerealiseerd die aangesloten zal worden op deze 10 kV wikkeling. Voor de redundantie wordt gebruik gemaakt van de bestaande reserve transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 60 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen. Met de nieuwe MS-verdeelinstallatie komen voldoende nieuwe MS-stationsvelden beschikbaar voor het aansluiten van de nieuwe initiatieven.

Alternatief 2

Vrijstelling van de wettelijke norm dat een net met een spanningsniveau van 110 kV of hoger zodanig is ontworpen en in werking is dat het transport van elektriciteit ook is verzekerd indien zich een uitvalsituatie voordoet. Met deze vrijstelling kan ook de reserve vermogenstransformator ingezet worden voor het transport van duurzaam opgewekte elektriciteit. Bij dit alternatief is het eveneens noodzakelijk een extra MS-verdeelinstallatie te realiseren.

Verschilanalyse

Zowel bij alternatief 1 als 2 dient een extra MS-verdeelinstallatie gerealiseerd te worden. Waar bij alternatief 1 de HS/MS transformator redundant is uitgevoerd, is dit bij alternatief 2 niet het geval. De kosten van beide alternatieven zijn nagenoeg gelijk en bedragen circa € 2 mln.

Gevoeligheidsanalyse

Ook binnen de scenario's uit de systeemstudie treedt in 2030 een capaciteitsknelpunt op. Binnen de systeemstudie is geen rekening gehouden met het faciliteren van nieuwe initiatieven vanuit station

Vlissingen-Oost, deze zijn wel verwerkt in het reguliere capaciteitsplanningsproces van Enduris.

Gekozen oplossing

Alternatief 1 betreft het voorkeursalternatief. De kosten zijn ongeveer gelijk aan alternatief 2 waarbij alternatief 1 als voordeel heeft dat de 150/10 kV transformator redundant is uitgevoerd.

ID03: Locatie: Hoofdverdeelstation Vlissingen-Oost

In de omgeving van HVS Vlissingen-Oost spelen diverse ontwikkelingen. Het gaat hierbij voornamelijk om uitbreiding van duurzame opwek door wind en zon. De capaciteit van de huidige 150/30 kV transformatoren is ontoereikend om deze ontwikkelingen te faciliteren. Er wordt geen capaciteitstekort verwacht bij de uiterste scenario's in 2030. Echter volgens de reguliere capaciteitsplanning van Enduris (en mede door recente ontwikkelingen) treedt het knelpunt al voor het eerst op in het jaar 2022 met een capaciteitstekort van 25 MW. Daarnaast wordt HVS Middelburg deels ontzien en kunnen hier grootschalige investeringen voorkomen worden doordat de grote initiatieven op HVS Vlissingen-Oost aangesloten zullen worden.

De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door wind en zon.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zijn in 2019 gestart. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt eind 2022 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2019

IBN: 2022

Investering: circa € 11,2 mln.

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
0,6	3,6	4,0

De investering voorziet in het plaatsen van twee HS/MS transformatoren met een aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe MS-verdeelinstallatie gerealiseerd worden. Met deze investering wordt in eerste instantie 90 MW aan extra transportcapaciteit gerealiseerd.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in de omgeving van het station.

Alternatief 1

Het vervangen van de bestaande 150/30 kV transformatoren en het bijplaatsen van twee 150/20 kV transformatoren.

Alternatief 2

Het vervangen van de bestaande 150/30 kV transformatoren voor een 150/30 kV en een 150/20 kV en het bijplaatsen van een 150/30/20 kV transformator.

Alternatief 3

Het vervangen van de bestaande 150/30 kV transformatoren en het creëren van een nieuw HVS met twee 150/20 kV transformatoren aan de andere kant van de Sloehaven.

Alternatief 4

Het vervangen van de bestaande 150/30 kV transformatoren voor twee 150/30/20 kV transformatoren en het later bijplaatsen van een 150/20 kV transformator.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 zullen er in één keer vier HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft met daarbij ook nog twee extra 150 kV velden bij de LNB. De totale capaciteit groeit hiermee tot 230 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 14,3 mln.

Bij alternatief 2 zullen er in één keer drie HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft met daarbij ook nog één extra 150 kV veld bij de LNB. De totale capaciteit groeit hiermee tot 230 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 10,9 mln.

Bij alternatief 3 zullen er in één keer vier HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft met daarbij ook nog twee extra 150 kV velden bij de LNB. Daarnaast zal er genoeg ruimte moeten worden gevonden voor het nieuwe HVS. De totale capaciteit groeit hiermee tot 230 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 21,1 mln.

Bij alternatief 4 zullen er in één keer twee HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft. In een later stadium hoeft pas de derde transformator met daarbij ook nog één extra 150 kV veld bij de LNB te worden aangeschaft. De totale capaciteit groeit hiermee in eerste instantie tot 130 MW en wanneer de derde transformator wordt geplaatst tot 230 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 11,2 mln.

Gevoeligheidsanalyse

Bij de scenario's Internationale sturing en Regionale sturing uit de systeemstudie treedt in 2030 geen capaciteitsknelpunt op. Echter binnen de systeemstudie is geen rekening gehouden met het faciliteren van nieuwe initiatieven vanuit station Vlissingen-Oost, deze zijn namelijk wel verwerkt in de reguliere capaciteitsplanning van Enduris. Zouden deze initiatieven alsnog door station Middelburg gefaciliteerd moeten worden dan zou het capaciteitsknelpunt op dit station ook veel meer naar voren komen. Een grote diepte-investering

wordt dus eigenlijk verschoven van station Middelburg naar Vlissingen-Oost.

Gekozen oplossing

Alternatief 4 betreft het voorkeursalternatief. De kosten zijn ongeveer gelijk aan alternatief 2 waarbij alternatief 4 als voordeel heeft dat er in eerste instantie maar twee transformatoren geplaatst moeten worden en de 150/20 kV transformator later geplaatst kan worden. Een diepte-investering in station Vlissingen-Oost zal voor de korte termijn ook meer opleveren dan dit te doen op station Middelburg. De reden hiervoor is dat de ontwikkelingen van grootschalige zon PV- en windparken veel harder gaan in de omgeving van Vlissingen-Oost. Daarnaast wordt er met deze oplossing ook capaciteit gecreëerd op de bestaande infrastructuur, aangezien er klanten omgeschakeld zullen worden van 10 kV naar 20 kV.

ID04: Locatie Hoofdverdeelstation Borssele (kwalitatieve beschrijving)

Het verwachte capaciteitstekort op station Borssele is circa 30 MW in 2030. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2027. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door zon.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2025. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2027 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2025

IBN: 2027

Investering: circa € 5,5 mln.

De investering voorziet in het plaatsen van een extra 150/20 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 90 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Borssele

Alternatief 1

Het plaatsen van een extra 150/20 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt gebruik gemaakt van de bestaande reserve transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Alternatief 2

Het plaatsen van een extra 150/10 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 10 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt gebruik gemaakt van de bestaande reserve transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 60 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Alternatief 3

Verkrijgen van vrijstelling op de wettelijke norm dat een net met een spanningsniveau van 110 kV of hoger zodanig is ontworpen en in werking is dat het transport van elektriciteit ook is verzekerd indien zich een uitvalsituatie voordoet. Met deze vrijstelling kan ook de reserve vermogenstransformator ingezet worden voor het transport van duurzaam opgewekte elektriciteit. Bij dit alternatief dient evenals bij alternatief 1 en 2 een extra MS-verdeelinstallatie gerealiseerd te worden. Vanwege de configuratie op station Borssele met vier driewikkelingstransformatoren zitten er technisch een aantal nadelen aan dit alternatief wat de bedrijfsvoering complexer maakt.

Verschilanalyse

De alternatieven 1 en 2 gaan beiden uit van uitbreiding van het opgesteld transformatorvermogen. De investeringskosten van deze twee alternatieven zijn vergelijkbaar en bedragen circa € 5,5 mln. Bij alternatief 3 wordt de enkelvoudige storingsreserve ingezet. De investeringskosten voor dit alternatief bedragen circa € 2,5 mln.

Gevoeligheidsanalyse

In de omgeving van station Borssele zijn de afgelopen jaren voornamelijk grotere zon-initiatieven gerealiseerd en naar verwachting zullen ook in de toekomst voornamelijk grotere zon-initiatieven gerealiseerd worden. Het verwachte capaciteitstekort van 28 MW kan geheel veroorzaakt worden door één initiatief. De onzekerheid is daarmee vrij groot of het knelpunt daadwerkelijk in 2027 op zal treden.

Gekozen oplossing

Alternatief 1 geniet de voorkeur boven alternatief 2 omdat de benodigde investering per MW transportcapaciteit hierbij aanzienlijk lager ligt. Alternatief 1 vormt vooralsnog het voorkeursalternatief. Alternatief 3 is afhankelijk van het verkrijgen van vrijstelling op de enkelvoudige storingsreserve en dient nader onderzocht te worden.

ID05: Locatie Hoofdverdeelstation Goes de Poel (kwalitatieve beschrijving)

Naast het knelpunt in de 150/50 kV koppeling zoals omschreven in ID05-10 wordt ook een knelpunt in de HS/MS transformatorcapaciteit verwacht als gevolg van ontwikkelingen in het MS voorzieningsgebied van het hoofdverdeelstation. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door wind en zon. Het verwachte tekort in HS/MS transformatorcapaciteit

bedraagt circa 90 MW in 2030 bij het scenario OP Enduris. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op in het jaar 2026.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2024

IBN: 2026

Investerings: circa € 10 mln.

De investering voorziet in het plaatsen van een 150/20/10 kV en 150/20 kV transformator, realisatie van twee 150 kV velden en een 20 kV verdeelinstallatie. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 130 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Goes de Poel

Alternatief 1

Het uitbreiden met twee 150/20 kV transformatoren, twee 150 kV velden en een 20 kV verdeelinstallatie. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat net voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Alternatief 2

Het uitbreiden met een 150/20 kV transformatoren, 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Het vervangen van de bestaande 150/10 kV transformator door een 150/20/10 kV transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat net voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen. Dit alternatief kan alleen gerealiseerd worden wanneer het ontsluiten van Schouwen-Duiveland en Tholen op 150 kV niveau (ID05-10) voltooid is.

Alternatief 3

Het uitbreiden met een 150/20 kV en een 150/20/10 kV transformator, twee 150 kV velden en een 20 kV verdeelinstallatie. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 130 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Verschilanalyse

Bij alle drie de alternatieven worden twee nieuwe HS/MS transformatoren aangeschaft en een 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd. Bij alternatief 1 en 3 zijn twee extra 150 kV velden benodigd, bij alternatief 2 is dit beperkt tot een extra 150 kV veld. De totale investeringskosten van alternatief 1 bedragen circa € 9,5 mln. Bij alternatief 2 gaat om circa € 9 mln. en bij alternatief 3 om circa € 10 mln. Hoewel de totale investeringskosten bij alternatief 3 het hoogst zijn wordt hiermee wel aanzienlijk meer transport-

capaciteit gerealiseerd. De benodigde investering per extra MVA transportcapaciteit is bij alternatief 3 het laagst.

Gevoeligheidsanalyse

Uit de systeemstudie komt station Goes de Poel alleen in het Regionaal RES+ scenario naar voren als knelpunt. Het knelpunt in de HS/MS transformatorcapaciteit op station Goes de Poel wordt voornamelijk veroorzaakt door enkele grotere initiatieven op het gebied van wind- en zonneparken. Er is als gevolg daarvan een redelijke onzekerheid of het knelpunt daadwerkelijk omstreeks 2026 op zal treden.

Gekozen oplossing

Alternatief 3 geniet de voorkeur boven alternatief 1 en 2 omdat de benodigde investering per MVA transportcapaciteit hierbij aanzienlijk lager ligt.

ID05-10: Locatie Hoofdverdeelstations Goes de Poel, Zierikzee, Oosterland, St. Maartensdijk, Kruiningen en de 50 kV kabelverbindingen tussen genoemde hoofdverdeelstations.

Als gevolg van de energietransitie vindt op de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen een aanzienlijke toename van duurzame productie van elektriciteit plaats. Uit inventarisaties van de plannen blijkt dat de huidige elektrische infrastructuur op de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen niet toereikend is om deze plannen te verwezenlijken. Het gaat hierbij voornamelijk om duurzame plannen in de vorm van grootschalige opwek door zon. De eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen zijn opgenomen in de zogenoemde 50 kV Noordring. Deze begint in het 150/50/10 kV station Goes de Poel en loopt via Zierikzee, Oosterland, en Tholen naar het 150/50/10 kV station Kruiningen. Binnen afzienbare tijd dreigen er capaciteitsknelpunten in deze ring te ontstaan. Ook is er op termijn sprake van enkele kwaliteitsknelpunten aangezien de ring in de jaren '70 van de vorige eeuw is aangelegd.

Stations

Op het eiland Schouwen-Duiveland bevinden zich de 50/10 kV hoofdverdeelstations Zierikzee en Oosterland. Op station Zierikzee bedraagt het verwachte capaciteitstekort circa 40 MW in 2030 en voor station Oosterland circa 70 MW. Het eiland Tholen wordt gevoed vanuit 50/10 kV station St. Maartensdijk, het verwachte knelpunt hier bedraagt circa 90 MW in 2030. Het totale capaciteitstekort voor deze drie stations bedraagt circa 200 MW in 2030.

Op station Goes de Poel is de 50 kV Noordring middels 150/50 kV vermogenstransformatoren gekoppeld met het net van de LNB. In deze koppeling treedt een knelpunt op, het verwachte capaciteitstekort bedraagt circa 135 MW in 2030. Daarnaast wordt een knelpunt verwacht in de beschikbare 150/10 kV transformatorcapaciteit. Deze is nader omschreven in ID05.

De andere koppeling met het net van de LNB bevindt zich op station Kruiningen. Ook hier treedt een knelpunt op in de beschikbare

150/50 kV transformatorcapaciteit. Het gaat hierbij om circa 60 MW in 2030.

50 kV verbindingen

Naast de knelpunten in de stations ontstaan ook in de kabelverbindingen capaciteitsknelpunten. De 50 kV Noordring is voorzien van een enkelvoudige storingsreserve, bij het bepalen van de capaciteitstekorten is uitgegaan van de situatie tijdens n-1. Als gevolg van de ringstructuur wisselt de locatie waar het capaciteitsknelpunt zich voordoet afhankelijk van de niet-beschikbare 50 kV verbinding tussen twee stations. In de kabelverbinding tussen de stations St. Maartensdijk en Kruiningen treedt het grootste knelpunt op in 2030, het verwachte tekort bedraagt hier circa 120 MW. Ook in overige 50 kV verbindingen van de Noordring is sprake van capaciteitstekorten. In 2030 betreft dit circa 70 MW voor de verbinding tussen Goes de Poel en Goes Evertsenstraat, 95 MW tussen Goes-Evertsenstraat en Zierikzee, 45 MW tussen Zierikzee en Oosterland en ruim 60 MW tussen Oosterland en St. Maartensdijk. Het totale capaciteitstekort in de Noordring bedraagt circa 280 MW in 2030. Bovengenoemde tekorten treden op tijdens n-1 situatie, echter ook tijdens normale bedrijfssituatie wanneer alle verbindingen beschikbaar zijn treden capaciteitstekorten op. Het grootste knelpunt treedt hier eveneens op in de verbinding tussen St. Maartensdijk en Kruiningen met een tekort van ruim 95 MW in 2030.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2018

IBN fase 1: 2025

IBN fase 2: 2030

Investering: circa € 70 mln.

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
-	1,2	1,1

De investering voorziet in het ontsluiten van de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen op 150 kV spanningsniveau. Op beide eilanden wordt een 150/20 kV station gerealiseerd. Hiermee wordt een nieuw (toekomst-vast) spanningsniveau op de eilanden geïntroduceerd waarop de nieuwe duurzame energie-initiatieven aangesloten kunnen worden. De nieuwe stations zullen voorzien worden van 150/20 kV transformatoren en 20 kV verdeelinstallaties. De transportcapaciteit op Schouwen-Duiveland neemt hierdoor toe met 180 MW en op Tholen met 160 MW. Verder wordt de nieuwe HS infrastructuur zodanig ontwikkeld dat op de langere termijn indien nodig de capaciteit relatief eenvoudig verder uitgebreid kan worden.

De bestaande 10 kV netten worden met behulp van 20 kV kabels en 20/10 kV transformatoren eveneens aangesloten op de nieuwe

150/20 kV stations. Na realisatie hiervan zullen de verouderde 50 kV kabelverbindingen van de Noordring en de 50 kV (Coq) schakelinstallaties in Zierikzee, Tholen en Kruiningen buiten bedrijf worden gesteld en worden de verwachte kwaliteitsknelpunten voorkomen.

Fase 1 omvat de realisatie van de nieuwe 150/20 kV stations zodanig dat de nieuwe initiatieven aangesloten kunnen worden.

Fase 2 omvat verdere uitbreiding van de benodigde transportcapaciteit en het overnemen van de bestaande 10 kV netten op de nieuwe stations.

De totale investering voor Enduris bedraagt circa € 70 mln., daarnaast dient ook door de LNB geïnvesteerd te worden om de ontsluiting op 150 kV spanningsniveau mogelijk te maken.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Omdat het capaciteitstekort zowel voor Schouwen-Duiveland als voor Tholen de grens van 100 MW ruimschoots overschrijdt hebben de ontwikkelingen een regio overstijgend karakter. In de toekomst wordt de opgewekte energie op deze eilanden zo groot dat deze afgevoerd moet worden naar naburige verstedelijkte en of industriële regio's. Stedin, Enduris en de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet TenneT hebben in 2018-2019 intensief samengewerkt en gezocht naar een voorkeursalternatief voor een betere ontsluiting van beide Zeeuwse eilanden. Adviesbureau D-Cision was hierbij ingeschakeld als onafhankelijke procesbegeleider. Dit om een optimale afstemming te bereiken tussen de netbeheerders, teneinde gezamenlijk die investeringen te realiseren, die maatschappelijk gezien de laagste kosten met zich meebrengen.

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd ontstaat een fors capaciteitsknelpunt voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzaam geproduceerde elektriciteit op de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen. Daarnaast ontstaat een capaciteitsknelpunt voor de afname van elektriciteit. Dit knelpunt is echter aanzienlijk kleiner dan het tekort wat optreedt bij het transport van productie van elektriciteit.

Alternatief 1

Het vervangen en verzwaren van de 50 kV infrastructuur op de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen. Hiertoe dient op de 150/50 kV station Goes de Poel en Kruiningen de 150/50 kV (HS/TS) transformatorcapaciteit fors uitgebreid te worden. Er moeten nieuwe 50 kV kabelverbindingen aangelegd. Op de stations Zierikzee, Oosterland en St. Maartensdijk dienen de 50 kV verdeelinstallaties uitgebreid of vervangen te worden. Verder zal op deze stations de transformatorcapaciteit uitgebreid worden en zullen extra MS verdeelinstallaties gerealiseerd worden. De beschikbare transportcapaciteit neemt hierdoor op Schouwen-Duiveland toe

met 180 MW en op Tholen met 160 MW.

Alternatief 2

Het ontsluiten van Schouwen-Duiveland en Tholen op het 150 kV spanningsniveau. Op beide eilanden wordt een nieuw 150/20 kV station gerealiseerd. De nieuwe stations zullen voorzien worden van 150/20 kV transformatoren en 20 kV verdeelinstallaties. De bestaande 10 kV netten worden met behulp van 20 kV kabels en 20/10 kV transformatoren eveneens aangesloten op de nieuwe 150/20 kV stations. De verouderde 50 kV kabelverbindingen van de Noordring en de 50 kV (Coq) schakelinstallaties in Zierikzee, Tholen en Kruiningen worden buiten bedrijf gesteld. Er ontstaat geen knelpunt meer in de beschikbare 150/50 kV transformatorcapaciteit op de stations Goes de Poel en Kruiningen. De transportcapaciteit op Schouwen-Duiveland neemt bij deze variant toe met 180 MW en op Tholen met 160 MW.

Voor het aansluiten van de nieuwe 150/20 kV stations op het net van de LNB zijn verschillende alternatieven onderzocht. Het voorkeursalternatief voorziet in aanleg van 150 kV verbindingen naar West-Brabant waar de koppeling met de bestaande infrastructuur van de LNB gemaakt zal worden.

Verschilanalyse

De totale investeringskosten van alternatief 1 voor Enduris bedragen circa € 190 mln. Daarnaast zal door de LNB geïnvesteerd moeten worden om de realisatie van extra 150 kV velden op de stations Goes de Poel en Kruiningen mogelijk te maken welke nodig zijn om de HS/TS transformatorcapaciteit uit te breiden. Indien in de toekomst, na 2030, verdere uitbreiding noodzakelijk is vergt dit wederom forse investeringskosten.

Voor alternatief 2 bedragen de totale investeringskosten voor Enduris circa € 70 mln. Om dit alternatief mogelijk te maken zal echter ook door de LNB flink geïnvesteerd moeten worden in 150 kV infrastructuur. In het gezamenlijke onderzoek die in 2018-2019 is uitgevoerd door Stedin, Enduris en TenneT is duidelijk gebleken dat ontsluiten op 150 kV niveau maatschappelijk gezien de laagste kosten met zich meebrengt. Indien in de toekomst, na 2030, verdere uitbreiding noodzakelijk is vergt dit slechts relatief beperkte investeringskosten. Alternatief 2, ontsluiten op 150 kV niveau, vormt daarmee een toekomst-vast alternatief.

Gevoeligheidsanalyse

Naast het regulier capaciteitsplanningsproces van Enduris treedt ook binnen de scenario's uit de systeemstudie in 2030 een capaciteitsknelpunt op in de station op Schouwen-Duiveland en Tholen. Tussen de verschillende scenario's uit de systeemstudie is sprake van grote verschillen tussen het optredende capaciteitstekort in 2030. Alternatief 2 is echter dermate toekomst-vast dat deze met relatief beperkte aanvullende investeringen ook geschikt te maken is voor het scenario Regionale sturing.

Gekozen oplossing

Alternatief 2 betreft het voorkeursalternatief. Hiermee wordt tegen de laagste kosten een toekomst-vaste elektrische infrastructuur gerealiseerd voor de eilanden Schouwen-Duiveland en Tholen.

ID11 Locatie: Hoofdverdeelstation Willem-Annapolder

Het verwachte capaciteitstekort op station Willem-Annapolder bedraagt circa 40 MW in 2030 volgens de reguliere capaciteitsplanning. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2024. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door wind, daarnaast wordt een toename van opwek door WKK's en zonnepanelen voorzien.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2021. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2024 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2021

IBN: 2024

Investerings: circa € 9,5 mln.

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
-	-	2,0

De investering voorziet in het uitbreiden van de transformatorcapaciteit door het plaatsen van een extra HS/MS transformator, het vervangen van een bestaande HS/MS transformator en de realisatie van een extra MS-verdeelinstallatie. Voor het aansluiten van de extra HS/MS transformator is een extra 150 kV veld benodigd. Omdat het station nu is uitgevoerd als een zogenaamd 150 kV aftakstation zijn ook aanpassingen in het net van de LNB benodigd. Met deze investering wordt 90 MW aan extra aansluit- en transportcapaciteit gerealiseerd.

Wanneer door de AMvB enkelvoudige storingsreserve de mogelijkheid gecreëerd wordt voor het verkrijgen van vrijstelling op de n-1 norm is het mogelijk om de reserve transformator in te zetten voor het transport van productie van elektriciteit.

Op station Willem-Annapolder kan met het verkrijgen van deze vrijstelling tot maximaal 50 MW extra capaciteit gerealiseerd worden. Om het benutten van de storingsreserve mogelijk te maken zijn een aantal aanpassingen nodig aan de bestaande installatie en zal de 10 kV verdeelinstallatie uitgebreid moeten worden. Onderzocht zal worden of vrijstelling verkregen kan worden.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Willem-Annapolder

Alternatief 1

Het plaatsen van een extra 150/20 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt een bestaande 150/10 kV transformator vervangen door een 150/20/10 kV transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Het 150 kV station betreft een zogenaamd aftakstation. Om een extra 150 kV veld te kunnen realiseren zijn aanpassingen in het net van de LNB benodigd.

Alternatief 2

Het plaatsen van een extra 150/10 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 10 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt gebruik gemaakt van de bestaande reserve transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 50 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen. Evenals bij alternatief 1 zijn ook hier aanpassingen in het net van de LNB benodigd.

Alternatief 3

Verkrijgen van vrijstelling op de norm van enkelvoudige storingsreserve voor het transport van duurzaam opgewekte elektriciteit. Met deze vrijstelling kan ook de reserve 150/10 kV vermogenstransformator als spitsstrook ingezet worden. Bij deze variant dient de bestaande 10 kV verdeelinstallatie uitgebreid te worden en zijn een aantal aanpassingen benodigd aan het stations-automatiseringssysteem. Met het benutten van de reserve transformator neemt de transportcapaciteit voor duurzame opwek met 50 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt te voorkomen.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 en 2 wordt een extra HS/MS transformator geplaatst, bij alternatief 1 wordt tevens een bestaande HS/MS transformator vervangen. Beide alternatieven voorzien in een enkelvoudige storingsreserve. Dit in tegenstelling tot alternatief 3 waar de reserve transformator als spitsstrook ingezet wordt. Bij alternatief 1 groeit de totale capaciteit tot 140 MW, bij alternatief 2 en 3 groeit deze tot 100 MW.

De totale investeringskosten van alternatief 1 zijn circa € 10 mln, van alternatief 2 circa 7,5 mln. en van alternatief 3 circa € 0,7 mln. Bij alternatief 1 en 2 zal naast de investering door Enduris ook door de LNB geïnvesteerd moeten worden om de realisatie van een

extra 150 kV veld mogelijk te maken. Alternatief 1 en 2 kennen een realisatie termijn van meerdere jaren, alternatief 3 kan binnen 18 maanden gerealiseerd worden op voorwaarde dat vrijstelling verkregen wordt.

Gevoeligheidsanalyse

In de omgeving van station Willem-Annapolder zijn vergevorderde plannen voor het upgraden en uitbreiden van windparken. Het opgesteld windvermogen wordt hiermee bijna verviervoudigd.

De onzekerheid is beperkt, vanwege de vergevorderde plannen ontstaat vrijwel zeker een capaciteitsknelpunt. Er is een beperkte onzekerheid over het jaar van optreden. Met variant 3 is het mogelijk snel in te spelen op de ontwikkelingen.

Uit de systeemstudie komt station Willem-Annapolder niet naar voren als knelpunt. Dit is het gevolg van de gekozen methodiek waarbij in de reguliere capaciteitsplanning de specifieke lokale ontwikkelingen zijn meegenomen. Lees ook Hoofdstuk 6.3.1.2 met betrekking tot het reguliere capaciteitsplanningsproces.

Gekozen oplossing

Alternatief 1 geniet de voorkeur boven alternatief 2. De benodigde investering per MW transportcapaciteit ligt hierbij aanzienlijk lager en introductie van het 20 kV spanningsniveau biedt diverse voordelen voor het faciliteren van de ontwikkelingen. Alternatief 1 vormt vooralsnog het voorkeursalternatief. Alternatief 3 is afhankelijk van het verkrijgen van vrijstelling op de enkelvoudige storingsreserve en dient nader onderzocht te worden.

ID12: Locatie Hoofdverdeelstation Rilland (Kwalitatieve beschrijving)

In de omgeving van HVS Rilland spelen meerdere initiatieven voor grootschalige realisatie van duurzame opwek door wind en zon. Het verwachte capaciteitstekort op station Rilland bedraagt circa 140 MW in 2030 conform de reguliere capaciteitsplanning van Enduris. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2024. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door wind en zon.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2022. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2024 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2022

IBN: 2024

Investering: circa € 6 mln.

De investering op station Rilland omvat de realisatie van een extra 150/20 kV transformator, 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Met deze uitbreiding neemt de beschikbare transportcapaciteit met circa 145 MW toe.

Evenals op station Willem-Annapolder (ID11) kan ook op station Rilland kan met het verkrijgen van vrijstelling op de enkelvoudige storingsreserve met beperkte aanpassingen voldoende capaciteit gerealiseerd worden om het verwachte knelpunt op te lossen. Met deze vrijstelling kan tot 180 MW extra capaciteit gerealiseerd worden tegen beperkte investeringskosten. Het verkrijgen van deze vrijstelling dient nader onderzocht te worden.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Rilland.

Alternatief 1

Het plaatsen van een extra 150/20 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt gebruik gemaakt van de bestaande reserve transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 145 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Alternatief 2

Verkrijgen van vrijstelling op de norm van enkelvoudige storingsreserve voor het transport van duurzaam opgewekte elektriciteit. Op station Rilland zijn twee reserve transformatoren aanwezig, een voor het 10 kV spanningsniveau en een voor het 20 kV spanningsniveau.

Het gezamenlijk vermogen van beide reserve transformatoren bedraagt 180 MW. Het benutten van de storingsreserve is ruimschoots voldoende om het verwachte knelpunt op te lossen.

Voordat de storingsreserve benut kan worden dient geïnvesteerd te worden in een aantal aanpassingen aan het stationsautomatiseringssysteem.

Verschilanalyse

De verschillen tussen alternatief 1 en 2 zijn met name op financieel vlak groot. Bij alternatief 1 moet fors geïnvesteerd worden in een extra vermogenstransformator, 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. De totale kosten van dit alternatief bedragen circa € 6 mln. De investeringskosten van alternatief 2 bedragen circa € 0,2 mln. en zijn daarmee aanzienlijk lager dan alternatief 1. Omdat bij alternatief 2 de reserve transformatoren ingezet worden is sprake van een beperkte afname van de betrouwbaarheid voor wat betreft het transport van opgewekte energie. Bij storting of onderhoud aan een van de vermogenstransformatoren is minder capaciteit beschikbaar voor het transporteren van duurzaam opgewekte elektriciteit.

Gevoeligheidsanalyse

In de omgeving van station Rilland wordt een verdere uitbreiding van het opgesteld wind- en zonvermogen verwacht. Er zijn meerdere concrete initiatieven, bij realisatie van deze initiatieven ontstaat een capaciteitstekort. De onzekerheid is beperkt, het is aannemelijk dat het knelpunt rond 2024 optreedt.

Uit de systeemstudie komt station Rilland niet naar voren als knelpunt. Dit is het gevolg van de gekozen methodiek waarbij in de reguliere capaciteitsplanning van Enduris de specifieke lokale ontwikkelingen zijn meegenomen. Lees ook Hoofdstuk 6.3.1.2 met betrekking tot het reguliere capaciteitsplanningsproces.

Gekozen oplossing

Alternatief 1 vormt vooralsnog het voorkeursalternatief. Alternatief 2 is afhankelijk van het verkrijgen van vrijstelling op de enkelvoudige storingsreserve eis en dient nader onderzocht te worden.

ID13: Locatie Hoofdverdeelstation Westdorpe (Kwalitatieve beschrijving)

Het verwachte capaciteitstekort op station Westdorpe is circa 120 MW in 2030. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2026. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2024. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2026 (fase 1) en 2028 (fase 2) opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2024

IBN fase 1: 2026

IBN fase 2: 2028

Investerings: circa € 10 mln

De investering van fase 1 omvat de realisatie van een 150/20 kV transformator, het plaatsen van een 20 kV installatie en een extra 150 kV veld bij de LNB. Met deze uitbreiding neemt de beschikbare transportcapaciteit met circa 90 MW toe.

De investering van fase 2 omvat realisatie van een 150/50 kV transformator, het uitbreiden van de 50 kV installatie en een extra 150 kV veld bij de LNB. Met deze uitbreiding neemt de beschikbare transportcapaciteit met circa 60 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van de stations Westdorpe, Cambron, Sas van Gent en Terneuzen-Zuid.

Alternatief 1

Het plaatsen van een 150/20 kV transformator, een 150/50 kV transformator, uitbreiding van de 50 kV installatie en het plaatsen van een nieuwe 20 kV installatie. Verder zijn er nog twee extra 150 kV velden bij de LNB benodigd. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 150 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Alternatief 2

Het plaatsen van een 150/20 kV transformator, het vervangen van drie 150/50 kV transformatoren en het plaatsen van een 20 kV installatie. Verder is er nog één extra 150 kV veld van de LNB benodigd. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 170 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 zal er één HS/MS transformator, een HS/TS transformator en een MS-verdeelinstallatie moeten worden geplaatst. Daarnaast zal ook de bestaande 50 kV installatie moeten worden uitgebreid. De totale capaciteit groeit hiermee tot 310 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 10 mln.

Bij alternatief 2 zullen er drie HS/TS transformatoren, een HS/MS transformator en een MS-verdeelinstallatie moeten worden geplaatst. De totale capaciteit groeit hiermee tot 330 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 15 mln.

Gevoeligheidsanalyse

Uit de systeemstudie komt station Westdorpe in de scenario's RES Zeeland en Regionale sturing eveneens naar voren als knelpunt. Het verwachte capaciteitstekort wordt veroorzaakt door een diversiteit van grotere en kleinere initiatieven, voornamelijk op het gebied van zonnepanelen. Het gaat hierbij om de initiatieven in het voorzieningsgebied van de stations Westdorpe, Cambron, Sas van Gent en Terneuzen-Zuid.

Gekozen oplossing

Alternatief 1 betreft het voorkeursalternatief. De totale beschikbare capaciteit is ongeveer gelijk aan alternatief 2 waarbij de investering bij alternatief 1 lager is. Het voordeel van de twee beoogde fasen is dat wanneer het 20 kV alternatief uitgevoerd is er opnieuw beslist kan worden of de uitbreiding op de 50 kV wel noodzakelijk is.

ID15: Locatie: Hoofdverdeelstation Terneuzen-Zuid

In de omgeving van HVS Terneuzen-Zuid spelen diverse ontwikkelingen. Het gaat hierbij voornamelijk om uitbreiding van de industrie. De capaciteit van de huidige 50/10 kV transformatoren en achterliggende 10 kV installatie is ontoereikend om deze ontwikkelingen te faciliteren. Het verwachte capaciteitstekort bedraagt 9 MW in 2030 bij het scenario Regionale sturing. Echter volgens de reguliere capaciteitsplanning van Enduris treedt het knelpunt al voor het eerst op in het jaar 2021 met een capaciteitstekort van

5 MW. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de concrete toename van industriële klanten.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zijn in 2019 gestart. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt eind 2021 opgeleverd.

Investering:

Startjaar voorbereidingen: 2019

IBN: 2021

Investering: circa € 6,5 mln.

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
4,4	1,4	-

De investering heeft betrekking op meerdere hoofdverdeelstations en de bedragen van deze projecten zijn als totaal weergegeven in de tabel hierboven. De reden hiervoor is als volgt. Op dit betreffende hoofdverdeelstation is er een 50/10 kV transformator benodigd. Aangezien deze naar verwachting over een aantal jaren vrij komen uit het bestaande net, is er getracht hier alvast een voorschot op te nemen. Zo wordt er een bestaande 50/10 kV transformator van HVS Kruiningen verplaatst naar HVS Terneuzen-Zuid. De vrijgekomen plaats in HVS Kruiningen zal voor de redundantie opgevuld worden door een bestaande 150/10 kV transformator uit HVS Westdorpe. Hiermee wordt de eerste stap gezet om de 50 kV te gaan verlaten op HVS Kruiningen. Dit is tevens onderdeel van ID05-10 waarin beschreven wordt de 50 kV infrastructuur verlaten wordt. De vrijgekomen plaats in HVS Westdorpe zal wederzijds voor de redundantie opgevuld worden door een nieuwe 150/20/10 kV transformator.

De investering in HVS Terneuzen-Zuid voorziet in het plaatsen van een TS/MS transformator met een aansluiting op het 50 kV net. Daarnaast zal een nieuwe MS-verdeelinstallatie gerealiseerd worden. Met deze investering wordt 36 MW aan extra transportcapaciteit gerealiseerd.

De investering in HVS Kruiningen voorziet het plaatsen van een HS/MS transformator met een aansluiting op het 150 kV net. Met deze investering wordt 7 MW aan extra transportcapaciteit gerealiseerd, maar het is ook de eerste stap om de 50 kV te gaan verlaten op HVS Kruiningen.

De investering in HVS Westdorpe voorziet het plaatsen van een HS/MS transformator met een aansluiting op het 150 kV net. Met deze investering wordt de eerste stap gezet om 90 MW extra transportcapaciteit te realiseren.

ID16: Locatie Hoofdverdeelstation Cambron en de 50 kV verbindingen naar Westdorpe. (Kwalitatieve beschrijving)

In de omgeving van HVS Cambron spelen diverse ontwikkelingen. Het gaat hierbij om de uitbreiding van duurzame opwek door wind en voornamelijk zon. HVS Cambron is een 50 kV station op steeltjes. Het station is middels twee circuits aangesloten op HVS Westdorpe. De capaciteit van de huidige 50/10 kV transformatoren evenals de twee 50 kV verbindingen is ontoereikend om deze ontwikkelingen te faciliteren. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2023 onder behoud van de enkelvoudige storingsreserve. Op dat moment zullen beide circuits parallel bedreven gaan worden, waardoor het knelpunt uitgesteld wordt tot 2028. In 2030 is het verwachte capaciteitstekort 50 MW (wanneer de enkelvoudige storingsreserve losgelaten zal worden dan zal het capaciteitstekort 20 MW zijn).

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2025. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt in 2028 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2025

IBN: 2028

Investering: circa € 14 mln

De investering voorziet in het plaatsen van twee extra 50/10 kV transformatoren, het aanleggen van een nieuwe 50 kV verbinding vanaf HVS Westdorpe en realisatie van een 10 kV verdeelinstallatie. Daarnaast moet het station voorzien worden van een 50 kV installatie aangezien deze nu op steeltjes wordt bedreven. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 30 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Cambron

Alternatief 1

Er wordt een extra 50 kV verbinding aangelegd, het plaatsen van twee extra 50/10 kV transformatoren, het plaatsen van een 50 kV installatie en het plaatsen van een 10 kV installatie. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 30 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen. De beschikbare capaciteit neemt toe van 60 MW naar 120 MW, hierbij is geen sprake van enkelvoudige storingsreserve. Onder handhaving van enkelvoudige storingsreserve is de capaciteitstoename beperkt tot 30 MW.

Alternatief 2

Er wordt een nieuwe koppeling gemaakt met de 150 kV van de LNB,

er wordt een nieuw 150 kV station gebouwd, het plaatsen van een 150/20 kV transformator en 150/10 kV transformator, voor redundantie een 150/20/10 kV transformator, het plaatsen van een 20 kV verdeelinstallatie. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 zullen er twee TS/MS transformatoren moeten worden geplaatst, een MS-verdeelinstallatie worden geplaatst en een 50 kV kabel worden aangelegd vanaf HVS Westdorpe. De totale capaciteit groeit hiermee tot 120 MW zonder enkelvoudige storingsreserve.

Bij alternatief 2 zullen er in één keer drie HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft, een MS-verdeelinstallatie met daarbij ook nog drie 150 kV velden bij de LNB. De LNB dient hiervoor nog wel een 150 kV station te bouwen. De totale capaciteit groeit hiermee tot 120 MW met enkelvoudige storingsreserve.

Gevoeligheidsanalyse

Ook bij de scenario's RES Zeeland en Regionale Sturing uit de systeemstudie is in 2030 sprake van een capaciteitsknelpunt. In de reguliere capaciteitsplanning van Enduris wordt het knelpunt al binnen enkele jaren verwacht alleen wordt er vanaf dat moment uitgegaan van het loslaten van de enkelvoudige storingsreserve aangezien dit op 50 kV niet verplicht is.

Het capaciteitsknelpunt op Cambron wordt voornamelijk veroorzaakt door enkele grotere initiatieven op het gebied van zonneparken. Er is als gevolg daarvan een redelijke onzekerheid of het knelpunt daadwerkelijk omstreeks 2028 op zal treden.

Gekozen alternatief

Alternatief 1 betreft het voorkeursalternatief. Gezien de huidige voorziene ontwikkelingen lijkt een station op 150 kV niet voor de hand te liggen.

ID17: Locatie Hoofdverdeelstation Terneuzen

In de omgeving van HVS Terneuzen spelen diverse ontwikkelingen. Het gaat hierbij onder andere om een toename van elektriciteitsafname in de industrie en groei van duurzame opwek door zon. De capaciteit van de huidige 50/10 kV transformatoren en achterliggende 10 kV installatie is ontoereikend om deze ontwikkelingen te faciliteren. Het verwachte capaciteitstekort bedraagt 40 MW in 2030 volgens de reguliere capaciteitsplanning van Enduris. Het knelpunt treedt echter voor het eerst op in het jaar 2022. De hoofdoorzaak van het capaciteitstekort is de toename van duurzame opwek door zonnepaneel-systemen.

Bijzonder aan hoofdverdeelstation Terneuzen is dat de 50/10 kV transformatoren van Enduris zijn aangesloten op een gesloten distributiesysteem (GDS). Dit GDS heeft een aansluiting op het 150 kV net van de landelijke netbeheerder (LNB).

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zijn in 2019 gestart. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt eind 2022 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2019

IBN: 2022

Investering: circa € 11,7 mln

INVESTERINGEN PER JAAR (IN M€)		
2020	2021	2022
2,4	4,8	4,5

De investering voorziet in het plaatsen van een 150/20 kV en 150/20/10 kV transformator met een directe aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe MS-verdeelinstallatie gerealiseerd worden. Met deze investering wordt 95 MW aan extra aansluit- en transportcapaciteit gerealiseerd.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in de omgeving van het station.

Alternatief 1

Het plaatsen van een 150/20 kV, 150/20/10 kV en 150/10 kV transformator met een directe aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. De huidige 10 kV installatie wordt aangesloten op de nieuwe 150/20/10 kV en 150/10 kV transformatoren. De huidige aansluiting op het GDS en bijbehorende 50/10 kV komen te vervallen.

Alternatief 2

Het plaatsen van twee 150/20 kV transformatoren met een directe aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. Op de 20 kV verdeelinstallatie zullen twee 20/10 kV transformatoren geplaatst worden waarop de bestaande 10 kV installatie aangesloten wordt. De huidige aansluiting op het GDS en bijbehorende 50/10 kV komen te vervallen.

Alternatief 3

Het plaatsen van twee 150/20 kV transformatoren met een directe aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. De huidige 50/10 kV transformatoren en 10 kV verdeelinstallatie achter het GDS worden in stand gehouden.

Alternatief 4

Het plaatsen van een 150/20 kV en 150/20/10 kV transformator met een directe aansluiting op het 150 kV net van de LNB. Daarnaast zal een nieuwe 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. De huidige 50/10 kV transformatoren en 10 kV verdeelinstallatie achter het GDS worden in stand gehouden. Een van de HS/MS transformatoren zal voorzien worden van een extra 10 kV wikkeling. Daarmee wordt de mogelijkheid gecreëerd om op langere termijn alsnog door te groeien naar de oplossing uit variant 1. Na het plaatsen van een extra 150/10 kV transformator kan de bestaande 10 kV verdeelinstallatie overgenomen worden waarmee de aansluiting op het GDS kan komen te vervallen.

Naast de benoemde alternatieven is tevens onderzocht of de bestaande HS/MS transformatorcapaciteit achter het GDS uitgebreid kan worden. Gebleken is dat het capaciteitstekort hiermee niet opgelost kan worden omdat als gevolg hiervan knelpunten in het GDS zouden ontstaan.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 zullen er drie nieuwe HS/MS transformatoren, drie 150 kV velden bij de LNB en een 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. De totale transportcapaciteit groeit hiermee tot 140 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 15 mln. De aansluiting op het GDS komt te vervallen.

Bij alternatief 2 zullen er twee 150/20 kV transformatoren, twee 150 kV velden, een 20 kV verdeelinstallatie en twee 20/10 kV transformatoren gerealiseerd worden. De totale transportcapaciteit groeit hiermee tot 95 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 12,5 mln. De aansluiting op het GDS komt te vervallen.

Bij alternatief 3 zullen er twee 150/20 kV transformatoren, twee 150 kV velden en een 20 kV verdeelinstallatie gerealiseerd worden. Aan de bestaande 10 kV installatie met de aansluiting op het GDS worden geen aanpassingen verricht. De totale transportcapaciteit groeit hiermee tot 120 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 11 mln.

Alternatief 4 is nagenoeg gelijk aan alternatief 3, het enige verschil is dat een van de HS/MS transformatoren voorzien wordt van een extra 10 kV wikkeling. De totale transportcapaciteit groeit hiermee tot 120 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn circa € 0,3 mln extra ten opzichte van alternatief 3.

Gevoeligheidsanalyse

Ook bij de scenario's RES Zeeland en Regionale sturing uit de systeemstudie is in 2030 sprake van een capaciteitsknelpunt. In de reguliere capaciteitsplanning van Enduris wordt het knelpunt al binnen enkele jaren verwacht. Dit is het gevolg van concrete initiatieven met een vergunning en SDE+ beschikking.

Gekozen oplossing

Alternatief 4 betreft het voorkeursalternatief. De extra capaciteit welke met dit alternatief gerealiseerd wordt is voldoende om het verwachte capaciteitsknelpunt bij de verschillende scenario's op te lossen. De extra kosten ten opzicht van alternatief 3 zijn beperkt waarbij alternatief 4 als belangrijk voordeel heeft dat de mogelijkheid gecreëerd wordt om op termijn de bestaande 10 kV installatie door een extra 150/10 kV transformator op het net van de LNB aan te sluiten waarmee de aansluiting achter het GDS kan komen te vervallen. De redundantie wordt dan geleverd door de 10 kV wikkeling uit de 150/20/10 kV transformator.

ID18: Locatie Hoofdverdeelstation Oostburg (Kwalitatieve beschrijving)

Het verwachte capaciteitsstekort op station Oostburg bedraagt conform de reguliere capaciteitsplanning van Enduris 68 MW in 2030. Het knelpunt treedt naar verwachting voor het eerst op vanaf het jaar 2025. De hoofdoorzaak van het capaciteitsstekort is de toename van duurzame opwek door zon.

De voorbereidingen voor het oplossen van dit knelpunt zullen starten in 2023. Naar verwachting worden de maatregelen waarmee het knelpunt opgelost wordt eind 2025 opgeleverd.

Investerings:

Startjaar voorbereidingen: 2023

IBN: 2025

Investerings: circa € 8 mln

De investering voorziet in de realisatie van een extra MS-verdeelinstallatie welke aangesloten wordt op een nieuwe 150/20 kV transformator en een 15/20/10 kV transformator. Hiermee neemt de beschikbare transportcapaciteit met 90 MW toe.

MKBA-light (Maatschappelijke kosten-baten-analyse):

Nul-alternatief:

Indien niet geïnvesteerd wordt is er onvoldoende transportcapaciteit voor het faciliteren van de ontwikkelingen op het gebied van duurzame opwek van elektriciteit in het voorzieningsgebied van station Oostburg

Alternatief 1

Het plaatsen van een extra 150/20 kV transformator en realisatie van een 150 kV veld en 20 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt een bestaande 150/10 kV transformator vervangen door een 150/20/10 kV transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Om een extra 150 kV veld te kunnen realiseren dient het 150 kV station door de landelijke netbeheerder omgebouwd te worden van een zogenaamd station op steeltjes naar een volwaardig 150 kV

station.

Alternatief 2

Het plaatsen van twee extra 150/20 kV transformatoren en realisatie van twee 150 kV velden en 20 kV verdeelinstallatie. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 90 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen.

Om een extra 150 kV veld te kunnen realiseren dient het 150 kV station door de landelijke netbeheerder omgebouwd te worden van een zogenaamd station op steeltjes naar een volwaardig 150 kV station.

Alternatief 3

Het plaatsen van een extra 150/10 kV transformatoren en realisatie van een 150 kV veld en 10 kV verdeelinstallatie. Voor de redundantie wordt de bestaande reserve transformator vervangen voor een 150/10 kV transformator. De beschikbare capaciteit neemt hierdoor met 70 MW toe wat voldoende is om het verwachte knelpunt op te lossen. Evenals bij alternatief 1 dient ook hier de landelijke netbeheerder het station om te bouwen tot een volwaardig station.

Verschilanalyse

Bij alternatief 1 zullen er in één keer twee HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft, een MS-verdeelinstallatie met daarbij ook nog één extra 150 kV veld bij de LNB. De totale capaciteit groeit hiermee tot 120 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 8 mln.

Bij alternatief 2 zullen er in één keer twee HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft, een MS-verdeelinstallatie met daarbij ook nog twee extra 150 kV velden bij de LNB. De totale capaciteit groeit hiermee tot 120 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 9 mln.

Bij alternatief 3 zullen er in één keer twee HS/MS transformatoren moeten worden aangeschaft, een MS-verdeelinstallatie met daarbij nog één extra 150 kV veld bij de LNB. De totale capaciteit groeit hiermee tot 100 MW. De totale kosten van dit alternatief zijn € 8 mln.

Gevoeligheidsanalyse

Ook bij de scenario's RES Zeeland en Regionale sturing uit de systeemstudie is in 2030 sprake van een capaciteitsknelpunt. Echter, volgens het reguliere capaciteitsplanningsproces wordt het knelpunt al binnen enkele jaren verwacht. Dit is het gevolg van concrete initiatieven met een vergunning en SDE+ beschikking. Bij alle alternatieven dient de LNB een 150 kV station te bouwen.

Gekozen alternatief

Alternatief 1 betreft het voorkeursalternatief. De kosten zijn ongeveer gelijk aan alternatief 2, echter bij alternatief 1 behoeft er maar één extra veld bij de LNB te worden aangeschaft en wordt er gelijk de eerste stap gezet om later de capaciteit op de 10 kV uit te breiden.

Colofon

Dit Investeringsplan 2020 – 2030 is een uitgave van Enduris B.V.

Vormgeving

10uur

Fotografie

Stanowicki Fotografie
Sky Pictures Fotografie
A. Nagtegaal
F. Raas

Contactgegevens

Enduris B.V.

Bezoekadressen

Stationspark 28, 4462 DZ Goes
Anthony Fokkerstraat 8, 4462 ET Goes

Postadres

Postbus 399, 4460 AT Goes

Telefoon: 0113 74 11 00
www.enduris.nl

