

Monitoring Leveringszekerheid 2021



Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2021

TenneT TSO B.V.

Versie: final 29-11-2021
ESP-MA 2021-018
November 2021

Voorwoord

Het energiesysteem en de energiemarkt zijn aan het veranderen. In het coalitieakkoord is voorgesteld om de klimaatdoelen op weg naar 2030 aan te scherpen. Dit betekent een verdere verduurzaming van de energieproductie. Het gebruik van kolen voor de productie van elektriciteit in Nederland is per 2030 niet meer mogelijk. Decentrale opwek neemt de komende jaren snel in omvang toe.

Aan de vraagkant zien we veranderingen door een toenemende vraag als gevolg van elektrificatie van bijvoorbeeld mobiliteit en verduurzaming van de industrie. Daarbij begint flexibiliteit van de vraag een steeds grotere rol in het energiesysteem te spelen. Het wordt belangrijker om de vraag naar elektriciteit snel mee te laten bewegen op het weersafhankelijke aanbod.

TenneT analyseert jaarlijks de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland en kijkt of er op elk moment voldoende aanbod van elektriciteit is om aan de vraag te voldoen. Dit rapport laat zien dat tot 2025 de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Er is gedurende deze periode voldoende productiecapaciteit in Nederland om aan de nationale elektriciteitsvraag te voldoen. Als het gaat om de periode 2025 tot en met 2030 nemen de onzekerheden toe. Tegelijkertijd herkennen we een verdere afname van het operationeel conventionele vermogen en een toename van het aandeel duurzame opwek. Hiermee wordt het systeem in toenemende mate weersafhankelijker en daarmee dynamischer.

Deze ontwikkelingen hebben een effect op de leveringszekerheid. Het behouden van de balans tussen vraag en aanbod wordt steeds dynamischer en vraagt om nieuwe concepten zoals opslag, conversie en flexibele vraag. De sterke koppelingen met het buitenland blijven onverminderd relevant. De analyse laat zien dat de wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen in 2030 onverminderd groot is. Het aantal uren waarin Nederland in de prognose voor 2030 steunt op levering uit het buitenland is ten opzichte van vorig jaar gegroeid van 453 uur naar 593 uur. In samenwerking ligt de kracht van het Europese systeem. Het belang van goede interconnectie met omliggende landen neemt zichtbaar toe. Het is van cruciaal belang dat Nederland het beleid met omliggende landen bespreekt en afstemt om ook op de lange termijn de leveringszekerheid te blijven garanderen. Het is daarom een goede ontwikkeling dat op Europees niveau een vergelijkbare monitoring wordt uitgevoerd.

Maarten Abbenhuis
COO TenneT



Advies

Om inzicht te geven in de leveringszekerheid voert TenneT jaarlijkse monitoring uit van de korte, middellange en lange termijn leveringszekerheid.

De resultaten van de monitoring leveringszekerheid geven TenneT geen directe aanleiding om de overheid te adviseren maatregelen te treffen om de leveringszekerheid op de korte tot middellange termijn (2022-2025) in Nederland te waarborgen.

De verdere afname van het conventionele vermogen resulteert op de middellange tot lange termijn (2025-2030) in een grotere wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen. Ook voor Nederland ontstaan daarmee grotere risico's voor de leveringszekerheid. In dit kader is het belangrijk dat de voorgenomen verhogingen van de Nederlandse interconnectiecapaciteiten ook daadwerkelijk gerealiseerd worden.

Daarnaast is het belangrijk om de ontwikkelingen in het buitenland ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van stuurbare bronnen, bijvoorbeeld uitfasering koleneenheden en sluiting kerncentrales, nauwlettend te blijven volgen.

Richting 2030 is er sprake van een afname van de leveringszekerheid. Snellere ontwikkeling van niet flexibele elektrificatie dan tot dusver wordt geraamd in de KEV2021 kan leiden tot een verdere toename van leveringszekerheidsrisico's. Beleid gericht op versnelling van elektrificatie zal daarom hand-in-hand moeten gaan met beleid dat resulteert in voldoende flexibiliteit aan zowel aanbod- als vraagzijde om de leveringszekerheid te ondersteunen.

Advice

To provide insight into the resource adequacy, TenneT carries out annual monitoring of the short, medium and long resource adequacy.

The results of the resource adequacy monitoring give TenneT no immediate grounds to advise the government to take measures to safeguard resource adequacy in the Netherlands in the short to medium term (2022-2025).

In the medium to long term (2025-2030), the further reduction in conventional capacity will result in greater mutual dependence of Northwest European countries to meet their resource adequacy requirements. This will also create greater security of supply risks for the Netherlands. In this context, it is important that the planned increases of the Dutch interconnection capacities are actually realised.

In addition, it is important to continue to closely monitor developments abroad with respect to new national policy intentions that may lead to a decrease in controllable resources, such as the phasing out of coal units and the closure of nuclear power plants.

There will be a decline in the resource adequacy towards 2030. Faster development of non-flexible electrification than is estimated so far in the KEV2021 could lead to a further increase in the adequacy risks. Policy aimed at accelerating electrification will therefore have to go hand in hand with policy that results in sufficient flexibility on both the supply and demand sides to support the resource adequacy.



Inhoud

	Voorwoord	3
	Advies (NL)	4
	Advice (English)	5
	Inhoud	6
1	Inleiding	8
2	Methodologie	11
	2.1 indicatoren	12
	2.1.1 LOLE indicator	12
	2.1.2 EENS indicator	12
	2.1.3 Missing Capacity indicator	12
	2.2 Analyse van onzekerheden en gevoeligheidsanalyses	13
	2.3 Importafhankelijkheid	14
3	Scenario's, prognoses, Marktontwikkeling	16
	3.1 Scenario's en prognoses	17
	3.2 Ontwikkeling binnenlandse elektriciteitsvraag	19
	3.3 Ontwikkeling binnenlands aanbod	20
	3.3.1 Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking	21
	3.3.2 Zon-PV- en windvermogen	23
	3.4 Brandstof en CO ₂ prijzen	24
	3.5 Flexibiliteit	24
	3.5.1 Industriële DSR	24
	3.5.2 Opslag	26
	3.5.3 Power-To-X	27
	3.6 Ontwikkeling van de import- en exportcapaciteit	27
	3.7 Ontwikkelingen in het buitenland	29
4	Resultaten analyse	32
	4.1 Resultaten overzicht	33
	4.2 Resultaten Klimaat Akkoord Scenario	34
	4.3 Resultaten Nationale Drijfveren Scenario	36
	4.4 Analyse importafhankelijkheid	38
	4.4.1 Vergelijking model met en zonder interconnectiecapaciteit	38
	4.4.2 Missing capacity	40
	4.5 Gevoeligheidsanalyse Flow-based marktkoppeling	41
	4.6 Markt- en economische levensvatbaarheidsanalyse	43
	4.6.1 Analyse naar conservering van gasvermogen op korte termijn	43
	4.6.2 Analyse van marktprijzen en vollasturen van centrales op middellange tot lange termijn	45
	4.7 Conclusie uit de analyses	46

5	Conclusies uit de analyses	49
5.1	Conclusies	50
5.2	Advies	51
6	Bijlagen	52
6.1	Bijlage 1 Marktontwikkelingen binnenland	53
6.2	Bijlage 2 Tabellen achter de grafieken	54
6.3	Bijlage 3 Uitgangpunten en resultaten studie naar conservering van vermogen	56
6.4	Bijlage 4 Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie	59
	6.4.1 Flow-based marktkoppeling in de praktijk	59
	6.4.2 Simulatie van flow-based marktkoppeling	59
6.5	Bijlage 5 Bronvermelding gebruikte gegevens	61

1 Inleiding

Het energielandschap verandert. Het aandeel duurzame en weersafhankelijke bronnen is de laatste jaren toegenomen en het aandeel stuurbare bronnen afgenomen. Deze trend gaat zich in de toekomst voortzetten en zelfs versnellen. Dit terwijl de maatschappij in toenemende mate afhankelijk is van een betrouwbare elektriciteitsvoorziening. Zeker wanneer huidige energiebehoeftes deels elektrificeren zoals de warmtevoorziening en de mobiliteit.

Om inzicht te geven in de leveringszekerheid voert TenneT jaarlijkse monitoring uit van de korte, middellange en lange termijn leveringszekerheid. Dit is een wettelijke taak, zoals beschreven in de Elektriciteitswet 1998¹ en Europese Elektriciteitsverordening². Daarnaast wil TenneT marktpartijen ook inzicht bieden in de ontwikkeling van de leveringszekerheid. Leveringszekerheid is een belangrijke parameter bij het bepalen van een toekomstig energiesysteem. Om meer inzicht te geven en om deze discussie te voeden heeft TenneT een traject ingezet om in de komende jaren de monitoring te updaten en om meer inzicht te geven in de resultaten. Deze monitoring geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot 2030.

De monitoring sluit nauw aan bij de toezeggingen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat in de kamerbrief van 2 juli 2021³ waarin de Tweede Kamer wordt geïnformeerd over maatregelen die genomen worden om de ontwikkeling van de leveringszekerheid goed te kunnen blijven inschatten. In deze brief wordt de gebruikte methodologie voor de monitoring uitgelegd. Ook worden de aanpassingen die in de monitoring worden doorgevoerd om, in de veranderende elektriciteitsmarkt, de leveringszekerheid goed te kunnen blijven monitoren toegelicht.

In deze rapportage wordt evenals in de vorige edities een Europees beoordelingsmodel gebruikt. Dit model is gezamenlijk met de Europese Transmission System Operators (TSO's) binnen ENTSO-E ontwikkeld ten behoeve van de European Resource Adequacy Assessment (ERAA). In dit model worden vraag

en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem gesimuleerd. Hierdoor kan onder andere een verbeterde inschatting worden gemaakt van de invloed van hernieuwbare energieproductie op de leveringszekerheid en de daarmee verbonden toenemende weersafhankelijkheid. Ook wordt hiermee duidelijk in welke mate de marktgebieden binnen deze Europese regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. Het Europese model zal in de komende jaren nog verder worden ontwikkeld en een steeds belangrijkere rol innemen bij de monitoring van de lange termijn leveringszekerheid.

In het kader van de ERAA werkt ENTSO-E momenteel aan de ontwikkeling van een economische levensvatbaarheidsanalyse, de zogenaamde Economic Viability Analysis (EVA). In de EVA worden investerings- en desinvesteringsbeslissingen modelmatig bepaald. Deze methodiek zal in 2024 zijn uitontwikkeld en klaar voor gebruik. TenneT acht op dit moment de methodiek nog onvoldoende robuust om als solide basis te dienen voor onze nationale leveringszekerheidsanalyses en is daarom voor deze MLZ uitgegaan het ENTSO-E National Estimates scenario als basis voor de ontwikkeling van vraag en aanbod. Daarnaast zijn ook deze keer de vereenvoudigde analyses uitgevoerd van de economische levensvatbaarheid van de Nederlandse centrales die sinds 2017 onderdeel uitmaken van de monitoring.

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van duurzame opwek is hoofdzakelijk gebaseerd op het Klimaatakkoord⁴ en de Klimaat- en Energieverkenning 2021 van het PBL⁵. Daarnaast wordt een scenario

1 TenneT voert vanuit haar wettelijke taak "marktfacilitering" jaarlijks een monitoring van de lange termijn leveringszekerheid uit. De monitoring en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 16, tweede lid, onderdeel f van de E-wet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998) is gedefinieerd als een TenneT-taak.
2 Verordening (EU) 2019/943, artikel 20 t/m 27
3 Brief "Voorzienings- en leveringszekerheid energie" van 2 juli 2021 (Kamerstuk 29023, nr. 269): <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29023-269.html>
4 Klimaatakkoord (Rijksoverheid, juni 2019), <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
5 KEV2021, <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2021>



beschouwd dat TenneT gebruikt voor het Investeringsplan 2022-2031, met een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-emissiereductie in combinatie met systeemintegratie.

In deze monitoring is geen rekening gehouden met de recente hoge gas- (en dus ook elektriciteits-) prijzen die in Nederland en Europa zijn waargenomen. De brandstof- en CO₂ prijzen hebben zelf geen directe invloed op de belangrijkste resultaten voor de leveringszekerheid. Het risico van brandstoftekorten valt evenmin binnen de scope van de monitoring. Het huidige lage niveau van aardgasopslag kan, in combinatie met een zeer koude winter, wel een aandachtspunt worden voor de actuele bedrijfsvoering.

In dit rapport wordt in hoofdstuk 2 de gebruikte methodologie voor het uitvoeren van de monitoring leveringszekerheid toegelicht. In hoofdstuk 3 worden de beschouwde scenario's en gevoeligheidsvarianten beschreven. Ook wordt een uitgebreide toelichting gegeven op de ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde in Nederland gebaseerd op de beschikbare gegevens medio 2021. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 besproken. Daarbij wordt ook ingegaan op nieuwe methodieken die in de komende jaren verder zullen worden ontwikkeld. In hoofdstuk 5 staan de conclusie en het advies. De bijlagen (hoofdstuk 6) bevatten verdere toelichtingen en bronvermelding op de gebruikte gegevens.



2 Methodologie



Dit hoofdstuk beschrijft de gebruikte methodologie voor het uitvoeren van de monitoring. In dit hoofdstuk worden eerst de indicatoren beschreven aan de hand waarvan de leveringszekerheid in de verschillende scenario's is beoordeeld. Vervolgens wordt beschreven op welke manier de monitoring omgaat met onzekerheden in toekomstige scenario's. Verder zijn in deze editie een drietal specifieke analyses opgenomen, namelijk de beoordeling van de importafhankelijkheid, de impact van flow-based capaciteitsberekening en de rentabiliteitsanalyse. In de laatste paragraaf worden de databronnen beschreven die zijn gebruikt voor de monitoring.

2.1 Indicatoren

De monitoring gebruikt ter de beoordeling van de leveringszekerheid voornamelijk de *Loss Of Load Expectation* (LOLE) indicator. De LOLE-methodiek wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de leveringszekerheid van elektriciteitssystemen. De tweede indicator is de *Expected Energy Not Served* (EENS), welke gezien kan worden als belangrijke aanvulling op de LOLE om de grootte van tekorten aan te kunnen geven. Een derde indicator is de *Missing Capacity*. Deze wordt voornamelijk gebruikt ter ondersteuning van de analyse van importafhankelijkheid, zoals beschreven in paragraaf 2.3.

2.1.1 LOLE indicator

De uitkomst van de probabilistische methode is een verwachtingswaarde voor het gemiddelde aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit niet aan de vraag zal kunnen worden voldaan, de zogenaamde Loss of Load Expectation. Als criterium voor de leveringszekerheid van een biedzone wordt een maximale LOLE-waarde gehanteerd: de aanvaardbaar geachte hoeveelheid uren per jaar waarvoor de verwachting is dat niet aan de vraag zal kunnen worden voldaan. De gehanteerde LOLE-norm voor de beoordeling van het Nederlandse systeem bedraagt 4 uren per jaar. Als de LOLE in deze analyse lager ligt, voldoet de leveringszekerheid aan de norm.

De LOLE verwachtingswaarde vat meerdere simulaties samen door het gemiddelde te nemen van het aantal uren met tekorten per jaar. De verschillende simulaties kunnen echter een grote spreiding tonen over verscheidene scenario's en variaties in weer en uitval van productie-eenheden. In deze editie wordt, meer dan in voorgaande jaren, aandacht besteed aan deze spreiding van resultaten over de verschillende simulaties, zoals in detail wordt besproken in paragraaf 2.2.

2.1.2 EENS indicator

Hoewel LOLE is een goede indicator voor het aantal uren waarop er schaarste optreedt, geeft het geen inzicht in de omvang van de schaarste. Met andere woorden: hoeveel schiet de aanbodzijde te kort om in de elektriciteitsvraag te voorzien. De Expected Energy Not Served toont hoeveel energie niet geleverd kan worden bij een bepaalde elektriciteitsvraag per periode. De EENS-indicator kan beschouwd worden als een kwantitatieve aanvulling op de LOLE-indicator. Ook voor de EENS geldt dat dit een gemiddelde waarde is en er een spreiding bestaat over verschillende scenario's en variaties in weer en uitval. Daarnaast is het voor de EENS ook interessant om per scenario te bekijken wat de kans is op bepaalde tekorten. Dit laatste geeft een beeld bij de waarschijnlijkheid van bepaalde tekorten voor een gegeven scala aan omstandigheden.

In het rapport wordt naast EENS op verschillende plekken ook de term ENS (Energy Not Served) gebruikt (zonder Expected). De ENS wordt gebruikt voor niet-geleverde energie in een specifiek uur of een set aan uren, terwijl de EENS wordt gebruikt om een verwachtingswaarde weer te geven op basis van een set aan jaarsimulaties.

2.1.3 Missing Capacity indicator

Naast de LOLE en EENS wordt in dit rapport de zogenaamde Missing Capacity indicator gebruikt ter ondersteuning van de leveringszekerheidsanalyse.

De Missing Capacity geeft weer met hoeveel vermogen de binnenlandse productiecapaciteit verminderd kan worden of verhoogd dient te worden om tot de LOLE norm van 4 uur per jaar te komen. Deze analyse wordt uitgevoerd voor een model zonder interconnectiecapaciteit waarin slechts binnenlandse vraag en aanbod zijn meegenomen. De Missing Capacity is een interessante indicator die

gebruikt wordt ter ondersteuning van de analyse van importafhankelijkheid.

2.2 Analyse van onzekerheden en gevoeligheidsanalyses

Voor deze monitoring is een scala aan verschillende situaties aan de hand van scenario's en gevoeligheidsanalyses onderzocht, waarin verschillende vraag- en aanbodfactoren een rol spelen. De inhoud van de verscheidene scenario's en gevoeligheden voor de zichtperiode van 2021-2030 worden uitgebreid beschreven in hoofdstuk 3.

Naast de variatie tussen de scenario's wordt aan de hand van een Monte-Carlo analyse uitvalgerelateerde en weegerelateerde onzekerheid meegenomen.

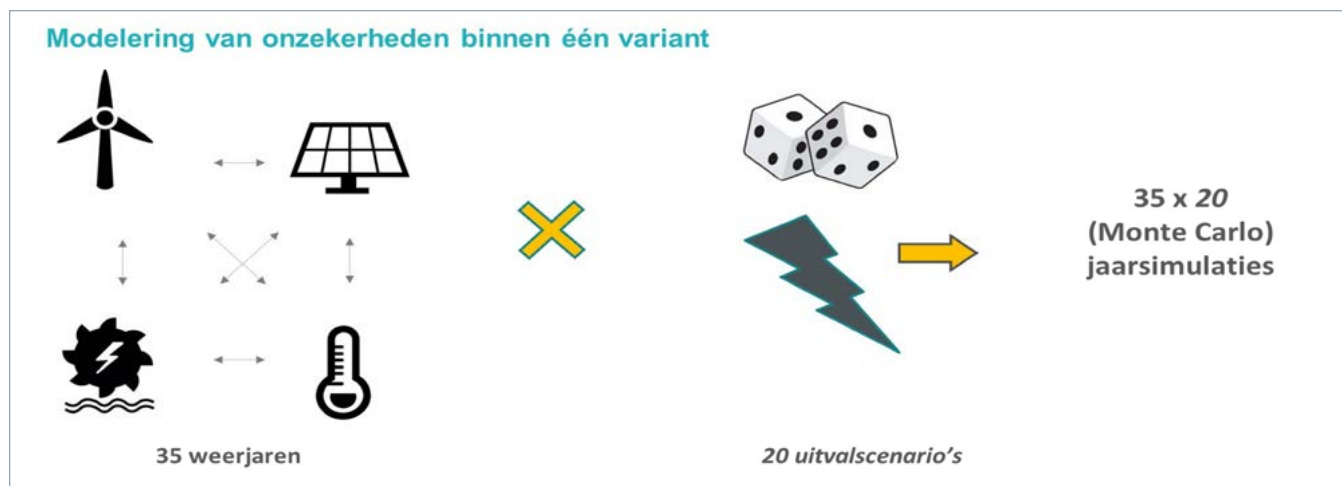
Uitvalgerelateerde onzekerheid is een belangrijke bron voor variaties in de marktsimulatiemodellen. In de analyse wordt daarom rekening gehouden met onzekerheden ten aanzien van de uitval van zowel productie-installaties en transportmiddelen. Om deze onzekerheid te vatten worden een groot aantal simulaties doorgerekend met verschillende uitvalscenario's. Voor ieder simulatie wordt een willekeurige trekking gedaan om te bepalen welke productie-eenheden en transportmiddelen niet beschikbaar zijn op basis van aangenomen uitvalpercentages en verwachte reparatieduur. In de bepaling van de verwachtingswaarde voor de LOLE en EENS worden al deze waarden meegenomen.

Een tweede belangrijke bron voor onzekerheid en variatie in de marktmodellen is het weer. Zo is bijvoorbeeld elektriciteitsverbruik temperatuurafhankelijk en wordt beschikbare productie via wind- en zonne-energie steeds

afhankelijker van windkracht en zoninstraling. De weegerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. Hiermee worden chronologische tijdsreeksen gemaakt van de weersafhankelijke parameters per marktgebied in Europa op basis van historische weerdata over de periode 1982-2016 (35 weerjaren). Naast de vraag en productie uit wind en zon wordt daarbij ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit waterkrachtcentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar).

Voor de analyses worden de uitval- en weegerelateerde onzekerheden gecombineerd. Ieder scenario wordt aan de hand van een Monte-Carlo methodiek gecombineerd met de verschillende klimaatjaren en met willekeurige trekkingen voor onvoorziene uitval van productie- en transportmiddelen. Na het doorrekenen van een groot aantal simulaties kan tenslotte een verwachtingswaarde en spreiding voor LOLE en EENS worden bepaald door het combineren van de uitkomsten van alle individuele simulaties. Zo wordt ieder scenario doorgerekend met 35 weerjaren en ieder weerjaar met 20 verschillende uitvalscenario's (zie Figuur 2-1). De gerapporteerde LOLE en EENS waarden zijn dus gebaseerd op 700 jaarsimulaties.

De probabilistische simulatieberekeningen zijn uitgevoerd met de marktsimulatiesoftware PowrSym4. PowrSym optimaliseert de inzet van alle productiemiddelen om aan de vraag te voldoen, en minimaliseert de hoeveelheid tekorten voor ieder uur.



Figuur 2-1: Modelling van onzekerheden

2.3 Importafhankelijkheid

In de monitoring wordt aandacht besteed aan de importafhankelijkheid van Nederland voor leveringszekerheid. Grensoverschrijdende verbindingen kunnen een belangrijke bron zijn van leveringszekerheid, waarmee binnenlandse tekorten opgevangen kunnen worden met buitenlandse bronnen. Het is echter niet vanzelfsprekend dat deze bronnen ook altijd beschikbaar zijn en tekorten kunnen gelijktijdig in meerdere landen optreden.

Om uitspraken te kunnen doen over importafhankelijkheid zijn additionele analyses nodig. Daarom wordt naast het internationale model een model gebruikt waarin de interconnectoren met andere landen zijn uitgeschakeld om de hypothetische situatie te beschrijven waarin Nederland zelfstandig aan de binnenlandse vraag moet voldoen. De LOLE waarde van deze berekening bepaalt of er sprake is van een tekort (LOLE waarde > 4 uur) of een overschot (LOLE waarde <4 uur). Vervolgens wordt berekend hoeveel capaciteit aan het systeem moet worden toegevoegd (in geval er een tekort is) of kan worden verwijderd (in geval van een overschot) om precies de LOLE norm van 4 uur te bereiken. Deze Missing Capacity indicatoren laten zien wat de capaciteitstekorten of overschotten zijn als Nederland als geïsoleerd systeem wordt beschouwd.

2.4 Modelering van interconnectie met flow-based market koppeling

In de monitoring leveringszekerheid wordt de interconnectiecapaciteit ten behoeve van import en export gemodelleerd door gebruik te maken van de zogenoemde *Net Transfer Capacity* (NTC). Deze waarde bepaalt het maximum vermogen wat bilateraal verhandeld kan worden tussen twee biedzones. De marktsimulatie houdt rekening met deze beperking, zodat geen verdere bilaterale handel meer mogelijk is wanneer dit maximum is bereikt. In de operationele praktijk worden de mogelijkheden voor internationale handel echter bepaald aan de hand van de *Flow-Based* capaciteitsberekeningsmethodiek. Vanwege de complexiteit van dit systeem was het voorheen nog niet mogelijk om deze methode expliciet in de modellen mee te nemen. In deze monitoring leveringszekerheid zijn simulaties uitgevoerd om het effect te kunnen bepalen van het flow-based capaciteitsberekeningsmechanisme op de indicatoren voor leveringszekerheid. Alle scenario's voor het zichtjaar 2025 zijn doorgerekend voor alle klimaatjaren en 20 uitvalscenario's.

De details van de verschillen tussen de methodes worden besproken in Bijlage 4: Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie. Omdat simulatie aan de hand van de Flow-Based methodiek ook in ERAA nog niet is ingevoerd, is nog niet voor alle zichtjaren geschikte data beschikbaar. Omdat in de ERAA studie de nadruk is gelegd op het zichtjaar 2025 voor de flow-based analyse, is voor dit rapport ook alleen zichtjaar 2025 met flow-based doorgerekend in aanvulling op de NTC analyses. De resultaten van de Flow-Based gevoeligheidsanalyse zullen apart worden behandeld in paragraaf 4.5.

2.5 Databronnen voor model

Voor de analyse wordt gebruikt gemaakt van een Europees model, welke in samenwerking met andere hoogspanningsnetbeheerders is ontwikkeld binnen ENTSO-e. Het Europees model neemt geheel Europa in beschouwing. Hierbij worden vraag en aanbod in elk land meegenomen en wordt rekening gehouden met de beschikbare interconnectie tussen landen. Zo kan een goed beeld van de leveringszekerheid in Nederland worden bepaald. Voorafgaand aan deze Europese analyse wordt gekeken naar de situatie in Nederland, zonder import en export.

Europese modelering van de leveringszekerheid

De monitoring heeft tot doel inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en (middel)lange termijn. Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. Door de toename van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen vindt een sterke toename van de onderliggende elektriciteitsstromen tussen landen plaats. Mede hierdoor is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in Europese context te bezien. Daarom werkt TenneT, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSO's voortdurend aan verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke Europese leveringszekerheidsanalyses. Onder de vlag van ENTSO-E wordt zodoende, als opvolger van de Mid-term Adequacy Forecast (MAF), de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) jaarlijks uitgevoerd. Meer informatie over deze studie is te vinden op de [ERAA website](#).

Voor de Europese analyse wordt gebruik gemaakt van de meest recente modellen, ontwikkeld voor TenneT's Investeringsplan IP2022 en de European Resource Adequacy Assessment (zie kader Europese modelering van de leveringszekerheid). De laatste beschrijving van het ERAA model is te vinden in het rapport ERAA 2021⁶, dat in november 2021 werd gepubliceerd. Beide modellen bevatten onder andere gecorreleerde data van productie uit duurzame bronnen en de elektriciteitsvraag voor alle Europese


landen op basis van het weer in een groot aantal historische jaren. Hiermee is het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen. Het gebruikte model voor de Europese analyse omvat naast Nederland het gehele gekoppelde Europese elektriciteitssysteem (zie figuur 2-2). Binnen het Europese model zijn per marktgebied de vraag- en aanbodcurves gedefinieerd, alsmede de uitwisselingscapaciteiten tussen de marktgebieden.



Figuur 2-2: Perimeter van het gebruikte model voor de Europese analyse

6 ERAA2021 studie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

3 Scenario's en prognoses, Marktontwikkeling

An aerial photograph showing a multi-lane highway with traffic, a canal, and green fields. In the foreground, two large white utility poles with power lines are visible, framing the scene. A white rectangular box is overlaid on the top half of the image, containing the title text.

Onderstaand wordt allereerst stil gestaan bij de gehanteerde scenario's en prognoses. Deze zijn gebaseerd op de ontwikkelingen binnen Nederland betreffende de elektriciteitsvraag en het aanbod van productievermogen. Verder wordt een overzicht gegeven van de gehanteerde brandstof- en CO₂-prijzen, de ontwikkeling van flexibiliteit in het systeem en de import- en exportcapaciteit. Tenslotte wordt ingegaan op andere factoren in binnen- en buitenland die de leveringszekerheid kunnen beïnvloeden.

3.1 Scenario's en prognoses

In deze monitoring zijn twee varianten op het Klimaat Akkoord als uitgangspunt gekozen. De eerste variant (KA0) is voornamelijk gebaseerd op de recente Klimaat- en energieverkenning 2021 van het PBL (KEV 2021). De tweede variant (IPKA0) komt voort uit het recente Investeringsplan 2022-2031 Net op land (IP2022) van TenneT. Ten opzichte van KA0 heeft IPKA0 een wat hogere elektriciteitsvraag en meer duurzame opwek. Ook is er in het IPKA0 scenario batterijopslag aanwezig. In KA0 zijn nog geen batterijen verondersteld. Voor het KA0 scenario zijn een tweetal gevoeligheden geanalyseerd. De eerste gevoeligheid (KA1) betreft een vermindering van het operationele gasvermogen. In de tweede gevoeligheid (KA2) wordt de impact van een verminderde beschikbaarheid van HVDC verbindingen geanalyseerd.

Het derde beschouwde scenario komt ook voort uit het IP2022 van TenneT. In dit scenario, "Nationale Drijfveer" (IPND0), wordt de impact van

een verdergaande ambitie met betrekking tot CO₂-missiereductie in combinatie met systeemintegratie verkend. In dit scenario is er sprake van fors meer duurzame opwek en neemt ook de elektriciteitsvraag toe. Ook is in dit scenario meer opslag verondersteld. Ook voor dit scenario zijn twee gevoeligheden beschouwd. In de eerste (IPND1) wordt minder duurzame opwek verondersteld. In de tweede gevoeligheid (IPND2) wordt een vermindering van de beschikbare opslag aangenomen.

In de KA-scenario's zijn de kolencentrales in 2030 uitgefaseerd. In de ND-scenario's is rekening gehouden met 1,6 GW aan kolencentrales die per 2030 alleen biomassa verstoffen.

De onderzochte varianten worden onderstaand verder toegelicht. Zie het document "Ontwikkelingen en scenario's voor het Investeringsplan 2022-2031 Net op land" voor een uitgebreide beschrijving van de voor het IP2022 gebruikte scenario's.

Omschrijving analysevarianten				Zichtjaar 2030 parameters NL			Scenario voor representatie buitenland
				Elektrische vraag (TWh)	Wind en zon PV (GW)	Elektrische opslag (GW)	
KLIMAATAKKOORD	KA0	SCENARIO	Basis: KEV21; opgesteld thermisch vermogen gebaseerd op producenten-uitvraag	132	44	0	ERAA 2021 National Estimate
	KA1	gevoeligheid	als KA0, met minder thermisch vermogen (1,6 GW) in periode 2022-2030	132	44	0	ERAA 2021 National Estimate
	KA2	gevoeligheid	als KA0, met verminderde beschikbaarheid van HVDC-verbindingen	132	44	0	ERAA 2021 National Estimate
	IPKA0	SCENARIO	Basis: KA-scenario IP2022 TenneT; opgesteld thermisch vermogen gebaseerd op producenten-uitvraag	149	51	8	IP2022 Klimaatakkoord
NATIONALE DRIJFVEER	IPND0	SCENARIO	Basis: ND-scenario IP2022 TenneT; opgesteld thermisch vermogen gebaseerd op producenten-uitvraag	180	74	15	IP2022 Nationale Drijfveer
	IPND1	gevoeligheid	als IPND0, met verminderd hernieuwbaar vermogen (gelijk aan IPKA0)	180	51	15	IP2022 Nationale Drijfveer
	IPND2	gevoeligheid	als IPND0, met minder batterijen (gelijk aan IPKA0)	180	74	8	IP2022 Nationale Drijfveer

Tabel 3-1: Overzicht gehanteerde scenario's en varianten



Scenario KA0

Het scenario KA0 is gebaseerd op de meest recente Klimaat- en energieverkenning 2021 (KEV 2021) van PBL. Daarin is de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen en het elektriciteitsverbruik gebaseerd op de doorrekening van het voorgenomen en vastgesteld beleid van het Klimaatakkoord. De ontwikkeling van het thermisch productievermogen is gebaseerd op de uitvraag aan producenten plus een nauwkeurige inschatting van het kleinschalig productievermogen. Naast steekjaar 2030 worden er de jaren 2022 en 2025 beschouwd, om de ontwikkeling van de leveringszekerheid in loop van de tijd in kaart te brengen.

Toelichting KA0-scenario gebaseerd op KEV2021.

De Klimaat- en Energieverkenning (KEV) heeft tot doel om de voortgang van het gevoerde klimaat- en energiebeleid en de verwachte effecten daarvan te monitoren; dat is een taak van het PBL. TenneT heeft vooruitlopend op publicatie van de KEV2021 vertrouwelijk alvast de voor de monitor relevante gegevens kunnen gebruiken. De KEV2021 is op het moment van schrijven van dit rapport nog niet gepubliceerd, maar PBL heeft TenneT voorafgaand aan de publicatie gegevens toevertrouwd voor deze monitoring. Deze gegevens zijn in lijn met die in de definitieve KEV2021 publicatie.

Dat heeft onder meer geleid tot een dataset van het elektriciteitsverbruik per sector en een dataset van hernieuwbaar vermogen tot aan 2030. Het elektriciteitsverbruik neemt ondanks besparingen in 2030 circa 10% toe ten opzichte van 2019, met name door groei van Mobiliteit (EV; ruim 1,2 miljoen vehikels), elektrificatie in de sectoren Landbouw en Industrie, toenemend verbruik door meer warmtepompen en intensiever gebruik van datacenters richting 2030. In het KEV2021 zijn nog geen batterijen meegenomen in de vooruitzichten. Historische gegevens zijn gebaseerd op data van CBS.

Het opgesteld hernieuwbaar vermogen wordt verder vergroot tot aan 2030, zie paragraaf 3.3. PBL gebruikt eveneens informatie van producenten voor thermische opwek, maar alleen tot drie jaren vooruit. Voor 2030 hanteert PBL een investeringsmodule voor aannames t.a.v. ontwikkeling thermisch vermogen. Voor deze monitoring is uitgegaan van eigen gegevens van het thermisch productiepark.

Gevoeligheidsvariant KA1

Variant KA1 is volledig gebaseerd op Scenario KA0, echter vanaf 2022 wordt een reductie van het operationeel gasvermogen verondersteld ter grootte van 1,6 GW voor de hele zichtperiode.

Gevoeligheidsvariant KA2

Variant KA2 is volledig gebaseerd op Scenario KA0, echter er wordt met een verminderde beschikbaarheid van de HVDC-verbindingen gerekend.

Scenario IPKA0

Scenario IPKA0 is gebaseerd op het KA-scenario in het recente Investeringsplan 2022-2031 Net op land (IP2022) van TenneT, waarbij voor de monitoring de laatste input van de producenten ten aanzien van het thermisch productiepark is meegenomen. De ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik is volledig gebaseerd op het IP2022.

Toelichting KA-scenario IP2022

Het KA-scenario IP2022 weerspiegelt de afspraken en ambities in het Klimaatakkoord. De plannen en ambities zoals afgesproken in het Klimaatakkoord hebben hun uitwerking in alle sectoren in Nederland. Nieuwe woningen worden zonder aardgas aansluiting gebouwd en bestaande woningen worden verduurzaamd met een mix van technieken zoals warmtenetten, elektrische en hybride warmtepompen. Voor de resterende gasvraag ligt er een stevige ambitie om deze deels te verduurzamen met groen gas. Elektrisch rijden wordt fiscaal gestimuleerd, dit zorgt voor een forse stijging van het aantal elektrische auto's. Daarnaast worden ook in de industrie maatregelen genomen om de CO₂-uitstoot te verminderen. Opslag van CO₂ (Carbon Capture and Storage; CCS) speelt hierbij een belangrijke rol en wordt gefinancierd vanuit de SDE+++. De waterstofvraag neemt toe, met een mix van grijze, groene en blauwe waterstof. Een deel van de Duitse waterstof-vraag wordt voorzien middels importen die via Nederland Europa binnenkomen. De rol van Power-to-Heat (P2H) in de industrie blijft beperkt. In de glastuinbouw krimpt tot 2030 het areaal, maar intensiveert de teelt. Het aantal wkk's neemt af en de levering van elektriciteit aan tuinders uit het net neemt toe. Per saldo blijft de totale elektriciteitsvraag gelijk. Ook het aanbod van elektriciteit wordt aanzienlijk verduurzaamd. Het opgestelde vermogen van zon-PV en wind op zee wordt aanzienlijk uitgebreid. De optie om biomassa te verstoppen in kolencentrales wordt in 2030 niet benut. Kolencentrales sluiten per 2030. Ten opzichte van



scenario KAO op basis KEV2021 heeft IPKA0 een wat hogere elektriciteitsvraag en duurzame opwek. Ook is er in het IPKA0 scenario batterijopslag aanwezig.

Scenario IPND0

In scenario IPND0 is het elektriciteitsgebruik en het hernieuwbaar vermogen gebaseerd op het ND-scenario van het recente Investeringsplan 2022-2031 Net op land (IP2022) van TenneT. Voor het opgesteld thermisch vermogen is de laatste input van de producenten gebruikt. Verder wordt uitgegaan van 1,4 GW aan waterstofcentrales, welke gedeeltelijk oude centrales vervangen. In vergelijking met scenariovariante IPKA0 gaat scenario IPND0 uit van een versnelde ontwikkeling van hernieuwbare opwek en een sterker groeiende elektrische vraag tot 2030. De toenemende volatiliteit van aanbod en vraag prikkelt een versterkte integratie van flexibiliteit in de vorm van vraagsturing (bijv. DSR) elektrische opslag (batterijen) en conversie technologieën zoals power-to-gas en power-to-heat.

Toelichting ND-scenario IP2022

Het ND-scenario IP2022 beschouwt een toekomst waarin zowel vraag als aanbod een vlucht neemt en systeemintegratie een eerste vorm krijgt. Nationaal worden grote projecten, zoals wind op zee, gerealiseerd doordat dit ook vanuit de overheid wordt gestimuleerd. Het grote aanbod van niet-regelbare hernieuwbare energie leidt tot grote en toenemende behoefte aan flexibiliteit in het energiesysteem. Flexibiliteit wordt gerealiseerd middels energieopslag, vraagsturing en conversie naar warmte en duurzame gassen. Conversie naar warmte (Power-to-Heat) wordt voornamelijk toegepast in de industrie en ten behoeve van warmtenetten. Groene waterstof die door conversie ontstaat wordt voornamelijk benut in de industrie, energetisch en als grondstof, en voor flexibele elektriciteitsproductie. Op deze manier raken verschillende energiesystemen steeds verder geïntegreerd. Door energiebesparing en efficiëntieverbeteringen neemt de energievraag in Nederland af. Een deel van de efficiëntieverbeteringen worden behaald door middel van elektrificatie van de energievraag. In combinatie met de focus op elektrische toepassingen neemt de gasvraag verder af. De energie-intensieve industrie in Nederland realiseert energie-efficiëntieverbeteringen waardoor de vraag daalt. Naast efficiëntieverbeteringen en elektrificatie gaat de industrie bovendien steeds meer over naar een hoger aandeel hernieuwbare en circulaire manier van grondstofgebruik. In de periode

na 2030 zal de raffinage- en kunstmestsector een krimp doormaken als gevolg van een lagere vraag naar deze producten. Ook de sectoren mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw worden verder geëlektrificeerd. In de mobiliteitssector gaat de ontwikkeling in elektrisch personenvervoer zeer snel, waarbij slim laden wordt toegepast. Ook het aantal elektrische vrachtwagens groeit. In de glasbouw krimpt het totale areaal. Daarnaast vindt intensivering van de teelt plaats en neemt elektrificatie toe. Het aantal wkk's neemt af en de levering van elektriciteit aan de glastuinbouw neemt toe. In de gebouwde omgeving wordt de volledig elektrische lucht- en bodemwarmtepomp veelvuldig toegepast in combinatie met isolatie en zon-PV. Het gebruik van waterstof in Nederland neemt toe ten opzichte van vandaag. Extra vraag wordt hoofdzakelijk ingevuld met groene waterstof uit elektrolyse. Voor de middellange termijn draagt ook blauwe waterstof productie bij aan de CO₂-reductiedoelstellingen. Hierdoor komt ook de afvang en opslag van CO₂ (CCS) tot ontwikkeling, maar de rol hiervan blijft relatief beperkt.

Gevoeligheidsvariant IPND1

Variant IPND1 is volledig gebaseerd op scenario IPND0, behalve het zon-PV- en windvermogen; dat is ontleend aan het IPKA0-scenario.

Gevoeligheidsvariant IPND2

Variant IPND2 is volledig gebaseerd op scenario IPND0, maar met minder voorziene batterijen, namelijk 8,3 GW als in scenario IPKA0.

3.2 Ontwikkeling binnenlandse elektriciteitsvraag

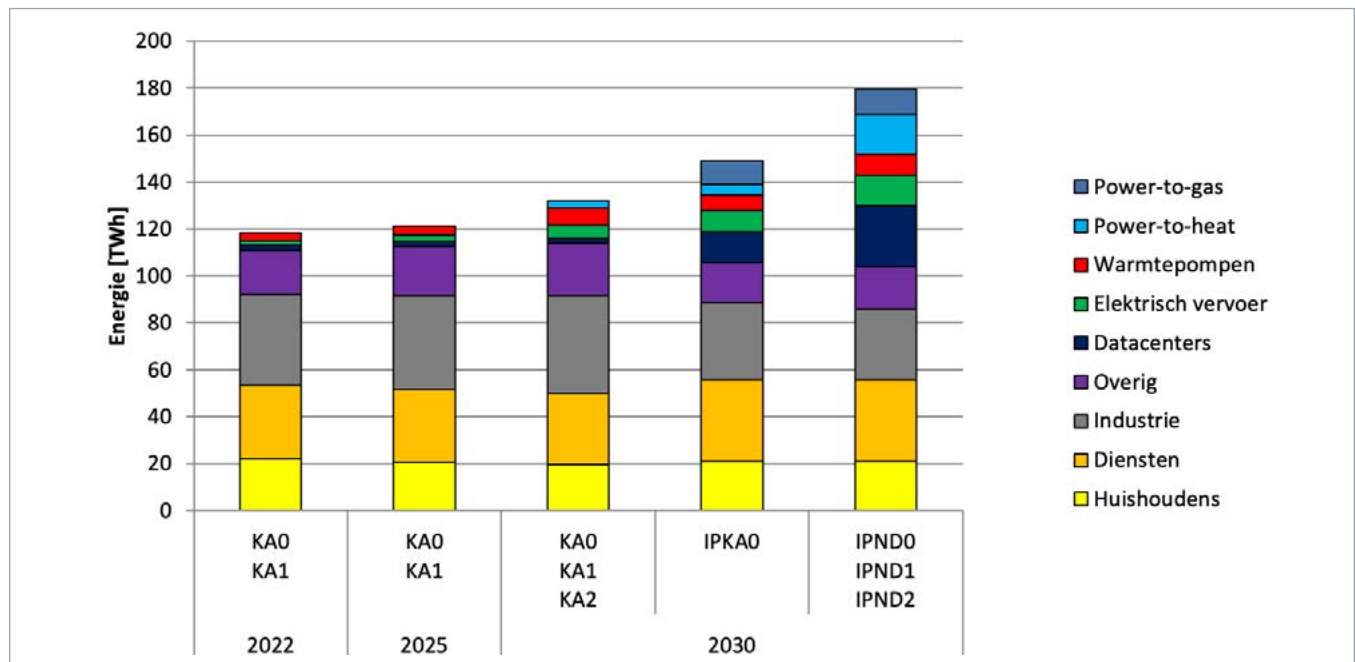
In deze paragraaf wordt beschreven hoe de elektriciteitsvraag zich naar verwachting zal ontwikkelen tussen 2021 en 2030. Er bestaat grote onzekerheid over de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van de zichtperiode. De voorspelbaarheid van het toekomstig elektriciteitsverbruik is door de energietransitie kleiner geworden. In de gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit is elektrificatie een belangrijk middel om te verduurzamen. De omvang hiervan en de snelheid waarmee dit gebeurt, zijn lastig in te schatten. Vanwege de onzekerheden zijn verschillende scenario's beschouwd.

Bij de prognose van de vraagontwikkeling wordt onderscheid gemaakt tussen verschillende typen vraag. Een deel wordt als niet flexibel beschouwd, waaronder het verbruik van datacenters. Een ander



deel is volledig of deels flexibel verondersteld, zoals de productie van waterstofproductie uit elektrolyse (Power-to-gas) of het slim laden van elektrische voertuigen. Daarnaast is de vraag van bepaalde verbruikstypen, zoals warmtepompen, sterk weersafhankelijk.

Figuur 3-1 laat de raming van de elektriciteitsvraag zien per verbruikstype voor de beschouwde scenario's in de verschillende steekjaren. Het betreft hier de verwachte gemiddelde vraag over de 35 beschouwde weerjaren.



Figuur 3-1: Ontwikkeling Nederlandse elektriciteitsvraag in de scenario's

Als startsituatie van de prognoses van het verbruik voor de komende tien jaren is het gerealiseerde elektriciteitsverbruik in Nederland een belangrijk ijkpunt. Medio 2021 heeft CBS de definitieve cijfers van het elektriciteitsverbruik tot en met 2018 met de voorlopige cijfers over de jaren 2019 en 2020 gepubliceerd. Het binnenlands elektriciteitsverbruik in 2020 is volgens het CBS voorlopig vastgesteld op 116,6 TWh inclusief de netverliezen. Over 2019 is het elektriciteitsverbruik vastgesteld op 118,4 TWh. In Bijlage 1 van dit rapport is de Elektriciteitsbalans van het CBS opgenomen, met daarin cijfers over de elektriciteitsproductie, in- en uitvoer en het elektriciteitsverbruik.

Voor de eerstkomende jaren wordt ervan uitgegaan dat het elektriciteitsverbruik na een lager niveau in 2020 weer op het niveau van 2019 komt en tot 2025 heel licht stijgt. Vanaf 2025 neemt het verbruik toe in het KAO scenario tot ongeveer 132 TWh in 2030 door met name elektrificatie. In de IP2022 scenario's (IPKA0, IPND0) is de toename groter, zoals in Figuur

3.1 is te zien door meer warmtepompen, elektrisch vervoer, datacenters en Power-to-gas / heat.

Vraagprofielen

Om te bepalen hoe het elektriciteitsverbruik er in de toekomst per uur uitziet, is gebruik gemaakt van een model zoals dat ook binnen ENTSO-E wordt gehanteerd voor Europese studies. Dit model past regressie-analyse toe op historische data in combinatie met scenario-gegevens, en maakt daarmee toekomstige vraagprofielen met een resolutie op uurbasis. Bij "historische data" kan worden gedacht aan het elektriciteitsverbruik en weerdata. De "scenario gegevens" betreffen aannames over aantallen warmtepompen en elektrische auto's.

3.3 Ontwikkeling binnenlands aanbod

Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde varianten is dat op voorhand alle geconserveerde installaties in het productiepark alsook de door producenten voorziene uitbedrijfnemingen door conservering⁷ of amovering⁸ niet zijn meegenomen in de berekeningen.

⁷ conserveren: voorlopig uit bedrijf nemen van vermogen door te conserveren, ook wel mothballing capacity

⁸ amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van installatie



De ontwikkelingen van het aanbod van productievermogen voor elektriciteitsopwekking wordt in het kader van de monitoring leveringszekerheid in kaart gebracht door TenneT. Jaarlijks stellen elektriciteitsproducenten en andere bedrijven met een eigen productiemiddel TenneT op de hoogte van de status van hun productiemiddel(en) en de beschikbaarheid van aangesloten vermogen voor elektriciteitsopwekking. In aanvulling op deze verplichting uit hoofde van de Netcode heeft TenneT met een aantal producenten nader contact over de interpretatie van de aangeleverde specifieke productiedata en de duiding van (niet-) beschikbaarheid van vermogen in de toekomst. Bij het kwantificeren van het aanbod voor de monitoring is rekening gehouden met de gegevens van de producenten, welke tot en met medio 2021 aan TenneT zijn gemeld.

3.3.1 Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking

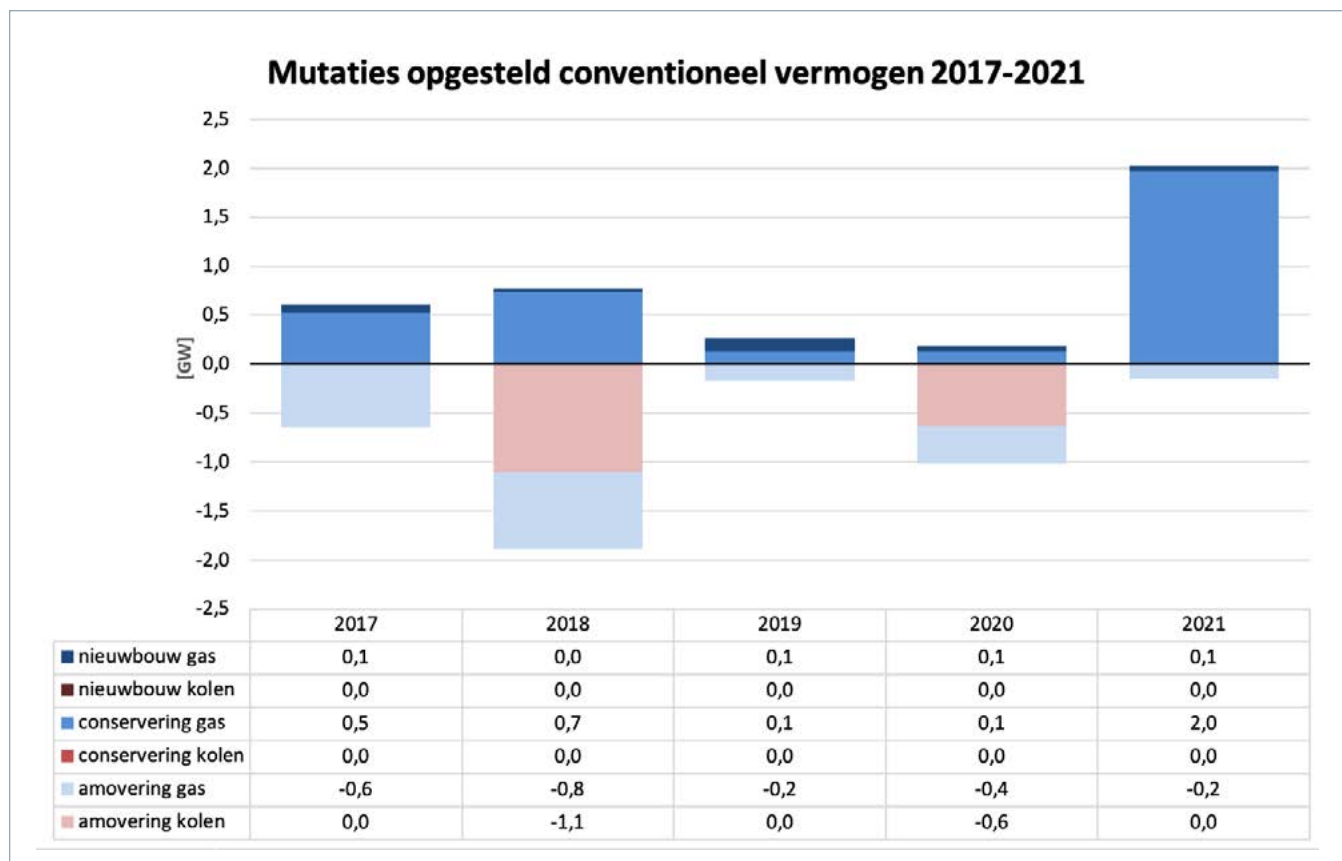
De laatste jaren heeft er geen nieuwbouw van grootschalig thermisch productievermogen plaatsgevonden. Een aantal kleinschalige projecten werd gerealiseerd vanaf 2018 tot 2021 (0,3 GW),

inclusief (bio)gasgestookt vermogen in de tuinbouw- en afvalverwerkingssector. In de periode vanaf 2018 tot begin 2021 werd 2,2 GW conventioneel vermogen definitief uit bedrijf genomen, waaronder 0,6 GW kolenvermogen. Aanvang 2020 was er 2,7 GW geconserveerd gasgestookt vermogen, waarvan gedurende dat jaar 2,0 GW werd gedeconserveerd. Begin 2021 is 0,7 GW gasvermogen geconserveerd.

Het door nieuwbouw of deconservering in een bepaald jaar gereedgekomen operationele vermogen wordt in de beoordeling van de leveringszekerheid pas meegenomen per 1 januari van het kalenderjaar daaropvolgend. Figuur 3-2 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de periode van 1 januari 2017 tot en met 1 januari 2021.

Opmerkingen bij Figuur 3-2:

- de mutatie bij een jaar representeert de wijziging ten opzichte van het vorige kalenderjaar;
- negatief getal bij conservering betekent: er werd per saldo geconserveerd; positief getal bij conservering betekent: er werd per saldo gedeconserveerd.

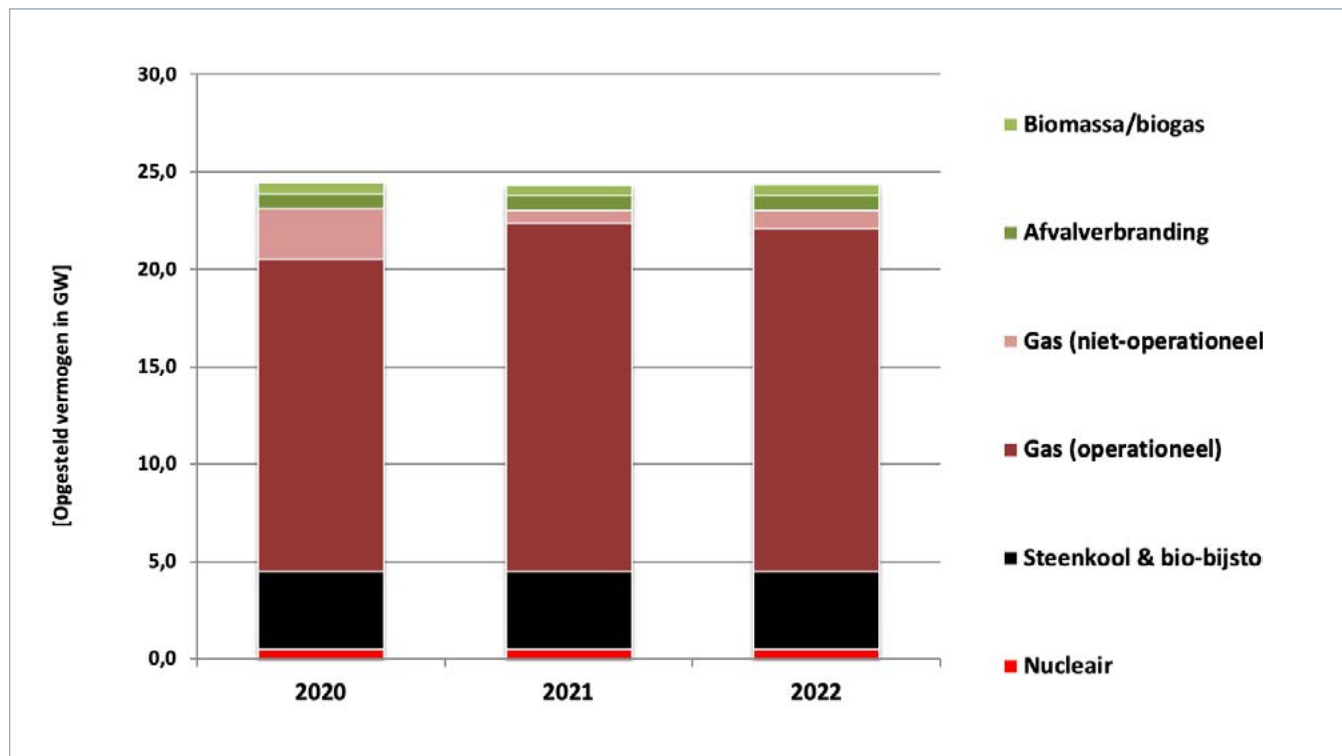


Figuur 3-2: Mutaties conventioneel vermogen in GW per 1 januari in de periode 2017-2021



De voorziene afname van operationeel thermisch vermogen is op korte termijn minder groot ten opzichte van de voorgaande rapportage, omdat een aantal gemelde toekomstige stilleggingen enkele jaren vooruit is opgeschoven vanwege de verbeterde marktpositie van gaseenheden.

Bovenstaande ontwikkelingen ten aanzien het opgesteld operationeel vermogen van thermische eenheden 2020-2022 worden in figuur 3-3 per brandstofsoort weergegeven per 1 januari van het kalenderjaar.



Figuur 3-3: Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2020-2022

Er zijn voor de komende periode geen projecten gemeld voor nieuwbouw van grootschalig conventioneel productievermogen. Wel werd een aantal nieuwbouwplannen voor kleinschalig thermisch vermogen aangegeven ter grootte van 0,2 GW in de periode 2021 tot 2025.

Producenten hebben aangegeven dat 1,9 GW gasgestookt vermogen definitief wordt stilgelegd in de periode van 2022 tot en met 2025. Vanaf 2025 neemt in de KA-scenario's het thermisch operationeel vermogen tot 2030 af met ruim 6,2 GW, waarvan een 0,6 GW oudere koleneenheid in 2028⁹ en nieuwere koleneenheden ter grootte van 3,4 GW. Het geconserveerd gasvermogen 2021 neemt tot aan 2030 met 0,1 GW toe tot 0,8 GW. In het ND-scenario draait circa de helft van de nieuwere koleneenheden (1,6 GW) vanaf 2030 met biomassa als brandstof. Verder wordt rekening gehouden met een

verschuiving van brandstof van gas naar waterstof voor 1,4 GW in bestaande centrales.

Ten aanzien van wkk is in het KA- en het ND-scenario onderscheid gemaakt in de grootte van het vermogen van gasmotoren in de tuinbouw. In het scenario KA0-scenario is het wkk-vermogen in de tuinbouw 2,55 GW in 2030, wat overeenkomt met onderzoek uit de sector. Wkk-glastuinbouw in het IPKA0-scenario bedraagt 2,7 GW en in het ND-scenario wordt rekening gehouden met 2,4 GW in 2030. Het kleinschalig wkk-vermogen in de industrie en gebouwde omgeving neemt af van 1,7 GW in 2020 naar 1,2 GW in 2030.

De elektriciteitsproductie uit afvalverbranding en stand-alone biomassacentrales blijft nagenoeg onveranderd tot aan 2030 met een vermogen van respectievelijk 0,8 GW en 0,6 GW.

⁹ Vanaf 2030 geldt in Nederland een verbod op kolenstook voor nieuw kolenvermogen en een verbod vanaf 2025 voor ouder kolenvermogen: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905>



3.3.2 Zon-PV- en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen in de scenario's zijn gebaseerd op de scenario's uit de KEV2021 van PBL en de scenario's gebruikt voor het IP2022 van TenneT.

Het opgesteld vermogen zon-PV is volgens de monitor zon-pv van RVO eind 2020 verder gegroeid met 3,5 GW tot in totaal ruim 10,7 GW. Aangenomen wordt dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal aanhouden, gezien de verleende subsidieaanvragen en de vele plannen voor investeringen in zonnepanelen in weiden en op daken.

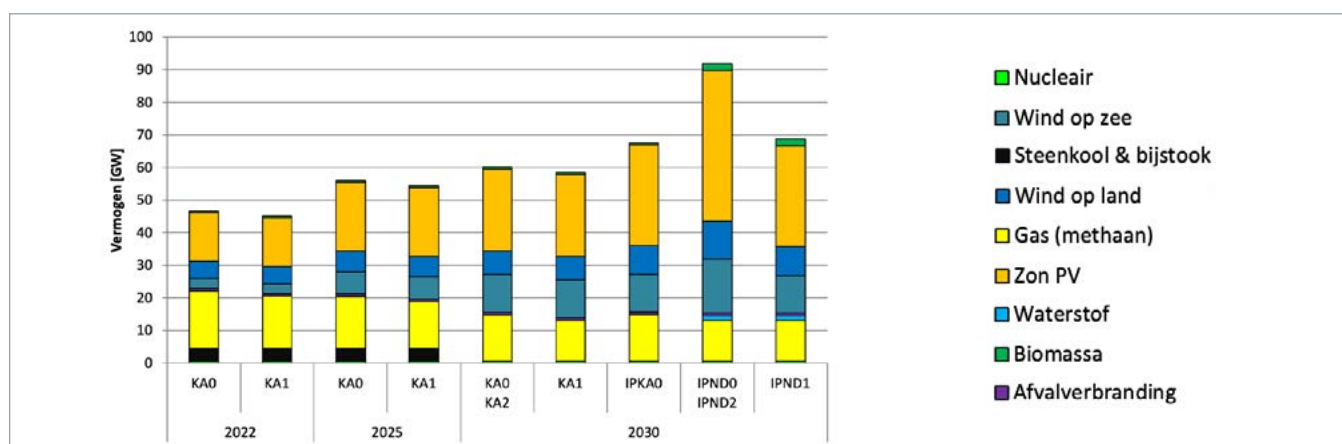
In de KEV2021 is gekeken naar het voorgenomen en vastgestelde beleid. In de afgeleide scenario's KA0 en KA1 is de ontwikkeling van zon-PV voor 2025 bepaald op 21,0 GW en voor 2030 op 25,2 GW. In het IPKA0-scenario wordt voor 2025 een capaciteit voorzien van 24,4 GW dat doorgroeit naar 30,8 GW in 2030 conform IP2022, gebaseerd op de stand van zaken uit de RES-en. In het ND-scenario is met 46,2 GW gerekend.

In 2020 is volgens het CBS het onshore windvermogen in Nederland licht toegenomen tot 4,2 GW (voorlopige waarde). In scenario KA0 (Klimaat- en Energieverkenning 2021 door het PBL) groeit wind op land naar 5,3 GW in 2022. Verdere groei wordt voorzien in 2025 en 2030 naar respectievelijk 6,4 GW en 7,2 GW. In het IPKA0-scenario wordt rekening gehouden met een iets hoger opgesteld vermogen wind op land, hoofdzakelijk op basis van de optelsom van de RES-en, namelijk 8,2 GW in 2025 en 8,8 GW in 2030. In het ND-scenario is een uitstap gemaakt met 11,6 GW.

Het totaal offshore windvermogen begin 2021 bedraagt 2,4 GW. Er wordt een aanzienlijke uitbreiding van offshore windvermogen voorzien voor de komende 10 jaren. Basis voor deze monitoring zal zijn de planning en voorgenomen tenderschema windenergie op zee zoals in de Kamerbrief van het Ministerie van EZK is gestuurd naar de Tweede Kamer ter uitvoering van het Klimaatakkoord. Voor deze doelstelling heeft de overheid een aantal locaties in de Noordzee aangewezen voor de ontwikkeling van nieuwe windparken. Het gepland minimum vermogen van de windgebieden Borssele (1,4 GW), Hollandse Kust en IJmuiden Ver (3,5 GW resp. 4,0 GW) en ten noorden van de Waddeneilanden (0,7 GW) leidt dan tot minimaal 5,9 GW in 2025 en 10,6 GW in 2030. TenneT heeft met een aanvullende capaciteit van 1,0 GW in 2030 rekening gehouden, gebaseerd op de achtergrondanalyse van de effecten van het klimaatakkoord. Er werd in deze monitoring gerekend met 11,6 GW offshore windvermogen in 2030 in de KA-scenario's. In het ND-scenario is een uitstap gemaakt met 16,6 GW.

In figuur 3-4 wordt de ontwikkeling van het opgesteld operationeel vermogen van thermische eenheden en hernieuwbaar vermogen weergegeven per scenario. Waterkracht bedraagt slechts 38 MW en is daarom in de figuur niet zichtbaar.

De varianten KA2 (beperking HVDC) en IPND2 (minder batterijen) kennen elk dezelfde opgestelde vermogens als in hun respectievelijke basisscenario's. De bijbehorende cijfers zijn terug te vinden in Bijlage 2.



Figuur 3-4: Ontwikkeling van het opgesteld operationeel vermogen

10 Monitor Zon-pv 2021 in Nederland van RVO – september 2021 [\[https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/09/23/monitor-zon-pv-in-nederland\]](https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/09/23/monitor-zon-pv-in-nederland)

11 nationaal programma Regionale Energie Strategie (RES) [\[https://regionale-energiestrategie.nl/default.aspx\]](https://regionale-energiestrategie.nl/default.aspx)



3.4 Brandstof en CO₂ prijzen

Om de marktsimulaties uit te kunnen voeren, zijn aannames nodig met betrekking tot de brandstofprijzen en CO₂ prijzen. Hiermee wordt de merit order van de verschillende eenheden in

de marktsimulatie vastgesteld. Tabel 3-2 geeft een overzicht weer van de aannames voor het KAO scenario.¹² Deze aannames zijn afgestemd op andere Europese studies, waaronder de ERAA en het TYNDP, en variëren tussen steekjaren.

Tabel 3-2: Aannames voor brandstof en CO₂ prijzen

Grondstof	Steekjaar		
	2022	2025	2030
Nucleair €/GJ net	0.5	0.5	0.5
Bruinkool €/GJ net	1.1	2.2	2.2
Steenkool ^a €/GJ net	3.2	2.3	2.5
Gas ^b €/GJ net	5.8	5.6	8.9
CO ₂ €/t	20.4	40	70

(a) Verondersteld wordt dat de kosten van biomassa gelijk zijn aan die van steenkool (als gevolg van subsidiëring). Door het (bij)stoken van biomassa nemen echter wel de CO₂ kosten af. Hierdoor is het bijstoken van biomassa iets goedkoper dan het stoken van steenkool alleen.

(b) Deze categorie vertegenwoordigt het nationale gasnet. Tot 2025 is dit 100% aardgas, maar tegen 2030 vertegenwoordigt het een mix van aardgas, biogas en synthetisch gas, in overeenstemming met de TYNDP-aannames.

Bij de totstandkoming van de aannames met betrekking tot de brandstofprijzen is in deze monitor geen rekening gehouden met de recente hoge gas- (en dus ook elektriciteits-) prijzen die in Nederland en Europa worden waargenomen in het najaar van 2021. Dit zijn gevolgen van een wereldwijde stijging van de vraag naar gas naarmate de economieën zich herstellen van COVID-19 crisis, en van een tekort aan aardgas. Aangenomen wordt dat de huidige prijsexplosie tijdelijk is en dat de prijzen in de loop van 2022 en 2023 naar normale niveaus zullen terugkeren. De brandstof en CO₂ prijzen bepalen de merit order van de productie-eenheden, en daarmee hebben de prijzen invloed op de hoeveelheid draaiuren van de verschillende eenheden en bijvoorbeeld de hoeveelheden import of export. De brandstof en CO₂ prijzen zelf hebben uiteindelijk geen invloed op de belangrijkste resultaten voor de leveringszekerheid (de EENS en LOLE indicatoren). Niettemin wordt in hoofdstuk 4.6.1 wel het potentiële effect van de huidige hoge prijzen op de risico's van conservering van gasvermogen geanalyseerd.

Het risico van brandstoftekorten valt niet binnen de scope van de monitoring, omdat deze zich concentreert op effecten voor het lange termijn systeemontwerp en niet voor de actuele bedrijfsvoering. Niettemin kan het huidige lage niveau van de Nederlandse aardgasopslag in combinatie met

een zeer koude winter wel een aandachtspunt voor de leveringszekerheid worden. ENTSO-E rapporteert hierover tweemaal jaarlijks in de Seasonal Outlook.

3.5 Flexibiliteit

De mate van flexibiliteit verschilt in de diverse scenario's. Er is altijd een bepaalde mate van demand side response (DSR). Daarnaast is gerekend in een deel van de varianten met (batterij) opslag, conversie (power-to-gas, power-to-heat) en het slim laden van een deel van de elektrische voertuigen. De meeste flexibiliteit is aangenomen in de IPND0 en IPND1 varianten met 15,4 GW aan batterijen met een capaciteit van 48,7 GWh en een flexibele vraag voor power to heat en power to gas van in totaal 5 GW.

3.5.1 Industriële DSR

Vraagrespons (demand side response of DSR) is de algemene term voor de reactie van elektriciteitsverbruikers op (hogere) elektriciteitsprijzen. Sommige marktpartijen zullen hun belasting verminderen in geval van hogere prijzen op de markt. In de huidige markt is er nog sprake van beperkte DSR-volumes. De verdere ontwikkeling van DSR wordt gezien als één van de belangrijke oplossingen die een bijdrage kunnen leveren aan het bij elkaar brengen van vraag en aanbod en het behoud van leveringszekerheid.

¹² De overige scenario's en varianten volgen deze prijzen in grote lijnen, met enkele kleine variaties.



Tabel 3-3: Gedrag bij aanbod en vraag

Gedrag	Buy / demand curve	Sell / offer curve
Generation	Buy back sold electricity to avoid generation	Sell electricity to be generated
Demand	Buy electricity to be consumed	Sell bought electricity to avoid consumption

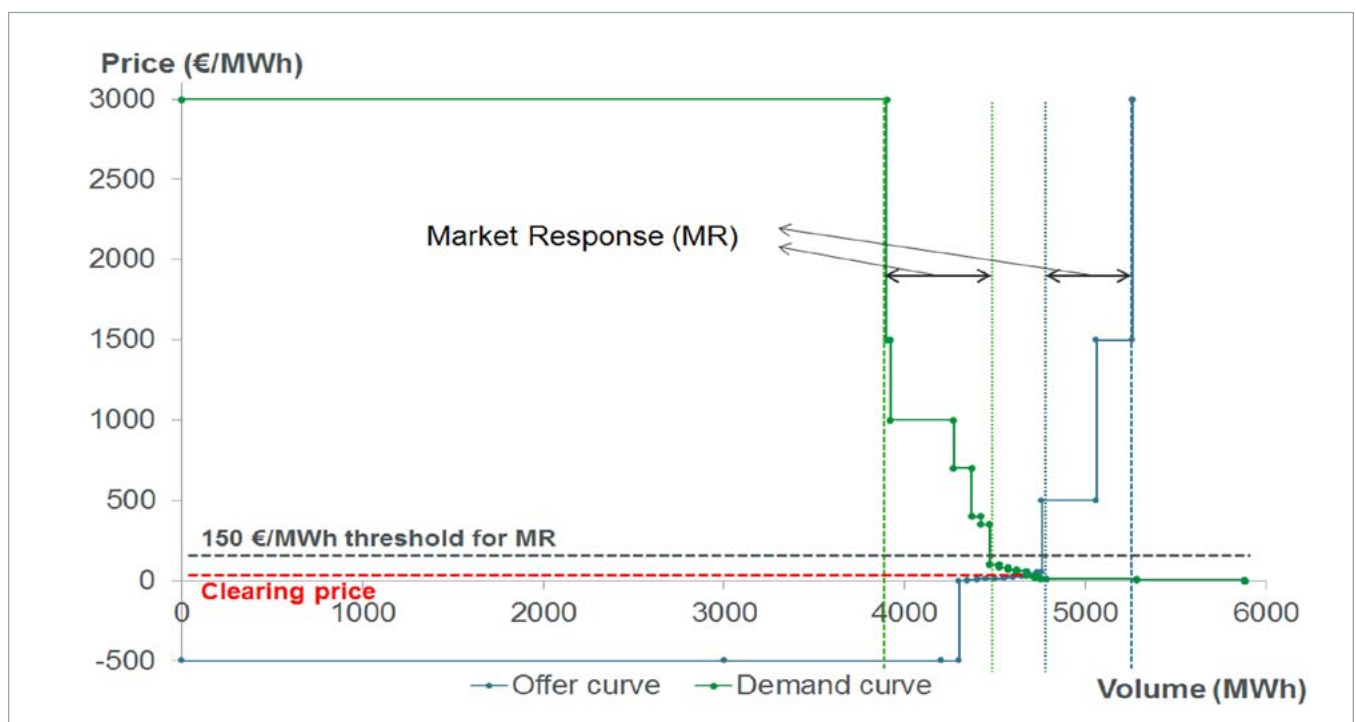
In de vorige monitoring heeft TenneT op basis van de uurlijkse vraag- en aanbod biedingen op de beurs (EPEX) van de afgelopen jaren een inschatting gemaakt van de hoeveelheid demand response die deelneemt in de markt. Deze analyse is voor deze monitoring geactualiseerd. Hiervoor is gekeken naar de prijs-sensitieve volumes die aangeboden worden op de dag vooruit markt, zowel aan de vraag als aanbodzijde. De biedingen op de EPEX-beurs zijn gelimiteerd op een minimum en maximum prijs van respectievelijk -500 €/MWh en 3.000 €/MWh. Prijs-sensitieve biedingen zijn alle biedingen boven het minimum en onder het maximum.

Data voor deze analyse komt van de zogenaamde aggregated curves gepubliceerd door EPEX. Individuele biedingen van marktpartijen voor vraag en aanbod worden geaggregeerd en beschouwd als vertegenwoordiging voor beschikbare flexibele bronnen. Flexibele volumes op de aggregated curves geven mogelijk een onderschatting van de totale

flexibele volumes aangeboden, doordat zogenaamde slimme biedingen zijn uitgesloten van deze curves. Slimme biedingen geven marktpartijen de mogelijkheid biedingen afhankelijk te maken van verschillende uren.

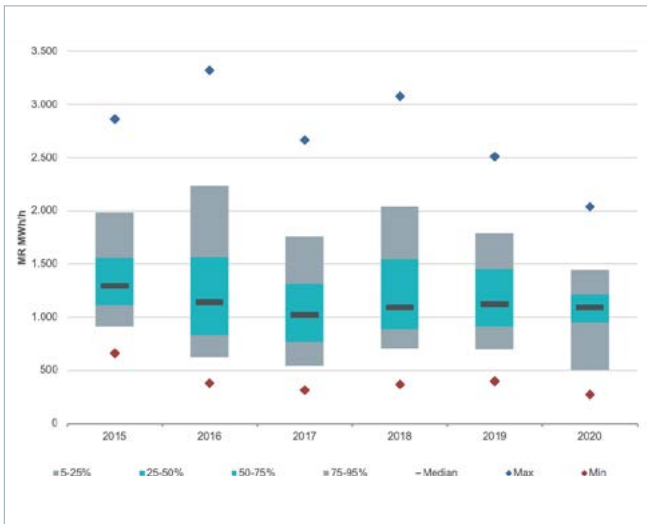
Onder Market Response (MR) wordt verstaan de respons gedurende periodes van hoge prijzen en MR dient als proxy voor DSR. Het MR volume is de som van de prijs sensitieve biedingen boven de 150 €/MWh en onder de 3.000 €/MWh op de vraagcurve en de aanbodcurve (zie figuur 3-5). Hier ligt de aanname aan ten grondslag dat de marginale opwekkosten onder de 150 €/MWh liggen. In dat geval vertegenwoordigt het MR volume uitsluitend flexibele vraagbiedingen.

De resultaten van de MR volumes voor de jaren 2015 tot en met 2020 zijn weergegeven in figuur 3-6. Voor elk jaar zijn de MR volumes van alle uren weergegeven door het minimale en maximale volume in dat jaar weer te geven met daartussenin een box met de mediaan en de 5%, 25%, 75% en 95% percentielen. Voor 2018 en 2019 betekent dit dat in 95% van alle uren er 700 MW of meer MR aangeboden was op de dag vooruit markt. Het jaar 2020 liet weliswaar een daling zien tot 500 MW, maar dit lijkt een gevolg te zijn van de COVID-19 crisis. TenneT beschouwt daarom nog steeds 700 MW MR een redelijke en lage (conservatieve) schatting om te gebruiken als proxy voor DSR in de



Figuur 3-5: Market Response vraag- en aanbodcurve





Figuur 3-6: Market Response resultaten

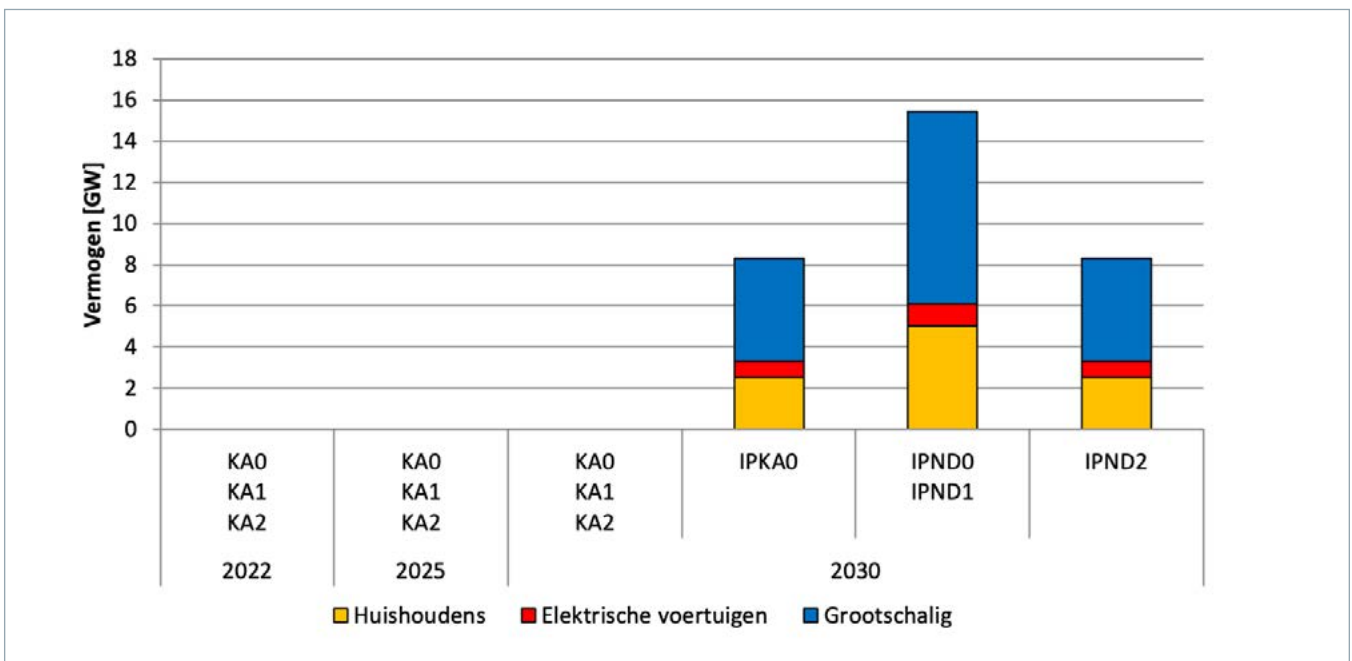
leveringszekerheidsanalyses van deze monitoring. Dit is op basis van deze analyse en gesprekken met marktpartijen gestoeld, waarbij het aannemelijk lijkt dat er in schaarste situaties meer vermogen beschikbaar is dan dagelijks wordt geboden op day ahead market (DAM).

Om verbeterde kwantitatieve inzichten te verkrijgen over de volumes en aard van flexibiliteit in het Nederlandse elektriciteit systeem heeft TenneT meerdere onderzoeken gedaan. Deze analyse over MR is daar onderdeel van. Voor meer informatie zie de TenneT Flexibility Monitor¹³.

3.5.2 Opslag

Elektriciteitsopslag vindt plaats bij huishoudens met batterijen, door elektrische voertuigen waarvan de batterijcapaciteit deels aan de markt beschikbaar wordt gesteld, en middels grootschalige elektriciteitsopslag. Op dit moment is grootschaligere elektriciteitsopslag nog duur en niet wijdverbreid, wel is de verwachting dat de penetratie aanzienlijk kan toenemen als gevolg van steeds verder dalende kosten, nieuwe toepassingen (bijv. elektrische voertuigen) en toenemende behoefte aan flexibiliteit in het energiesysteem. In de varianten die zijn gebaseerd op de recente Klimaat- en energieverkenning 2021 zijn geen batterijen aangenomen. In de varianten die zijn gebaseerd op het Investeringsplan 2022-2031 Net op land (IP2022) van TenneT wordt rekening gehouden met de inzet van batterijen, maar ook met perslucht of andere technieken als belangrijkste en in toenemende mate volwassen technologie voor korte-termijnopslag. Figuur 3-7 geeft een overzicht van de aangenomen vermogens aan elektriciteitsopslag in de verschillende varianten.

Doordat de salderingsregeling waarschijnlijk slechts geleidelijk wordt afgebouwd is de aanname dat er momenteel weinig prikkels zijn om te investeren in opslag bij kleinverbruikersaansluitingen. Hierdoor zal de ontwikkeling van opslag bij huishoudens pas na 2023 langzaam op gang komen. In de varianten



Figuur 3-7: Elektriciteitsopslag (vermogen)

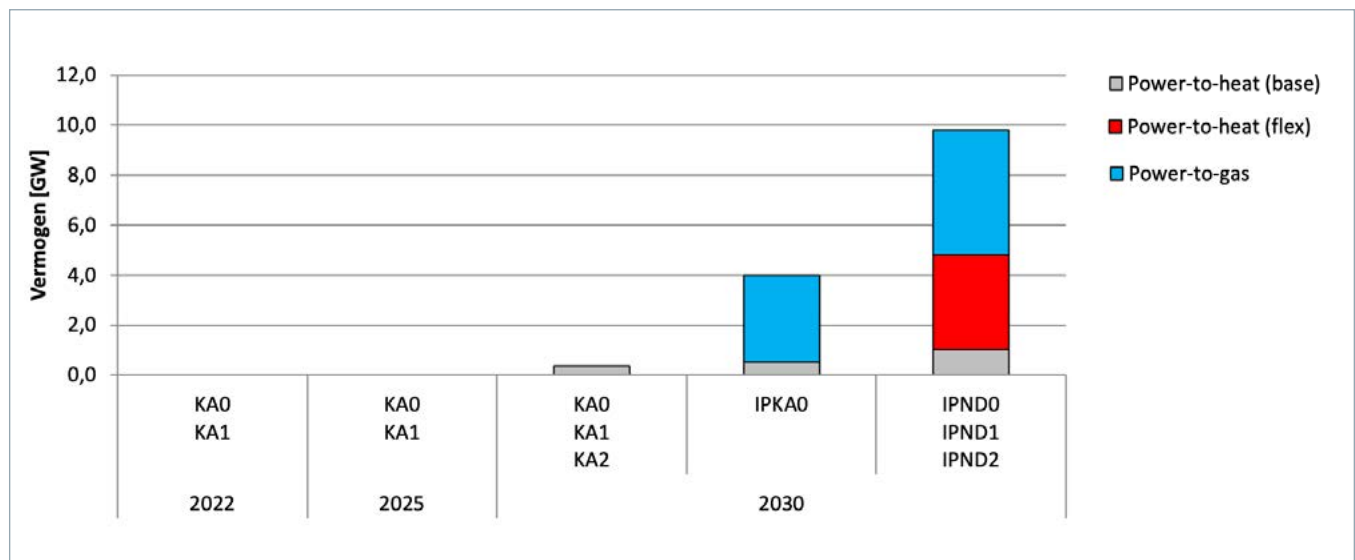
¹³ TenneT Flexibility Monitor - A first step towards quantifying flexibility in the Dutch electricity system https://www.tenneT.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf



IPKA0 en IPND2 wordt uitgegaan van 500.000 huishoudens met een thuisbatterij en in IPND0 en IPND1 wordt uitgegaan van 1 miljoen huishoudens met een thuisbatterij. De thuisbatterijen hebben een vermogen van 5 kW en een opslagcapaciteit van 10 kWh. Elektrische auto's worden verondersteld voor een deel "slim" te laden, door te laden wanneer de prijzen laag zijn. Hierdoor bieden ze flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem. In de marktberoeeningen is aangenomen dat gemiddeld 10% van de batterijcapaciteit van elektrische personenauto's beschikbaar is voor slim laden, met een vermogen van maximaal 5 kW per voertuig. Een deel van de grootschalige elektriciteitsopslag wordt bij zonneparken geplaatst om de invoeding van elektrische energie over de dag te spreiden.

3.5.3 Power-To-X

Naast het direct opslaan van elektrische energie bestaat er de mogelijkheid om deze in te zetten voor de productie van andere energiedragers. Veelbelovende technologieën zijn de conversie naar gassen (Power-to-gas) en warmte (Power-to-heat). Een deel van de industriële elektrische warmtevraag (Power-to-heat) en de volledige waterstofproductie uit elektrolyse (Power-to-gas) wordt als flexibel verondersteld. Dit houdt in dat deze installaties uitsluitend worden gebruikt op momenten dat de elektriciteitsprijs voldoende laag is. Het uitgangspunt hierbij is dat deze niet worden ingezet als hiervoor kolen- en gascentrales moeten draaien. In figuur 3-8 is het vermogen aan Power-to-heat en Power-to-gas in de verschillende scenario's weergegeven.



Figuur 3-8: Power-to-X (vermogen)

3.6 Ontwikkeling van de import- en exportcapaciteit

De daadwerkelijk beschikbare interconnectiecapaciteit is afhankelijk van specifieke omstandigheden van het moment waaronder de weersomstandigheden en netveiligheidsaspecten. Onderstaande dient in dat licht te worden bezien.

In de monitoring is rekening gehouden met een transportcapaciteit tussen België en Nederland van 1,7 GW voor export en 2,4 GW voor import. Met de inpassing van een vierde dwarsregeltransformator in België en de bouw van station Rilland aan Nederlandse zijde wordt een verruiming van de interconnectiecapaciteit met België voorzien voor exporten in 2022 ter grootte van 0,7 GW. Volgens de

huidige plannen zal vanaf 2025 de exportcapaciteit met België worden vergroot tot in totaal 3,4 GW; de importcapaciteit wordt in 2029 vergroot tot 3,4 GW. Na de opwaardering van de interconnector VanEyck-Maasbracht in 2030 wordt een totale interconnectiecapaciteit voorzien van 4,4 GW vanaf 2031.

De import-/exportcapaciteit van Nederland en Duitsland bedraagt momenteel 4,25 GW. Door interne verzwaringen van het Nederlandse 380 kV net zal de AC-import-/exportcapaciteit met Duitsland verder toenemen met 0,15 GW in 2023 en nog eens 0,6 GW rond 2024. Hierdoor is de import-/exportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland in zichtjaar 2025 uitgebreid naar 5,0 GW.



Nederland en Noorwegen zijn verbonden via de NorNed-kabel ter grootte van 0,7 GW.

De BritNed-kabel (1,0 GW) verbindt Nederland en Groot-Brittannië. In deze monitoring wordt voornamelijk niet met een uitbreiding gerekend. Niettemin is het niet uitgesloten, maar erg onzeker, dat rond 2030 deze verbinding wordt verruimd met 2 GW tot in totaal 3 GW. Indien hier meer zekerheden over komen zal dit in een volgende monitoring worden meegenomen.

TenneT en de Deense netbeheerder Energinet hebben eind 2019 de DC-interconnector Cobra Cable (0,7 GW) in gebruik genomen.

Tezamen bedraagt in zichtjaar 2022 de totale landgrens-overschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,1 GW, voor 2025 9,8 GW (10,8 GW voor export) en voor 2030 10,8 GW. Al deze verbindingen dragen bij aan de marktwerking en aan de integratie van duurzame energie in het elektriciteitssysteem. Goede interconnectiecapaciteiten leveren extra flexibiliteit op voor de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt en vergroten de leveringszekerheid voor de gehele regio.

In onderstaande tabel 3-4 is een overzicht gegeven van de gehanteerde aannames ten aanzien van de beschikbare capaciteiten van de interconnectoren.

Tabel 3-4: Beschikbare import/export capaciteit

land: verbinding:	België * (exp.) AC	België * (imp.) AC	Duitsland AC	Noorwegen DC	Gr. Brittannië DC	Dene- marken DC	Totaal import nominaal GW
jaar	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
2020	1,7	2,4	4,3	0,7	1,0	0,7	9,1
2021	1,7	2,4	4,3	0,7	1,0	0,7	9,1
2022	2,4	2,4	4,3	0,7	1,0	0,7	9,1
2023	2,4	2,4	4,4	0,7	1,0	0,7	9,2
2024	2,4	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8
2025	3,4	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8
2027	3,4	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8
2030	3,4	3,4	5,0	0,7	1,0	0,7	10,8

*) Voor de Belgische grens zijn de beschikbare capaciteiten voor import en export in sommige jaren verschillend.



Interconnectiecapaciteit en het Clean Energy Package

(Verordening (EU) 2019/943, artikel 16)

Zoals hierboven aangegeven wordt de beschikbare fysieke interconnectiecapaciteit in sommige situaties verminderd om netveiligheid te garanderen. Er is daarom een verschil tussen de nominale capaciteit op de grenzen en de gemiddelde beschikbare capaciteit. Sinds het in werking treden van de Clean Energy Package (CEP) wetgeving (verordening (EU) 2019/943) worden er beperkingen opgelegd aan de hoeveelheid exportcapaciteit die reserve gehouden mag worden ten behoeve van binnenlandse stromen en loop-flows. In de verordening (artikel 16, lid 8) wordt bepaald dat vanaf

begin 2020 minimaal 70% van de fysieke capaciteit van netelementen beschikbaar moet zijn voor internationale handel. Op basis van het actieplan wordt het percentage beschikbaar voor internationale handel vanaf 1 april 2020 stapsgewijs opgehoogd tot alle netelementen in 2025 voldoen aan deze regulering.

De simulaties voor deze monitoring zijn uitgevoerd op basis van de NTC modellen die zijn gebruikt in de ENTSO-E ERAA studie, waarin voor veel grenzen, waaronder de Nederlandse, de 70%-regel nog niet is meegenomen. In onze flow-based gevoeligheidsanalyse voor het zichtjaar 2025 is de 70%-regel wel meegenomen, waarmee wordt voldaan aan het criterium uit het CEP.

Zoals productiemiddelen zijn ook transportmiddelen onderhevig aan onderhoud en ongeplande uitval. Voor de interconnectiecapaciteit in het AC netwerk is geen kans op uitval meegenomen, omdat met een enkelvoudige uitval ("n-1") al rekening mee wordt gehouden in de hierboven genoemde transportcapaciteit. De DC interconnectoren naar Groot-Brittannië, Noorwegen en Denemarken kunnen echter volledig worden ingezet. Eventuele uitval van deze transportmiddelen zal dan ook direct leiden tot verminderde transportcapaciteit. De kans op uitval wordt gevat in de beschikbaarheid van transportmiddelen. De gemiddelde beschikbaarheid voor de DC interconnectoren wordt samengevat in Tabel 3-5. De gevoeligheidsvariant KA2 is doorgerekend om een beeld te krijgen van de impact van dergelijke uitval op leveringszekerheid. Daartoe zijn de kansen op uitval van alle Europese DC verbindingen in de KA2 gevoeligheidsvariant verdubbeld.

	Alle scenario's behalve KA2	KA2
Cobra Denemarken	94,7%	89,4%
BritNed Gr. Brittannië	98,8%	97,6%
NorNed Noorwegen	98,0%	96,0%

Tabel 3-5: Gemiddelde beschikbaarheid van DC interconnectoren

3.7 Ontwikkelingen vraag en aanbod in het buitenland

De vraag- en aanbodontwikkelingen in de rest van Europa zijn gebaseerd op de modellen die samen met collega TSO's zijn ontwikkeld voor het TYNDP2020 en ERAA21.

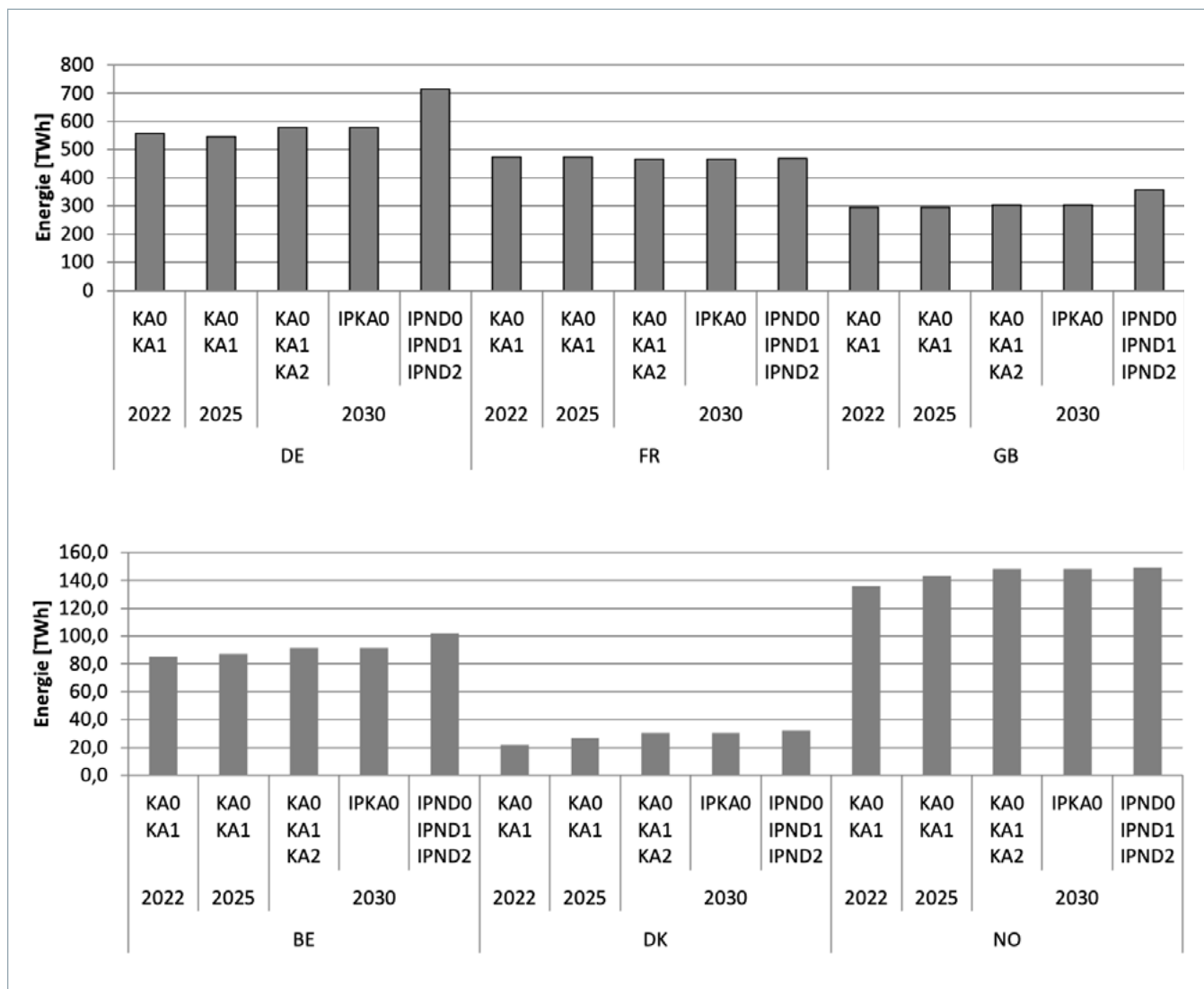
Het onderliggende basis-scenario voor de KA-scenariovarianten is het ENTSO-E National Trends (NT) scenario. Dit is het centrale ENTSO-E scenario gebaseerd op de Nationale Energie en Klimaat plannen van de EU-lidstaten, ontwikkeld om nationale klimaat doelen te bereiken. Voor de ND-scenariovarianten voor steekjaar 2030 ligt het Distributed Energy (DE) scenario vanuit het TYNDP ten grondslag, die op het halen van de Europese lange-termijn klimaatdoelen focust. Zie de publicaties TYNDP2020¹⁴ en ERAA2021¹⁵ voor een gedetailleerd overzicht van vraag en aanbod ontwikkeling per land.

Figuur 3-9 en 3-10 tonen de ontwikkelingen van respectievelijk de elektrische vraag en het aanbod voor rechtstreeks elektrisch met Nederland verbonden landen als ook Frankrijk, welk door de grote hoeveelheden kernenergiecentrales een bepalende rol voor de uitwisseling van elektriciteit binnen Europa heeft.

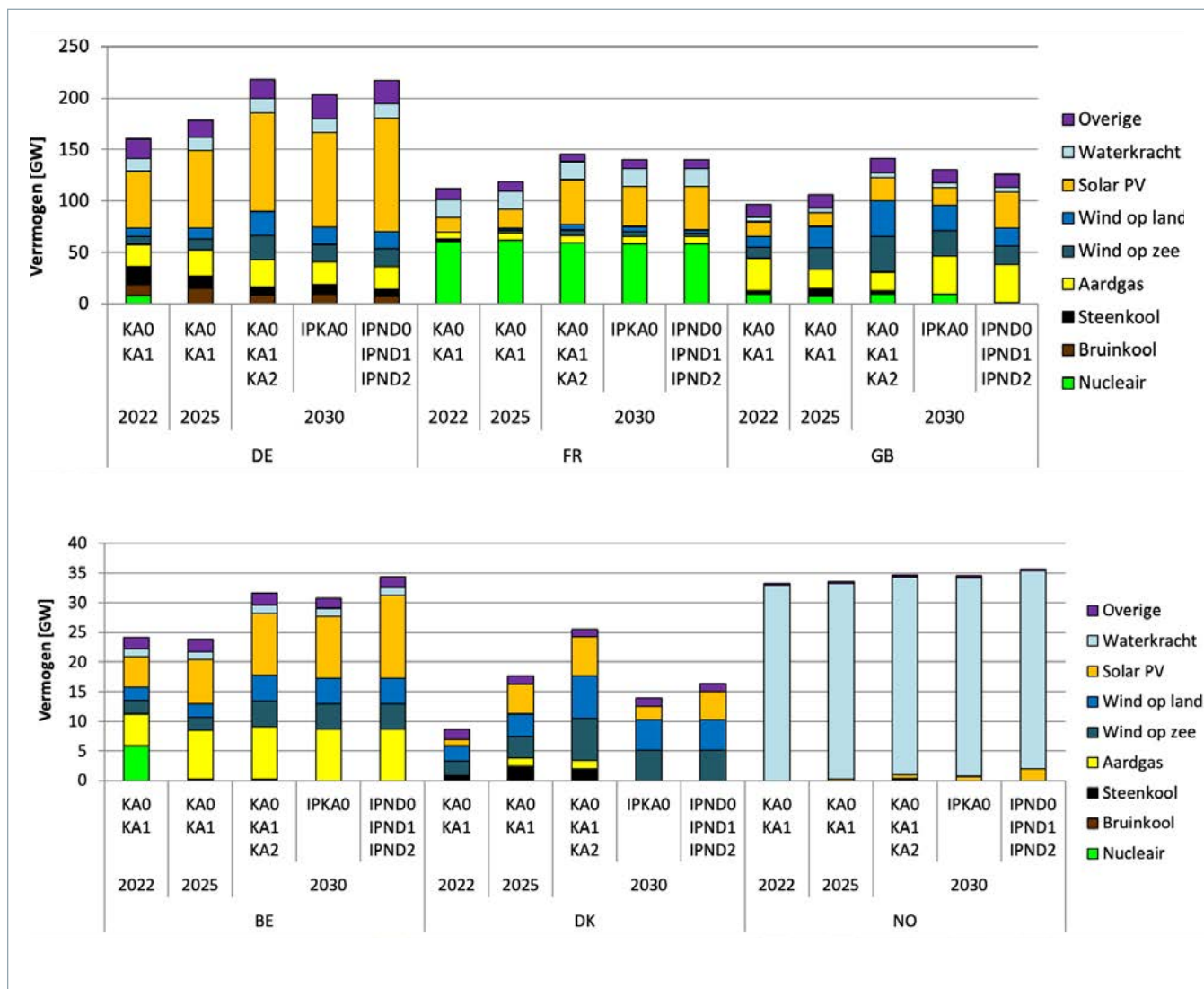
¹⁴ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu>

¹⁵ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>





Figuur 3-9: Ontwikkeling van de elektrische vraag in omliggende landen



Figuur 3-10: Ontwikkeling van productievermogen in omliggende landen

4 Resultaten analyse



Voor alle scenario's zoals gepresenteerd in het vorige hoofdstuk zijn simulaties uitgevoerd. In dit hoofdstuk worden de resultaten gepresenteerd van de simulaties als ook de analyses van importafhankelijkheid, de gevoeligheidsanalyse voor flow-based marktkoppeling en de rentabiliteitsanalyse.

4.1 Resultaten overzicht

Een overzicht van alle resultaten is te zien in Figuur 4-1 voor LOLE en in Figuur 4-2 voor EENS. Zoals verwacht nemen leveringszekerheidsrisico's toe richting 2030. Verder is voor 2030 een duidelijk onderscheid te zien tussen zowel de KA scenario's als het ND scenario, waarin de leveringszekerheidsrisico's in het ND scenario aanzienlijk groter zijn.

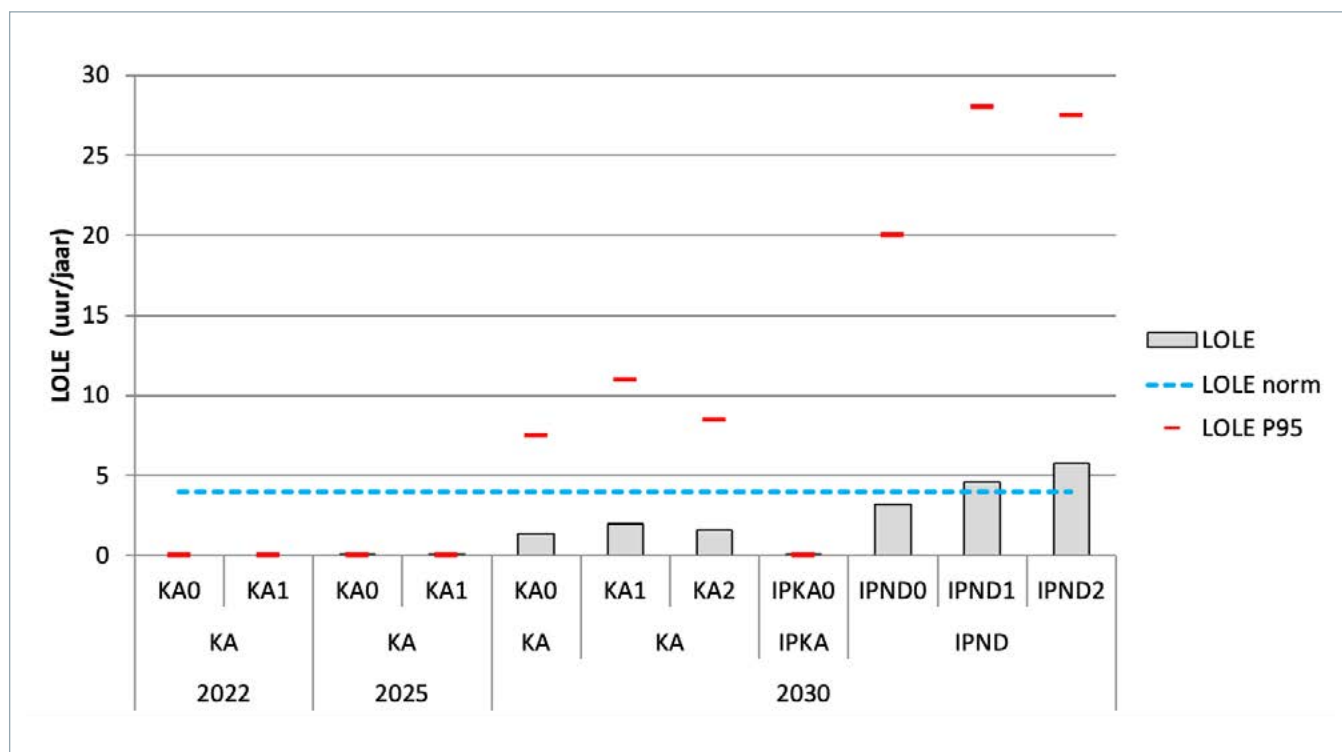
Voor alle varianten van de twee KA scenario's voldoet de leveringszekerheid aan de LOLE-norm van 4 uur per jaar, de LOLE stijgt tot maximaal 2 uur per jaar in scenario-variant KA1 (-1,6 GW gas) voor 2030.

In de basisvariant van het IP22-Nationale Drijfveren scenario (IPND0), is sprake van een versnelling van de energietransitie met fors meer duurzame opwek en een veel hogere elektriciteitsvraag, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Hierdoor stijgt de LOLE tot een waarde van 3,2 uur, maar de LOLE

norm wordt nog niet overschreden. In scenario-varianten IPND1 (minder RES) en IPND2 (minder batterijen) stijgt de LOLE echter zodanig dat niet langer is voldaan aan de norm, met een LOLE van respectievelijk 4,6 en 5,8 uur per jaar.

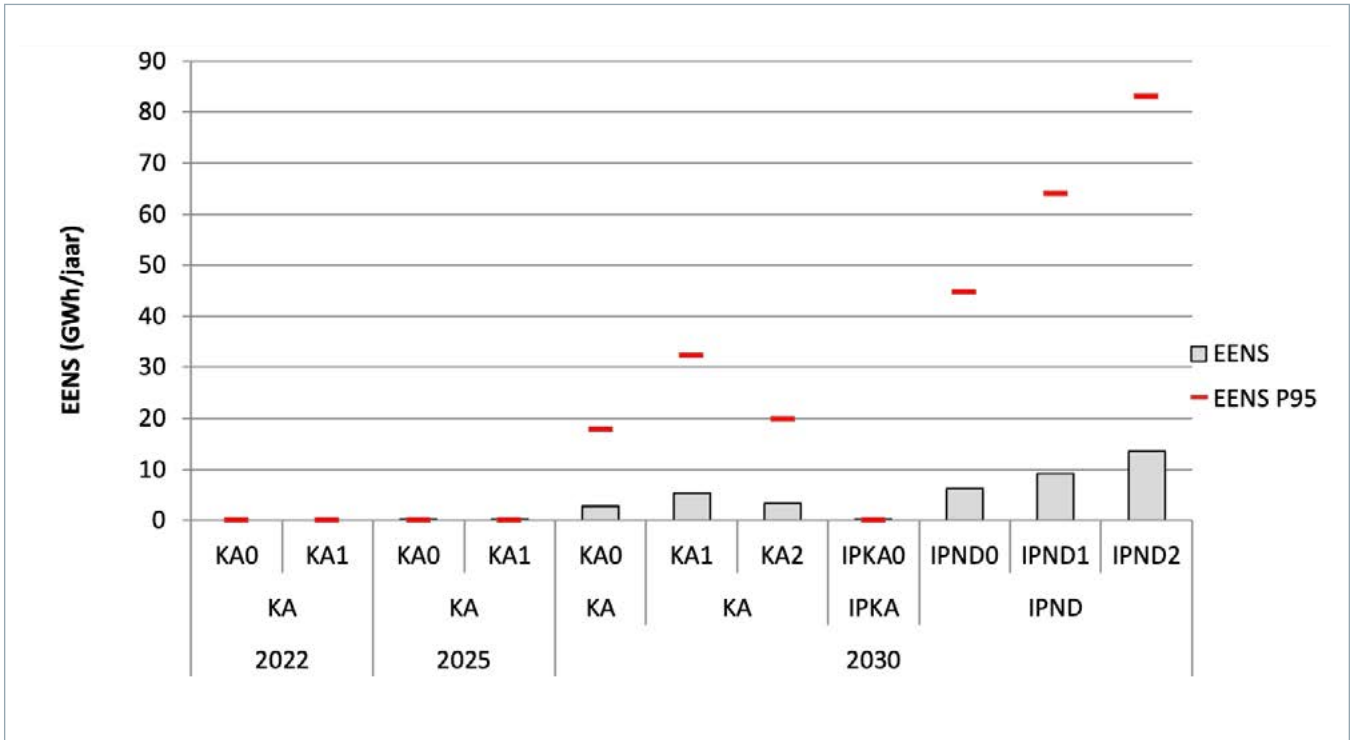
De LOLE en EENS P95 waarden geven weer wat het maximum is van 95% van alle Monte Carlo iteraties. Dat wil zeggen dat 5% van alle iteraties voor dit scenario een waarde had voor LOLE of EENS gelijk aan of hoger dan de P95-waarde. Dit geeft een indicatie van de spreiding binnen een scenario van alle Monte Carlo iteraties. In de figuren is te zien dat hoewel de gemiddelde LOLE binnen de norm valt voor de KA0, KA1 en KA2 scenario's, tenminste 5% van de iteraties zich ruim buiten de norm bevindt. Paragrafen 4.2 en 4.3 beschrijven in meer detail wat de oorzaken zijn van de spreiding binnen de scenario's.

Overzicht van LOLE in alle scenario's voor alle zichtjaren



Figuur 4-1: LOLE voor Nederland voor zichtjaren 2022, 2025 en 2030 in alle varianten van de KA en ND scenario's. De LOLE P95 geeft de waarde weer voor het 95ste percentiel van alle iteratie en weerjaren, wat weergeeft dat 95% van alle iteraties tot maximaal deze LOLE waarde rijken.

Overzicht van EENS in alle scenario's voor alle zichtjaren



Figuur 4-2: EENS voor Nederland voor zichtjaren 2022, 2025 en 2030 in alle varianten van de KA en ND scenario's. De EENS P95 geeft de waarde weer voor het 95ste percentiel van alle iteratie en weerjaren, wat weergeeft dat 95% van alle iteraties tot maximaal deze EENS waarde rijken.

4.2 Resultaten Klimaat Akkoord Scenario

Tabel 4-1: kerngetallen voor alle klimaat akkoord scenario's

	LOLE (uur per jaar)				EENS (GWh)			
	KA0	KA1	KA2	IPKA0	KA0	KA1	KA2	IPKA0
2022	0,00	0,00			0,00	0,00		
2025	0,01	0,07			0,01	0,06		
2030	1,35	2,00	1,57	0,00	2,83	5,33	3,44	0,00

In het KA scenario voldoet de LOLE voor alle zichtjaren en alle varianten aan de norm van 4 uur per jaar. Tussen de verschillende zichtjaren en varianten zijn echter een aantal verschillen te zien. De waarden voor LOLE en EENS zijn samengevat in Tabel 4-1.

Ten eerste is er een trend zichtbaar van toename van LOLE en EENS richting 2030. Dit wordt met name verklaard door afgenomen gasgestookt vermogen en de uitfasering van koleneenheden. Deze trends van afnemend flexibel inzetbaar vermogen zijn ook in het buitenland zichtbaar, wat ook voor Nederland effect heeft op de leveringszekerheid. In het KA0 scenario

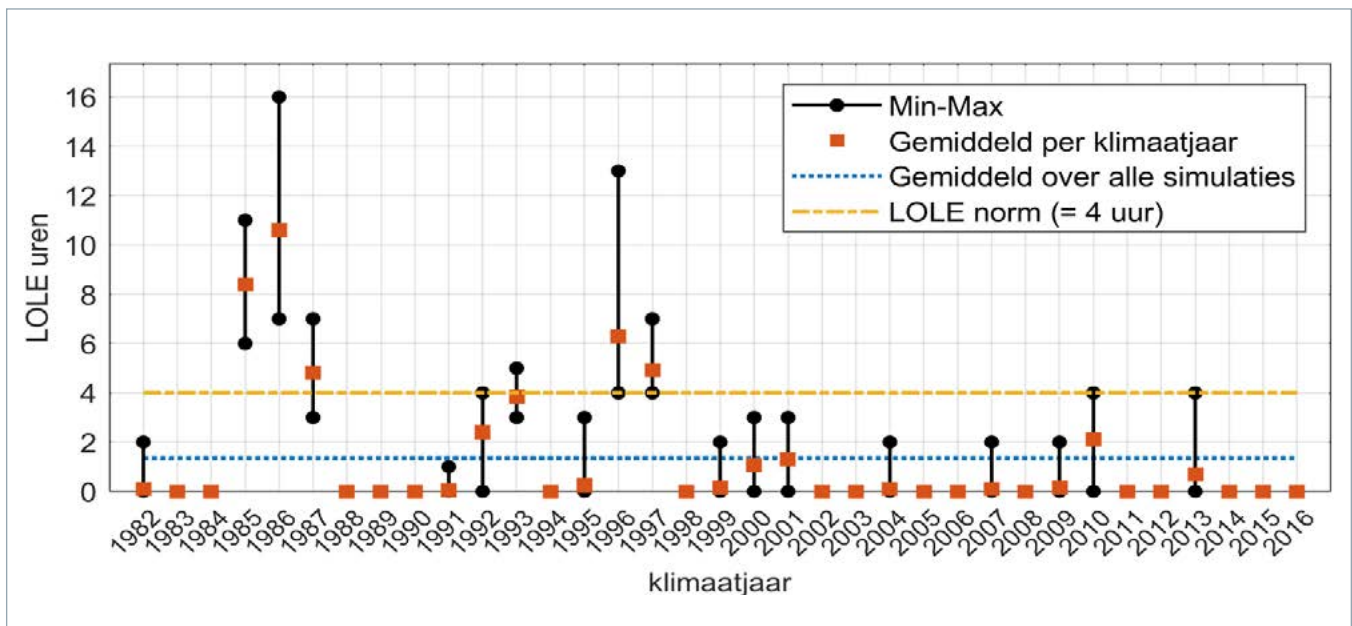
neemt door dit effect de LOLE toe van 0 naar 1,4 uur per jaar.

Ten tweede zijn er verschillen zichtbaar tussen de verschillende scenario-varianten. De reductie in gasgestookt vermogen in het KA1 scenario van 1,6 GW ten opzichte van het KA0 scenario leidt in 2030 tot een toename van LOLE van 1,4 naar 2 uur per jaar. In het IPKA0 scenario leidt onder andere het toevoegen van batterijcapaciteit naar een vermindering tot 0 uur per jaar voor het zichtjaar 2030. Waar in het KA0 scenario geen batterijen zijn aangenomen, is in het IPKA0 scenario een capaciteit

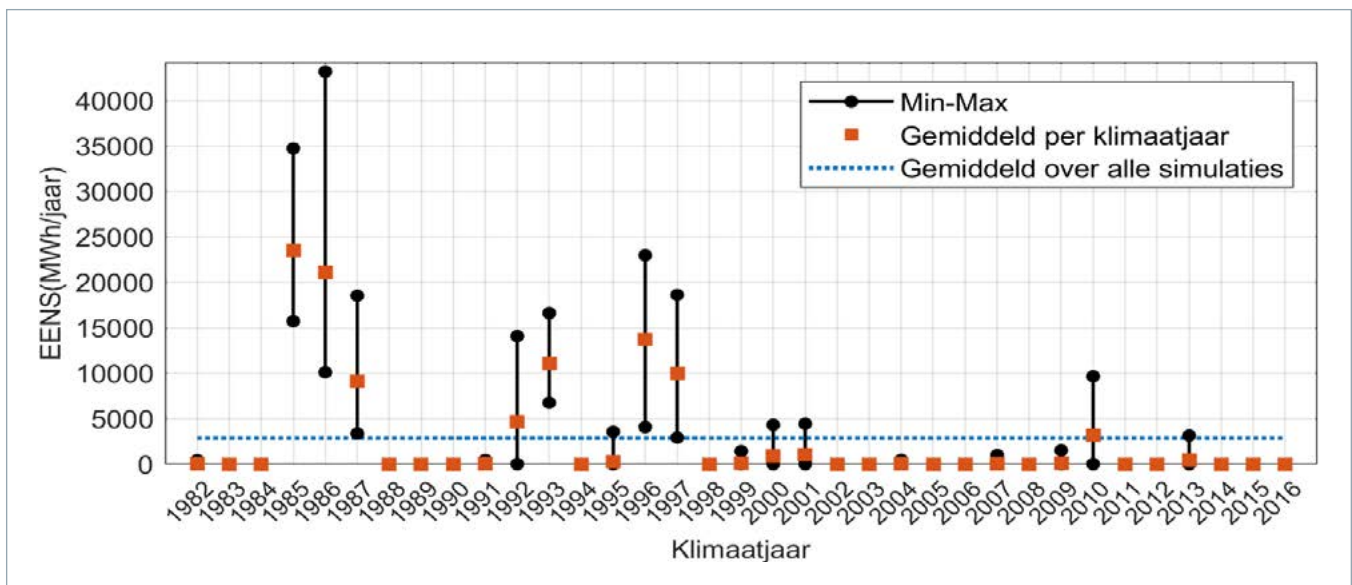
van 5 GW aan grootschalige opslag beschikbaar. Mede daardoor ontstaat slechts in één enkele iteratie een LOLE van 1 uur en blijven alle andere iteraties vrij van ENS. In het KA2 scenario neemt de LOLE toe van 1,4 naar 1,6 uur per jaar door een verminderde beschikbaarheid van de HVDC verbindingen. Met een verdubbeling van de aangenomen uitval van HVDC verbindingen is het effect met een toename van 0,3 uur LOLE per jaar beperkt.

Naast de spreiding tussen zichtjaren en variaties op het scenario is er spreiding in de Monte-Carlo iteraties. Figuur 4-3 en Figuur 4-4 geven een indicatie

van de spreiding van LOLE en EENS die te zien is tussen klimaatjaren en uitvalscenario's in het KA0 scenario voor 2030. Van de 35 jaar toegepaste klimaatjaren zijn er slechts 5 waarvan de LOLE meer dan 5 uur per jaar bedraagt en zijn er 17 klimaatjaren waarin de LOLE voor alle uitvalscenario's gelijk is aan 0 uur per jaar. 1985, 1986 en 1996 springen er voor zowel LOLE als EENS tussenuit. Dit zijn jaren met relatief hoge piekvraag met gelijktijdige lage beschikbaarheid van wind en zon. In de meeste iteraties vinden de tekorten dan ook plaats in dezelfde periode van veel vraag en lage productie van wind en zonne-energie.

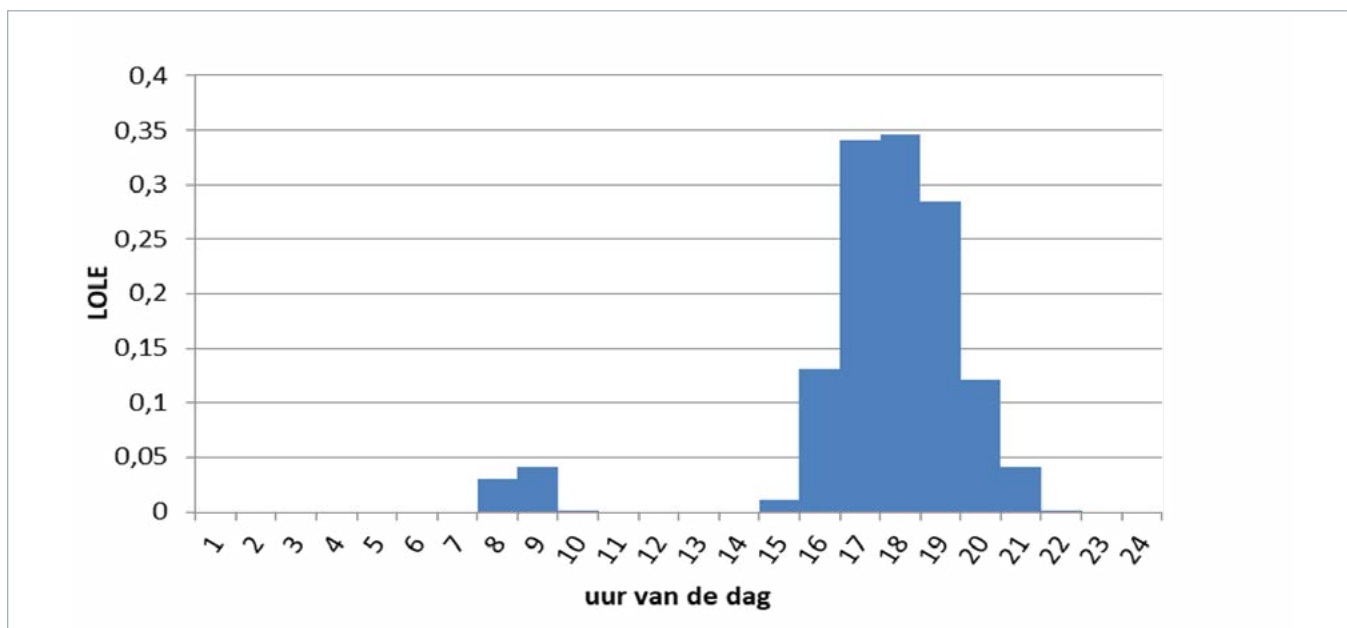


Figuur 4-3: Minimum, maximum en gemiddelde LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het KA0 scenario voor 2030



Figuur 4-4: Minimum, gemiddelde en maximum EENS voor Nederland per klimaatjaar in het KA0 scenario voor 2030.





Figuur 4-5: Spreiding van LOLE over de uren van de dag voor het KAO scenario voor 2030. De waarde geeft weer wat het gemiddelde over alle iteraties is van aantal uren is met ENS voor ieder uur van de dag. Opgeteld komen alle uren tot de jaarlijkse LOLE waarde.

In Figuur 4-5 is te zien dat de tekorten met name optreden tijdens de avondpiek, waarbij sprake is van een afname van productie uit zon PV terwijl de vraag nog hoog is. De spreiding tussen de uitvalscenario's is ook aanzienlijk, zeker bij klimaatjaren waarin meer LOLE en EENS plaatsvindt. Het sterkst geldt dit voor het klimaatjaar 1986, waarin de LOLE tussen de minst en meest extreme uitvalscenario's toeneemt van 7 uur naar 16 uur (128% toename) en de EENS toeneemt van 10 GWh naar 43 GWh (330% toename).

4.3 Resultaten Nationale Drijfveren Scenario

Tabel 4-2: kerngetallen voor alle Nationale Drijfveren scenario's

	LOLE (uur)			EENS (GWh)		
	IPND0	IPND1	IPND2	IPND0	IPND1	IPND2
2030	3,23	4,61	5,77	6,31	9,30	13,56

De resultaten in het Nationale Drijfveren scenario vallen beduidend minder gunstig uit dan het Klimaat Akkoord scenario. In het Nationale Drijfveren scenario is er sprake van fors meer duurzame opwek en neemt ook de elektriciteitsvraag toe, zowel in Nederland als in de rest van Europa. Hoewel de LOLE norm van 4 uur per jaar in het IPND0 scenario is gehaald, schuiven de tekorten in dit scenario op richting de grens. In scenario's IPND1 (minder RES) en IPND2

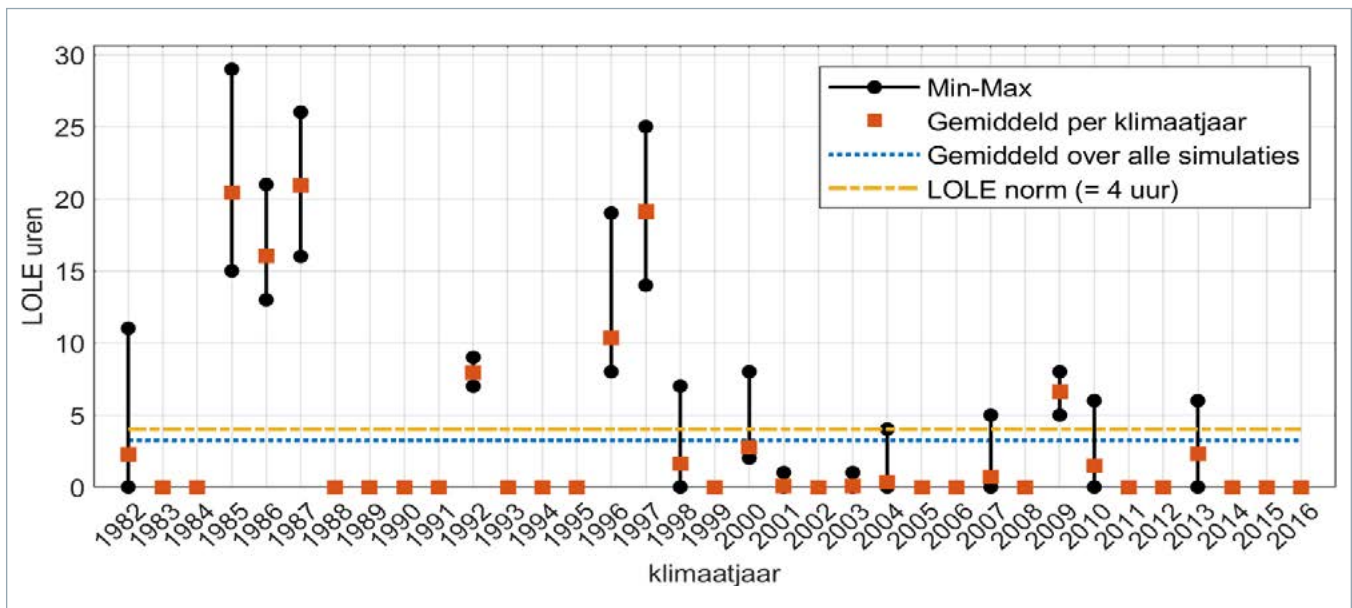
(minder batterijen) wordt deze grens overschreden. De waarden voor LOLE en EENS zijn weergegeven in Tabel 4-2.

De toename van LOLE en EENS in het IPND1 (minder RES) scenario ten opzichte van IPND0 kan worden verklaard door de verminderde ontwikkeling van zon- en windvermogen in deze variant. Hoewel zon en wind niet flexibel inzetbaar zijn, en de meeste tekorten plaatsvinden tijdens lage wind en zonproductie, is dit dus wel relevant voor leveringszekerheid. Omdat batterijen in dit scenario een grote rol spelen kan productie van wind en zon buiten de momenten met schaarste toch energie opleveren die tijdens momenten met schaarste ingezet kunnen worden. De toename in het IPND2 (minder batterijen) scenario wordt veroorzaakt door een verminderde ontwikkeling van deze batterijcapaciteit van 10 GW naar 5 GW. Deze vermindering heeft dus een duidelijk effect voor de flexibiliteit van het systeem om energie op andere momenten in te zetten dan wanneer het wordt geproduceerd.

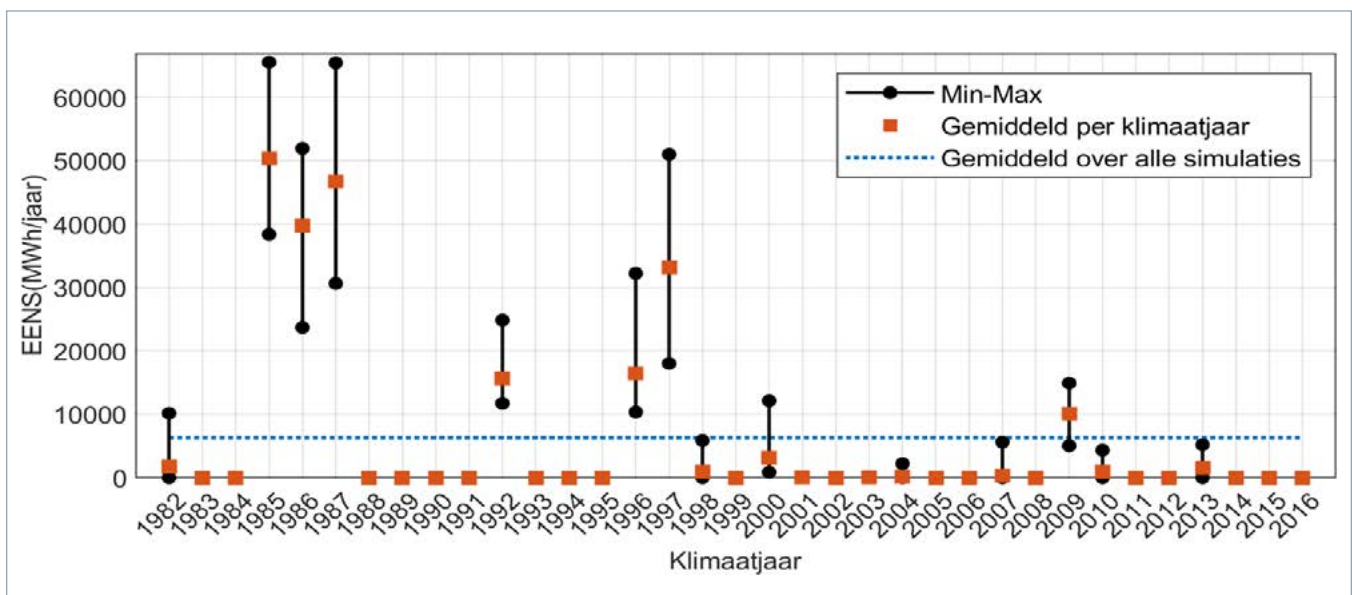
Ook voor het ND scenario is de spreiding van LOLE en EENS over verschillende uitvalscenario's en klimaatjaren grafisch weergegeven, namelijk in Figuur 4-6 en Figuur 4-7. Wederom is te zien dat een beperkt aantal klimaatjaren de gemiddelde LOLE waarde sterk omhoogtrekken, de LOLE norm wordt in slechts 20% van de klimaatjaren niet gehaald,

maar dit brengt de gemiddelde LOLE wel tot vlak onder de norm. Verder geldt dat de 96% van de totale ENS ontstaat in deze 20% van de klimaatjaren waarin LOLE boven de norm uitkomt. Het klimaat

en daarmee de belasting en elektriciteitsproductie uit zon- en wind verklaren dus in sterke mate de hoeveelheid EENS.



Figuur 4-6: Minimum, maximum en gemiddelde LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het IPND0 scenario



Figuur 4-7: Minimum, gemiddelde en maximum EENS voor Nederland per klimaatjaar in het IPND0 scenario voor het jaar 2030.



4.4 Analyse importafhankelijkheid

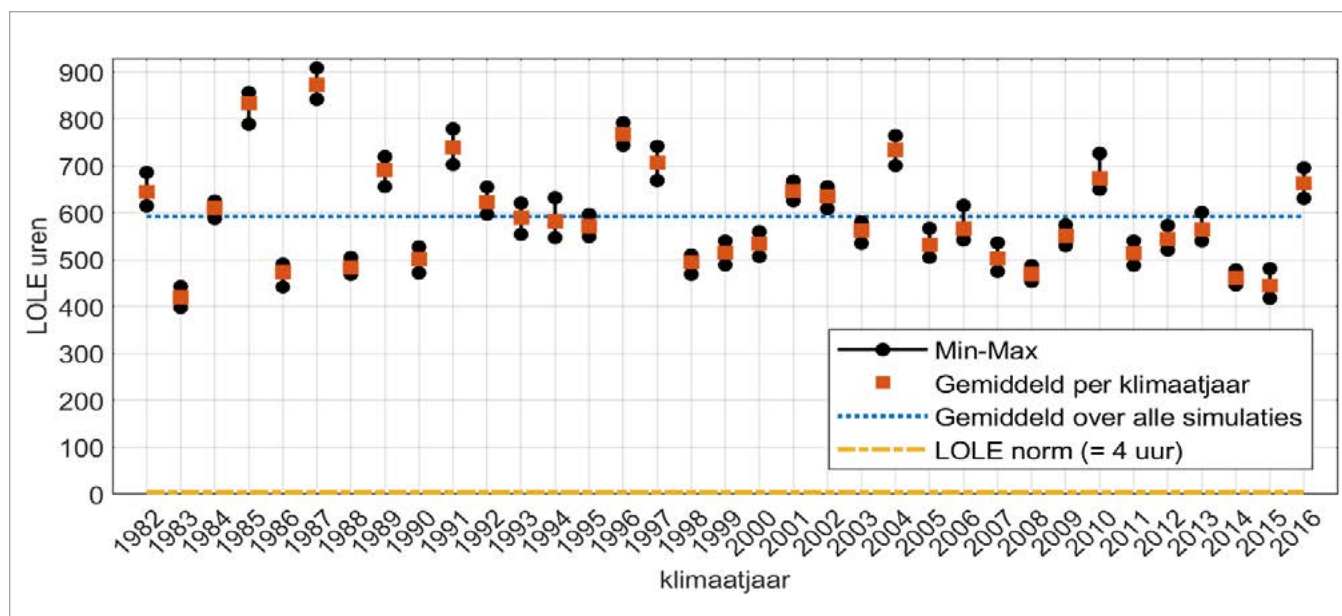
4.4.1 Vergelijking model met en zonder interconnectiecapaciteit

Tabel 4-3: Vergelijking van LOLE en EENS zonder en met interconnectiecapaciteit voor het KA0 scenario

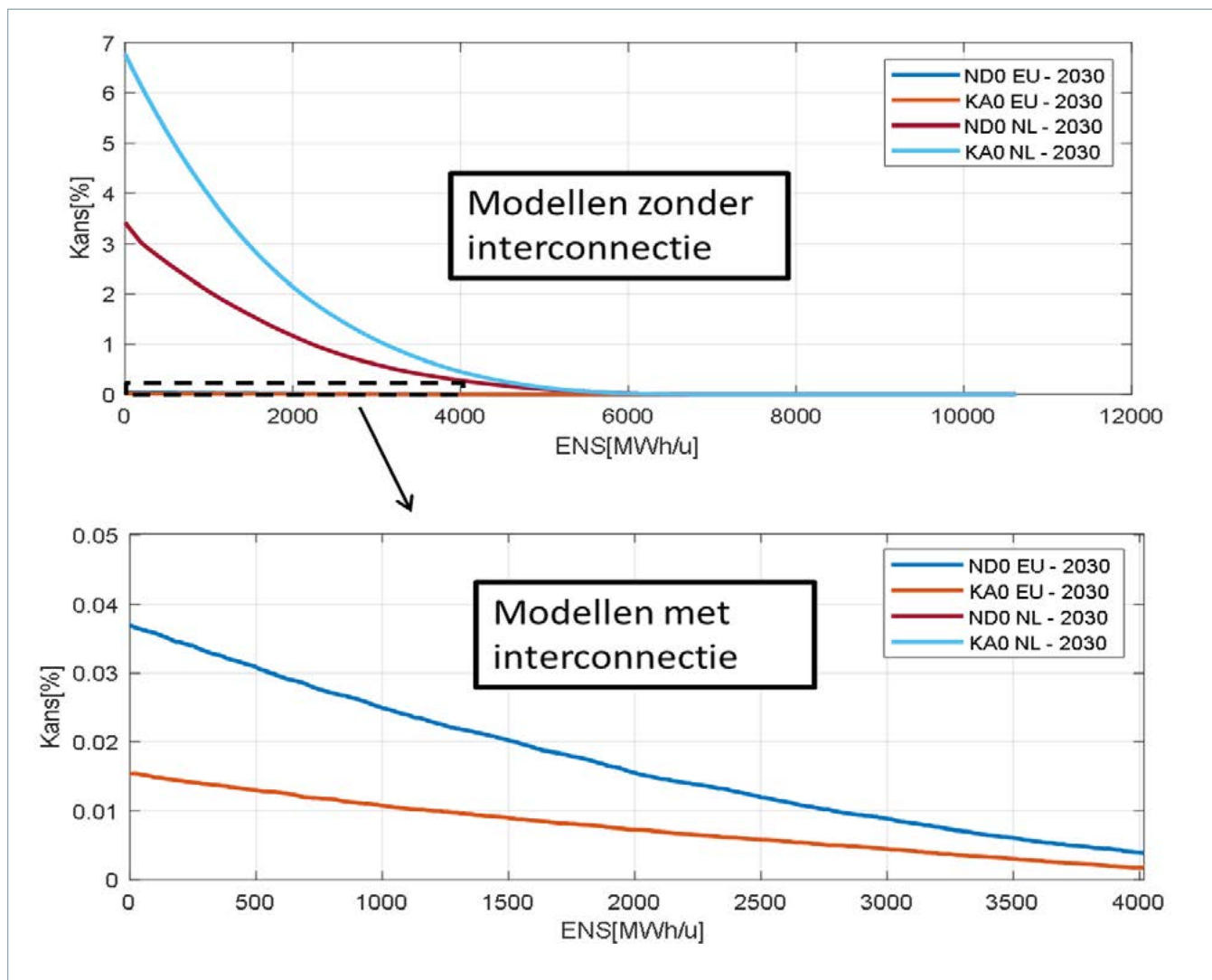
Scenario	Jaar	NL gekoppeld met export/import		NL geïsoleerd zonder export/import	
		LOLE (uur)	EENS (GWh)	LOLE (uur)	EENS (GWh)
KA0	2022	0,00	0,00	0,01	0,00
	2025	0,01	0,01	1,54	0,74
	2030	1,35	2,83	592,97	956,92

De mogelijkheden tot import zijn sterk bepalend voor de hoeveelheid LOLE en EENS. De getallen in bovenstaande tabel laten zien dat de LOLE toeneemt met een factor van ongeveer 440 op het moment dat er geen importcapaciteit wordt aangenomen. Dit toont aan dat de noordwest-Europese landen voor een belangrijk deel wederzijds van elkaar afhankelijk zijn voor hun leveringszekerheid. In de zichtjaren 2022 en 2025 blijft de LOLE, in de analyse zonder export/

import capaciteit, onder de norm van 4 uren. In Figuur 4-8 is voor Nederland de verdeling te zien over de klimaatjaren en iteraties voor het KA0 scenario 2030 indien wij over geen enkele verbinding met het buitenland zouden beschikken. Hieruit is af te leiden dat de LOLE ook in gunstige omstandigheden niet langer 0 blijft, zelfs de laagste waarde van alle iteraties heeft een LOLE waarde die 100 keer groter is dan de LOLE norm.



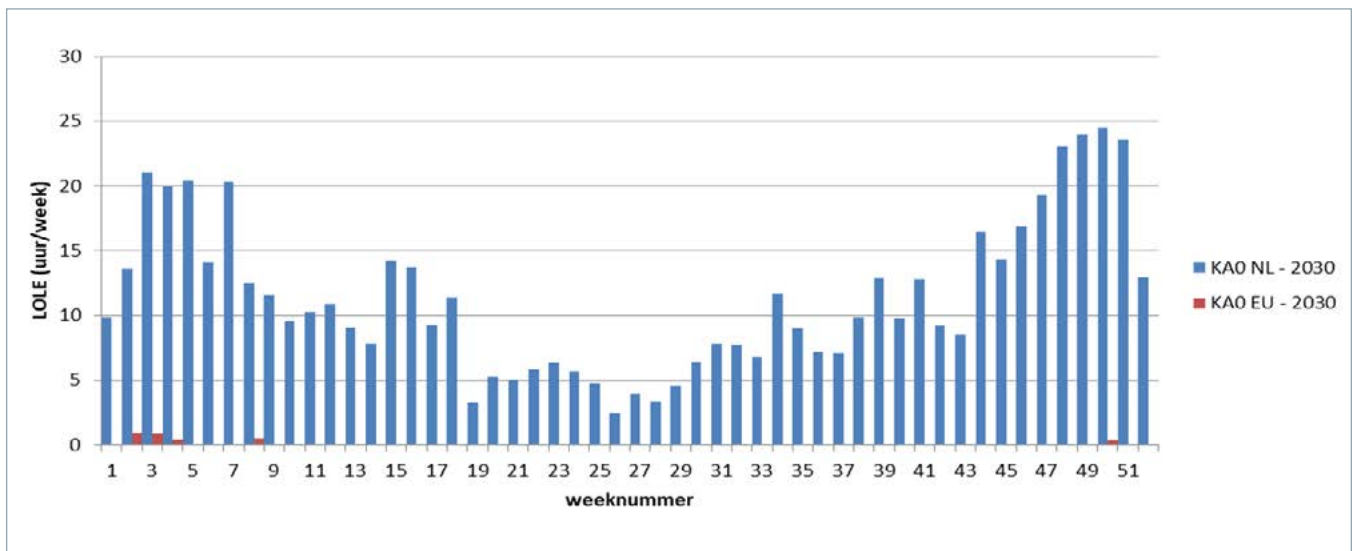
Figuur 4-8: Minimum, gemiddelde en maximum LOLE uren voor Nederland per klimaatjaar in het KA0 scenario zonder koppeling buitenland voor het jaar 2030.



Figuur 4-9: Kans op ENS voor de modellen zonder en met interconnectie voor het KA0 en IPND0 scenario voor 2030. De waarde op de y-as geeft weer wat de kans is op een bepaalde waarde voor ENS voor een specifiek uur. N.B.: Let op de verschillende y- as schalen van de twee grafieken.

Een andere manier om weer te geven wat het effect is van interconnectie is de kans op ENS per uur. In Figuur 4-9 wordt weergegeven wat de kans is op bepaalde tekorten met en zonder interconnectie. Hieruit blijkt dat de kansen op grote hoeveelheden ENS sterk dalen door de beschikbaarheid van

interconnectiecapaciteit. Voor het KA0 EU scenario is bijvoorbeeld te zien dat de kans op een uurlijkse ENS van 1000 MW of groter ongeveer 0,01% bedraagt. De kans voor ieder uur op een ENS van 1000 MWh of groter bedraagt in het KA0 scenario zonder interconnectie is echter ongeveer 4% (factor 400).



Figuur 4-10: LOLE per week in het KAO scenario voor 2030, zowel voor het model met als zonder interconnectiecapaciteit.

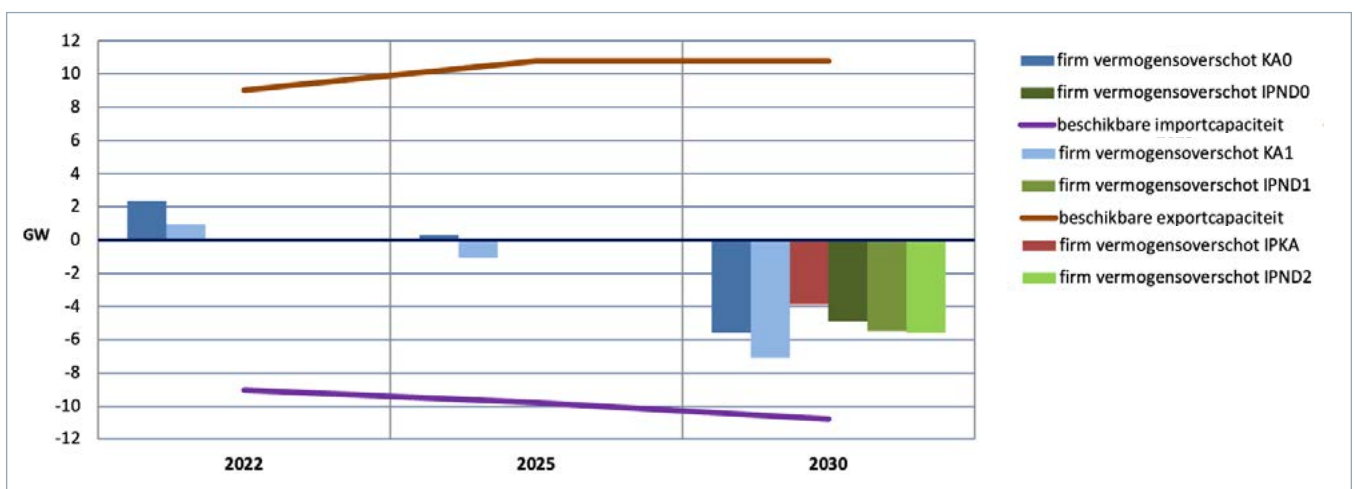
Tenslotte wordt in Figuur 4-10 weergegeven hoe de LOLE is verdeeld over het jaar. Waar LOLE in de situatie met interconnectiecapaciteit slechts plaatsvindt in een beperkt aantal weken aan het begin en einde van het jaar, ontstaat LOLE in het model zonder interconnectiecapaciteit door het jaar heen. Dit laat zien dat interconnectiecapaciteit niet alleen in winterse situaties van belang is, maar door het jaar heen bepalend is voor leveringszekerheid.

4.4.2 Missing capacity

De missing capacity is de term om het firm vermogenstekort aan te geven in een gegeven scenario ten opzichte van de grens van 4 uren LOLE. Deze missing capacity wordt vergeleken

met de beschikbare importcapaciteit (zie tabel 3-3) per zichtjaar om een indicatie te krijgen van de mogelijkheid om te kunnen importeren bij tekorten. In figuur 4-11 wordt dit geïllustreerd voor de zichtjaren van de scenario's KAO, IPKA en IPND. Uit de resultaten blijkt dat voor het KAO scenario het huidige overschot van ruim 2 GW in 2025 afneemt tot bijna 0 GW en in 2030 omslaat in een tekort van ruim 5 GW.

Het Nederlands vermogensoverschot hoeft niet per definitie voor exportdoeleinden te worden aangewend. Uiteindelijk bepaalt de markt de mate waarin het beschikbare potentieel via de beschikbare internationale transportcapaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt voor export.



Figuur 4-11: Vergelijking missing capacity met de beschikbare import- en exportcapaciteit

4.5 Gevoeligheidsanalyse Flow-based marktkoppeling

Tabel 4-4: kerngetallen voor alle Nationale Drijfveren scenario's

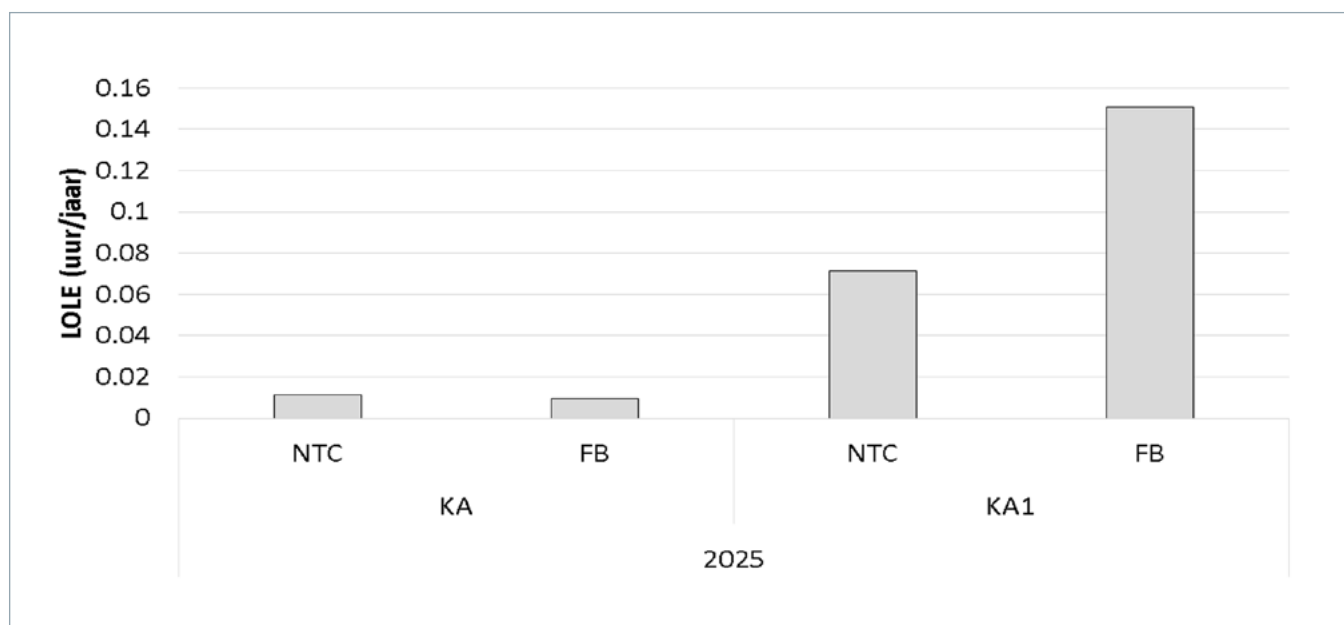
	LOLE (uur per jaar)		EENS (GWh per jaar)	
	KA0	KA1	KA0	KA1
2025 NTC	0,01	0,07	0,01	0,05
2025 FB	0,01	0,15	0,01	0,10

In het flow-based marktkoppelingsmechanisme kan de capaciteit van ieder element op het hoogspanningsnetwerk dienen als beperking voor internationale handel, immers kan overbelasting op een enkel netwerkelement de systeemveiligheid in het geding brengen. Voor ieder element in het hoogspanningsnetwerk dat relevant is voor internationale handel wordt bepaald wat het effect is van import en export op de belasting van dat netwerkelement. Aan de hand van deze gegevens kan worden bepaald welke combinaties van exportposities mogelijk zijn binnen de grenzen van netveiligheid. De marktkoppeling optimaliseert vervolgens de sociale welvaart binnen deze grenzen welke bepaald worden in de flow-based capaciteitsberekening. De details van dit mechanisme

in de praktijk en in de simulaties is verder uitgelegd in bijlage 6.4.

De methodiek voor de berekening van de beschikbare interconnectiecapaciteit heeft impact op het vermogen dat geïmporteerd en geëxporteerd kan worden tussen biedzones. Waar leveringszekerheid in een zone in het geding is, zoals is besproken in paragraaf 4.4, kan levering van elektriciteit in veel gevallen alsnog via import plaatsvinden. Zoals in de methodologie is besproken zijn de KA0 en KA1 scenario's voor zichtjaar 2025 herhaald aan de hand van de flow-based methodiek met behulp van flow-based parameters zoals deze zijn berekend voor de ERAA.

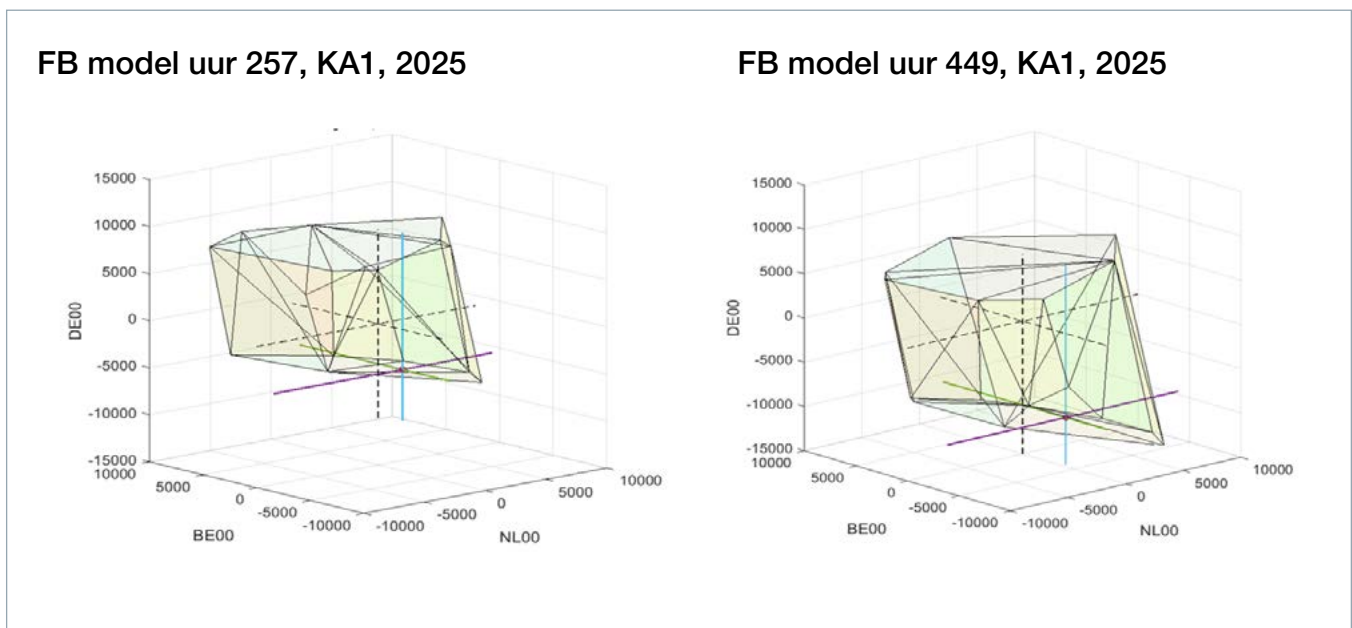
De verschillen tussen de NTC en FB simulaties zijn weergegeven in Figuur 4-12 en Tabel 4-4. In het geval van het KA0 scenario zijn de verschillen vrij klein, mede doordat leveringszekerheidsrisico's in dit scenario beperkt zijn. In het KA1 scenario wordt echter beter duidelijk dat de FB methodiek significante impact kan hebben op de LOLE en EENS. In dit scenario, waarin het Nederlandse gasgestookte vermogen 1,6 GW kleiner is dan in het KA0 scenario, geeft de FB methodiek additionele druk op de leveringszekerheid. De LOLE en EENS nemen ongeveer met een factor 2 toe ten opzichte het NTC gebaseerde model.



Figuur 4-12: ENS en LOLE voor alle FB en NTC iteraties van het KA0 en KA1 scenario voor zichtjaar 2025.

De toename is niet eenvoudig te duiden, omdat het veroorzaakt kan worden door een groot aantal verschillende factoren. Uit een analyse van een aantal specifieke iteraties blijkt wel dat het systeem zich in situaties met tekorten vaak op de grens begeeft van het mogelijk domein waarbinnen een optimalisatie mogelijk is. Een suggestie kan worden gegeven door de visualisatie van de flow-based domeinen. In Figuur 4-13 is een 3 dimensionale weergave te zien van de gebruikte flow-based domeinen in twee uren KA1 waarin ENS optrad in het KA1 scenario voor

het jaar 2025. Hierin is te zien dat de marktsimulatie op de rand van het mogelijke domeinen opereerde, en dus door de domeinen werd beperkt. Dit is een aanwijzing dat ENS wordt bepaald door de grootte van de FB domeinen. Dit laat echter nog niet direct zien of het flow-based domein in het algemeen beperkender of minder beperkend is dan de grenscapaciteiten uit de originele simulaties. Dat de flow-based methode voor Nederland beperkender was ten tijde van ENS in het KA1 scenario voor 2025 blijkt wel uit het overzicht in Figuur 4-12.



Figuur 4-13: 3-dimensionale visualisatie van het gebruikte flow-based domein voor uur 257 en 449 van een iteratie van het KA1 scenario voor zichtjaar 2025, met als klimaatjaar 1985. De gekleurde assen geven aan wat in dit uur de netto positie was in MW van de hier weergegeven biedzones Nederland, België en Duitsland. De gekleurde kubus geeft een 3-dimensionale doorsnede van een 39 dimensionale ruimte. De netto posities van alle in het flow-based domein aanwezige zones moeten binnen deze ruimte blijven. In de getoonde uren bevinden de netto posities zich op de rand van deze ruimte, de ruimte is dus beperkend voor verdere aanpassing van import of export. In beide uren was er ENS in Nederland.

4.6 Markt- en economische levensvatbaarheidsanalyse

De voorgaande leveringszekerheidsresultaten zijn gebaseerd op scenario's voor het toekomstige elektriciteitssysteem. Er wordt echter impliciet van uitgegaan dat de bestaande centrales voldoende economisch levensvatbaar zijn om op de markt operationeel te zijn. In het kader van ERAA werkt ENTSO-E momenteel aan de ontwikkeling van een economische levensvatbaarheidsanalyse, waarin investerings- en desinvesteringsbeslissingen modelmatig worden bepaald, om eventuele verdere potentiële risico's voor de leveringszekerheid vast te stellen die in de lange-termijnsenario's niet aan bod komen. Omdat deze methodiek nog onvoldoende robuust is heeft TenneT in plaats daarvan aanvullende gesimplificeerde analyses uitgevoerd van de economische levensvatbaarheid van de Nederlandse centrales. Deze analyse is toegespitst op twee aspecten: (i) analyse naar conservering van gasvermogen op de korte termijn op basis van termijnprijzen, en (ii) een analyse op marktprijzen en vollasturen van centrales, op basis van de resultaten van de marktsimulaties op middellange tot lange termijn.

4.6.1 Analyse naar conservering van gasvermogen op de korte termijn

Zoals in voorgaande jaren is er ook dit jaar een analyse uitgevoerd naar het risico op conservering van gasgestookte eenheden groter dan 100 MW. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van het *heat map* model.¹⁶ In het model wordt gebruik gemaakt van de termijnprijzen (future contracts) van elektrisch piekvermogen, gas en CO₂-emissierechten (Dutch Peak Power, Dutch TTF Gas en EUA) waarmee de (*clean*) *forward spark spread* berekend wordt. Dit is

het verschil tussen de marktprijs voor elektriciteit en de kosten van het gas gebruikt voor de productie van die elektriciteit, met inbegrip van de emissiekosten ("clean"). De *forward spark spread* is een belangrijke driver voor de rentabiliteit van gascentrales. Wanneer de *forward spark spread* afneemt, kan een risico ontstaan op conservering van eenheden. Meer toelichting op het model is te lezen in bijlage 6.3.

Tabel 4-5 toont de gemiddelde termijnprijzen voor de komende drie jaar, waarvan gebruik gemaakt is in de analyse van vorig jaar en van dit jaar. Zoals besproken in hoofdstuk 3.4 vertonen de gas- en elektriciteitsprijzen in het najaar van 2021 extreme pieken. In navolging hiervan zijn ook de termijnprijzen dit najaar sterk gestegen. Vanwege de onzekere termijnprijzen worden in deze analyse twee varianten gerapporteerd: een variant met "basis prijzen" waarvoor drie steekdata zijn gebruikt uit juni, juli en augustus van dit jaar en een variant met "hoge prijzen" waarvoor prijzen van eind september zijn gebruikt.

Los van de extreme prijzen die in het najaar van 2021 waargenomen worden, is een stijgende trend te zien in de prijzen van zowel elektrisch piekvermogen, gas en CO₂-emissierechten. Voor gas geldt dat de termijnprijzen zich na een dip in verband met de coronapandemie weer lijken te herstellen, met in navolging daarvan de termijnprijzen voor elektrisch (piek)vermogen. De termijnprijzen voor CO₂-emissierechten volgen sinds 2017 een opwaartse trend, die zich sinds begin 2020 lijkt te versnellen. Dit houdt verband met een afname aan beschikbare CO₂-emissierechten vanwege het Europese klimaatbeleid.

Tabel 4-5: Gemiddelde prijzen van future contract voor de komende drie jaar

	Analyse 2020	Analyse 2021 Basis prijzen	Analyse 2021 Hoge prijzen	
Dutch Power Peak	49,60	70,14	97,58	€/MWh
Dutch TTF Gas	14,30	20,68	31,50	€/MWh
EUA (Emission Allowance)	28,50	55,93	63,91	€/ton

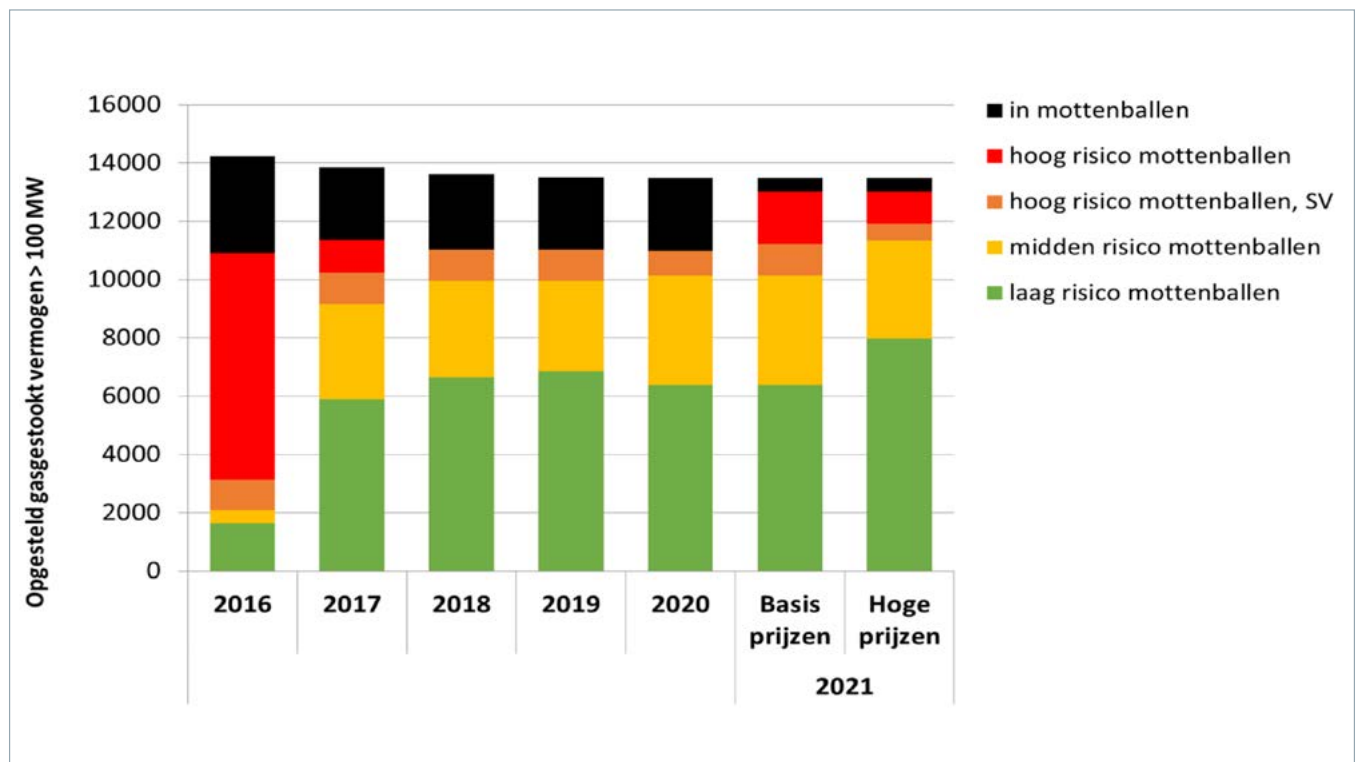
¹⁶ Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of "Monitoring Leveringszekerheid" Report, Resultaten van het onderzoek naar conserveringen deels vertrouwelijk (UMS Group, september 2017)



Figuur 4-14 toont het resultaat van de analyse van dit jaar en voorgaande jaren. In de figuur is duidelijk te zien dat er sinds dit jaar minder vermogen in de mottenballen zit dan voorgaande jaren. Daar staat tegenover dat het vermogen met een hoog risico op conservering ook is toegenomen. Verder zijn er enkele eenheden in de categorie “midden risico mottenballen” van positie gewisseld met eenheden in de categorie “laag risico mottenballen”. Daarmee is de som van het vermogen met laag en midden risico op conservering ongeveer gelijk gebleven. De toename van het vermogen met een hoog risico op conservering kan niet worden verklaard door de deconservering van de eenheden sinds 2020. Deze kan worden verklaard door een afname van de *forward*

spark spread op basis van de nieuwe termijnprijzen, waarin de termijnprijzen voor elektrisch piekvermogen onvoldoende compenseren voor de toegenomen termijnprijzen voor gas en CO₂-emissierechten.

Kijkend naar de hoge-prijzen-variant valt het op dat er minder sprake is van hoog risico op mottenballen ten opzichte van de basis-prijzen-variant. Dit komt doordat de *forward spark spread* in de hoge-prijzen-variant minder sterk is afgenomen dan in de basis-prijzen-variant. De sterke toename van de termijnprijzen voor gas en CO₂-emissierechten ten opzichte van 2020 worden grotendeels gecompenseerd door een toename in de termijnprijzen van elektrisch piekvermogen.



Figuur 4-14: Ontwikkeling van de kans op “mottenballen” van gasgestookt vermogen groter dan 100 MW. “Hoog risico mottenballen, SV” betreft eenheden die tevens warmte leveren als stadsverwarming.

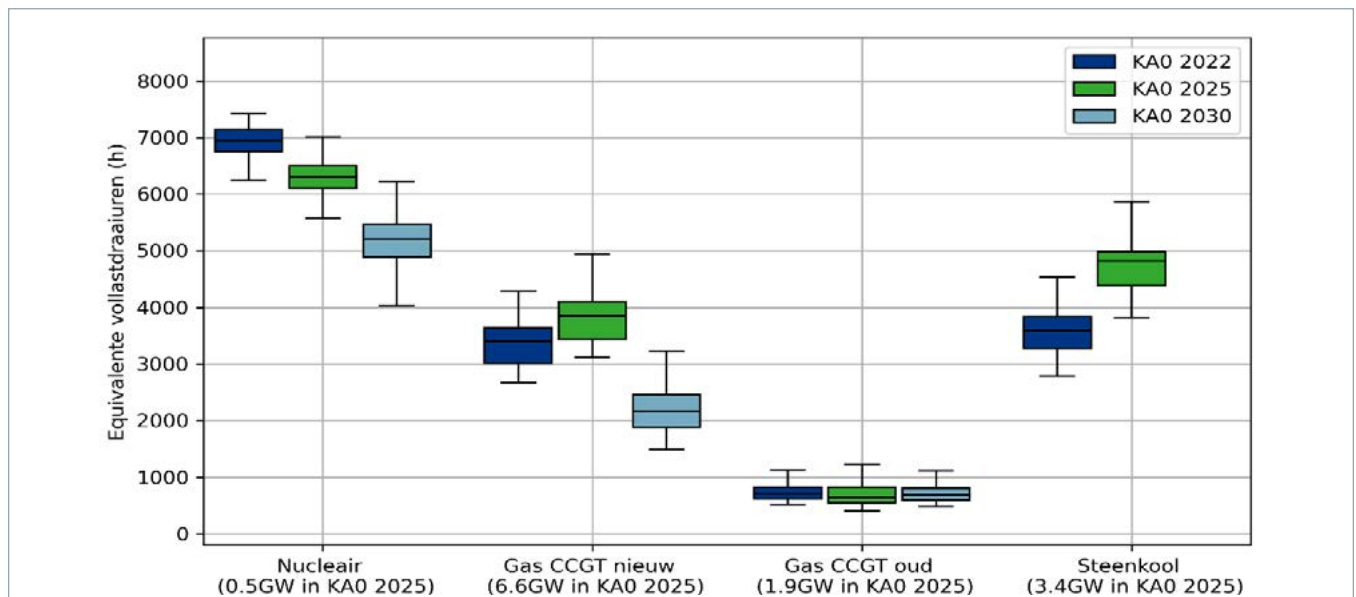
Hoofdconclusie van de analyse naar de positie van het gasvermogen is dat de risico's op conservering in de komende jaren beperkt zijn. Het laag en midden risico op mottenballen is ongeveer gelijk gebleven ten opzicht van de monitor van 2020. Het aantal eenheden met een hoog risico op conservering is toegenomen doordat de *forward spark spread* is afgenomen. Daarnaast zit er nog slechts 0,5 GW in de mottenballen. Hiermee ontstaat er op korte termijn geen risico voor de leveringszekerheid.

Ook niet vanwege hoge gasprijzen, die zich in het najaar van 2021 voordoen, aangezien deze eerder een positief effect laten zien op de *forward spark spread* dan een negatief effect. De verwachting is echter dat deze hoge gasprijzen een tijdelijke situatie betreft. Hoe het risico op conservering van de gaseenheden zich zal ontwikkelen zal sterk afhankelijk zijn van het niveau waarop de termijnprijzen voor elektrisch piekvermogen en gas zich zullen stabiliseren.

4.6.2 Analyse van marktprijzen en vollasturen van centrales op middellange tot lange termijn

De analyse naar conservering van gasvermogen is gebaseerd op termijnrijzen, die slechts voor enkele jaren in de toekomst beschikbaar zijn. Om naar de economische levensvatbaarheid van elektriciteitscentrales op langere termijn te kijken, worden de resultaten van modellen gebruikt als basis. Eerst kijkend naar de vollastdraaiuren van centrales, toont Figuur 4-15 het berekende geaggregeerde¹⁷ aantal vollastdraaiuren in Nederland, gebaseerd op de KAO 2022, 2025 en 2030 scenario's. Deze figuur laat zien dat het gemiddelde aantal draaiuren voor de kerncentrale en nieuwe-aardgascentrales tussen de KAO 2022 en KAO 2030 scenario's dalen, op basis van de veronderstelde opwekkingscapaciteit, brandstof- en CO₂-kosten in deze scenario's. De vollasturen van de kerncentrale en nieuwe (hoog rendement) gascentrales nemen in de loop van de tijd af, vooral door het effect van de toenemende opwekking van hernieuwbare energie. In uren met veel hernieuwbare (en must-run) opwekking wordt zelfs de basislastcapaciteit van kernenergie op lange termijn uit de merit order geduwd. Zelfs tegen 2030 zullen de resterende vollasturen echter nog steeds volstaan om de nucleaire capaciteit levensvatbaar

te houden. Moderne gascentrales blijven een "load-following" rol spelen, maar het aantal bedrijfsuren vermindert ten gevolge van de toenemende productie uit hernieuwbare energiebronnen. Het is onduidelijk of 2000 vollasturen onder volledige belasting voor een STEG in 2030 voldoende zijn om levensvatbaar te blijven. Als deze eenheden marginaal en typisch prijsbepalend blijven, kunnen marktpartijen ook aanzienlijke inkomsten verdienen van de aan- en verkoop van forwards en futures, alsook uit systeemdiensten. De uren van oude, minder efficiënte gascentrales veranderen niet veel gedurende de gemodelleerde periode, aangezien deze meestal als piekeenheden worden gebruikt. De bedrijfsuren van kolencentrales zijn een gevolg van een lagere aanname voor steenkoolprijs in 2025 dan in 2022, en het bijstoken van biomassa. Aangenomen wordt dat steenkoolcentrales in 2025 draaien op ongeveer 20% biomassa, die evenveel zou kosten als steenkool. Er wordt echter geen rekening gehouden met koolstofemissiekosten voor biomassa, waardoor de marginale kosten dalen en deze eenheden aantrekkelijker worden in de merit order. In het KAO 2030 scenario neemt TenneT aan dat er geen centrales op kolen draaien in Nederland, dus voor dit steekjaar worden geen bedrijfsuren meer gerapporteerd.



Figuur 4-15: Berekende geaggregeerde vollastdraaiuren voor verschillende generatorcategorieën in Nederland (exclusief must-run eenheden) voor de KAO 2022, 2025 en 2030 scenario's. De boxplots laten zien hoe de draaiuren variëren op basis van alle 35 klimaatjaren tussen 1982 en 2016. Let op dat in 2025 de kolencentrales op 21% biomassa draaien, waardoor deze voor gascentrales komen in de merit order.

¹⁷ "Geaggregeerd" betekent dat de getoonde draaiuren worden berekend op basis van de som van de totale productie en het totale geïnstalleerde vermogen van alle centrales in een generatorcategorie, niet op basis van de bedrijfsuren van individuele centrales.



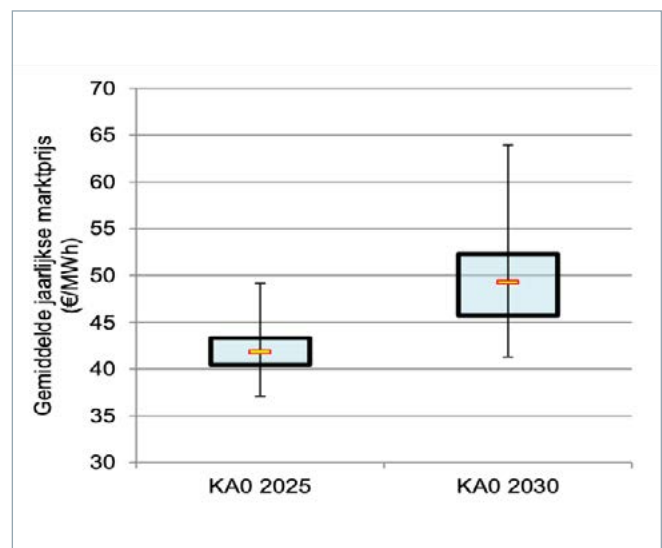
In tegenstelling tot vorig jaar zijn de operationele eenheden met zogeheten “must-run”-verplichtingen in Figuur 4-15 buiten beschouwing gelaten, zodat alleen de eenheden (exclusief biomassa eenheden) overblijven die draaien op basis van de marktprijs. Tenzij anders aangegeven door marktpartijen, gaat TenneT ervan uit dat eenheden met een “must-run”-verplichting, zoals installaties die stoom, warmte en/of CO₂ leveren ten behoeve van stadsverwarming, de industrie of glastuinbouw (9,0 GW in 2025, en 8,6 GW in 2030), ook in de toekomst operationeel blijven, aangezien de levensvatbaarheid van deze eenheden doorgaans wordt bepaald door de warmteopbrengsten, en niet zozeer door de elektriciteitsopbrengsten. Veranderingen in de manier waarop warmte en stoom worden geproduceerd, zoals een verschuiving naar warmtepompen, ketels die alleen warmte leveren en thermische opslag, kunnen de levensvatbaarheid van conventionele WKK-centrales in de toekomst echter verminderen. Dit is een gebied dat verder zou moeten worden onderzocht.

Om de drijfveren achter deze ontwikkelingen beter te begrijpen, toont Figuur 4-16 de ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse marktprijzen in Nederland en de spreiding ervan, en Figuur 4-17 de prijsduurcurves (PDC's) voor de KAO 2025 en 2030 scenario's. Prijsduurcurves tonen de uurlijkse marktprijzen uit de simulaties voor een heel jaar, gesorteerd van hoogste naar laagste prijs¹⁸. Er worden vier verschillende PDC's getoond per scenario (i) één voor het gemiddelde over alle beschikbare historische klimaatjaren, (ii) één voor een klimaatjaar met weinig duurzame opwekking, (iii) één voor een jaar met veel duurzame opwekking, en (iv) de PDC op basis van historische day-ahead marktprijzen van 2020. De marginale kosten voor verschillende soorten centrales zijn eveneens aangegeven met horizontale lijnen, op basis van de veronderstelde brandstof- en koolstofprijzen zoals vermeld in hoofdstuk 3.4. Er zijn verschillende merkbare trends te zien in deze twee grafieken.

- De gemiddelde elektriciteitsprijs stijgt tot 2030. Dit is voornamelijk te wijten aan de veronderstelling van stijgende brandstof- en CO₂-prijzen, die leiden tot een stijging van de marginale kosten van gaseenheden, die vaak prijsbepalend zijn.

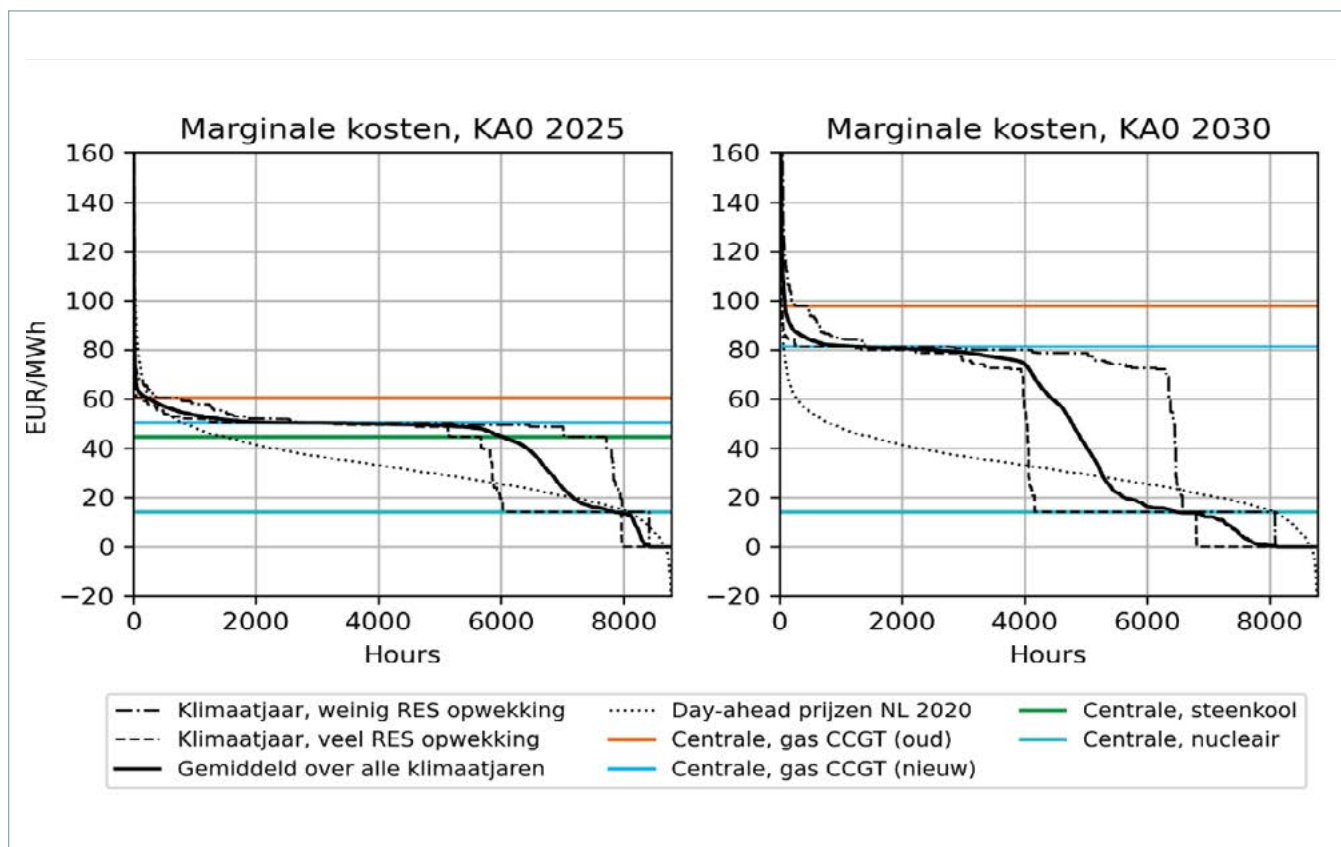
- Het aantal uren met een lage (nul)prijs stijgt in de toekomstscenario's, afhankelijk van de opwekking uit hernieuwbare energiebronnen. In KAO 2025 bijvoorbeeld varieert het aantal uren per jaar met zeer lage (nul)prijzen van 400 tot 800, afhankelijk van de opwekking uit hernieuwbare energiebronnen. Met dubbel zoveel RES capaciteit in de KAO 2030 scenario, varieert het aantal uren met een nulprijs van 700 tot 2000.
- De toename van het aantal uren met nulprijzen wordt gedeeltelijk gecompenseerd door een toenemend aantal uren met hoge prijzen als gevolg van dure piekproductie-eenheden en DSR-activering.

Naast dat de gemiddelde prijs stijgt, neemt ook de prijsvolatiliteit, zowel op uur- als op jaarbasis, toe, voornamelijk ten gevolge van de toename van duurzame energiebronnen. De toenemende prijsvolatiliteit houdt zowel risico's als kansen in voor de investeringen en de leveringszekerheid op lange termijn. Hogere prijsvolatiliteit houdt bijvoorbeeld een



Figuur 4-16: Box-plot met de variabiliteit van de gemiddelde jaarlijkse Nederlandse elektriciteitsprijs uit de probabilistische simulaties voor de KAO 2025 en 2030 scenario's. De box geeft de 25e tot 75e percentielwaarden aan, terwijl de verticale lijnen de range tussen het minimum en maximum aangeven. Het 50e percentiel is in geel weergegeven. De prijs tijdens uren met ENS in het KAO 2030-scenario zijn buiten beschouwing gelaten.

¹⁸ Merk op dat door vereenvoudigingen in de modellering de prijsduurcurves niet zo glad zijn als ze zouden moeten zijn, en ook niet veel uren met negatieve prijzen bevatten. Dit is te wijten aan vereenvoudigingen in de manier waarop TenneT thermische eenheden modelleert, en aan het feit dat subsidies voor duurzame energie niet in aanmerking worden genomen. TenneT werkt de komende jaren aan haar marktmodellen om de prijsstelling en de economische levensvatbaarheid in de toekomst te verbeteren, ook in verband met ontwikkelingen in de ERAA-methodologie.



Figuur 4-17: Gemodelleerde prijsduurcurves op basis van marginale kosten voor (links) het KA0 2025 en (rechts) het KA0 2030 scenario. De gemiddelde prijsduurcurve wordt getoond over alle klimaatjaren, alsmede voor een klimaatjaar met veel en weinig RES opwekking. De maximale y-as schaal is begrensd, dus uren met prijzen boven 200 €/MWh worden niet getoond.

verhoogd investeringsrisico in voor grootschalige mid-merit- en basislastcentrales. Zij kunnen tegelijkertijd echter een stimulans vormen voor investeringen in andere capaciteitsleveranciers zoals DSR en opslag.

In de komende jaren zal TenneT blijven voortbouwen op haar langetermijnanalyse van de markt en de economische levensvatbaarheid, in lijn met de methodologische ontwikkelingen die binnen ENTSO-E plaatsvinden.

4.7 Conclusie uit de analyses

De belangrijkste trend in de ontwikkeling van leveringszekerheid is de afname ervan richting 2030. Alleen in het meest gunstige scenario IPKA0 is deze trend niet zichtbaar door grote hoeveelheden batterijcapaciteit en blijven de LOLE en EENS zeer laag. Alle klimaatakkoord scenario's blijven binnen de LOLE norm. Deze wordt echter overschreden in de uitdagendere situatie in het Nationale Drijfveren scenario.

Deze resultaten geven een indicatie voor een aantal bepalende factoren voor leveringszekerheid. Een belangrijk risico op een sterkere afname van leveringszekerheid is een sterkere daling van beschikbaar flexibele productiecapaciteit in het Europese systeem. De rentabiliteitsanalyse laat zien dat er sprake is van afnemende draaiuren en hogere volatiliteit van de prijzen richting 2030. De toenemende prijsvolatiliteit houdt zowel risico's (mid-merit en basislast) als kansen (DSR en opslag) in voor de investeringen en de leveringszekerheid op lange termijn. Een afname van gasgestookt vermogen zoals in het KA1 scenario zou leiden tot een toename van LOLE van 1,4 in KA0 naar 2,0 in KA1.

Uit het verschil tussen het IPND0 en IPND1 (minder RES) scenario blijkt ook het geïnstalleerde vermogen van zonne- en windenergie in combinatie met voldoende opslagcapaciteit een factor te zijn voor het niveau van leveringszekerheid. Er is een duidelijke afname van leveringszekerheid te zien bij

het verminderen van duurzaam productievermogen. Door een vermindering van geïnstalleerd duurzaam vermogen in het IPND1 scenario ten opzichte van het IPND0 scenario neemt de LOLE toe van 3,2 naar 4,6 uur per jaar, wat de LOLE dus boven de norm brengt.

De verschillen tussen de ND en KA scenario's laten zien dat een snellere ontwikkeling van elektrificatie kan leiden tot een toename van leveringszekerheidsrisico's. In het algemeen geldt dat de snellere ontwikkelingen in het ND scenario de leveringszekerheid van een acceptabel niveau in de KA scenario's richting een kritisch niveau rondom de LOLE-norm brengt (LOLE van resp. 3,2, 4,6 en 5,8 uur per jaar voor IPND0, IPND1 (minder RES) en IPND2 (minder batterijen)). Dit komt mede doordat in het ND scenario, ook in ons omringende landen, een versnelde elektrificatie is aangenomen.

De ontwikkeling van batterijvermogen is een belangrijke factor die leveringszekerheid ten goede kan komen. De verschillen tussen het KA0 en IPKA0 scenario en tussen het IPND0 en IPND2 scenario laten zien dat toename van batterijvermogen een sterk effect heeft op de leveringszekerheid. Onder andere het grotere batterijvermogen in het IPKA0 scenario ten opzichte van KA0 veroorzaakt een afname van LOLE van 1,4 naar 0,0 uur per jaar. Het verminderde batterij vermogen in het IPND2 scenario ten opzicht van het IPND0 scenario veroorzaakt een toename in LOLE van 3,2 naar 5,8 uur.

Grenscapaciteit heeft een sterk effect op leveringszekerheid. De analyse importafhankelijkheid laat zien dat de wederzijdse afhankelijkheid van noordwest-Europese landen in 2030 groot is om aan hun leveringszekerheid te voldoen. De nationale capaciteitstekorten in Nederland zijn in 2030 opgelopen tot een waarde tussen de 5 en 7 GW. Het reduceren van grenscapaciteiten tot 0 levert daardoor een toename op in LOLE en EENS met ongeveer een factor 400 in het geval van KA0 voor zichtjaar 2030. Hiernaast blijkt uit de gevoeligheidsanalyse voor flow-based marktkoppeling dat het toepassen van de operationele methodiek voor het bepalen van grenscapaciteiten de LOLE ook sterk kan doen toenemen. De LOLE en EENS in het KA1 scenario verdubbelden ongeveer door het toepassen van de flow-based methodiek (LOLE van 0,07 naar 0,15 uur per jaar, EENS van 0,05 naar 0,10 GWh per jaar). Hoewel dit nog niet direct

weergeeft dat deze methodiek altijd beperkender is voor leveringszekerheid, geeft het wel aan dat de rekenmethode voor grenscapaciteit een belangrijke factor is. De toename in uitval van de HVDC interconnectie in het KA2 scenario bleek juist een kleiner effect te hebben op leveringszekerheid dan verwacht. Gezien de sterke afhankelijkheid van importcapaciteit voor leveringszekerheid en de bevindingen wat betreft het gebruik van de interconnectoren uit de monitoring 2020, was de verwachting een groot effect te vinden bij een verdubbeling van de uitval. Het effect bleek echter beperkt met een LOLE toename van 1,4 naar 1,6 uur per jaar.

Tenslotte zijn weersomstandigheden en onverwachte uitval van productie-eenheden zeer bepalende factoren voor de leveringszekerheid. De weersomstandigheden kunnen het verschil maken tussen een LOLE van 0 en van meer dan 20 uur per jaar in het geval van het IPND0 scenario. Het uitvalscenario kan de LOLE verdubbelen (bijvoorbeeld in het klimaatjaar 1996 voor het IPND0 2030 scenario). De genoemde verwachtingswaarden geven dus geen garantie op het behalen hiervan. De klimaat- en uitval gerelateerde onzekerheden zorgen voor een ruime onzekerheidsband rondom de verwachtingswaarde.

5 Conclusies en advies

Uit deze monitoring blijkt dat in de komende jaren de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Tussen 2025 en 2030 ontstaan leveringszekerheidsrisico's door afname van thermisch vermogen en vele onzekerheden op de Europese elektriciteitsmarkt.

5.1 Conclusies

Uit deze monitoring blijkt dat in de komende jaren de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Tussen 2025 en 2030 ontstaan leveringszekerheidsrisico's door afname van thermisch vermogen en vele onzekerheden op de Europese elektriciteitsmarkt.

Ontwikkeling van het thermisch productievermogen

Het beeld in deze monitoring betreffende de ontwikkeling van het thermische vermogen komt in grote lijnen overeen met de voorgaande rapportage. Door de conservering van gasvermogen eind 2020 steeg in Nederland het operationele thermische productievermogen met circa 2,0 GW tot een niveau van 23,7 GW in 2021. Daarna is er tot aan 2030 sprake van een afname vanwege meerdere plannen tot amoveren (4,0 GW) en conserveren (0,5 GW). Samen met de stillegging van kolenvermogen in de KA-scenario's (3,4 GW) per 2030 resulteert dit in een totaal operationeel thermisch vermogen van 16,3 GW in 2030, nagenoeg overeenkomstig de prognose uit de vorige monitoring.

In de tussenliggende periode (2023-2027) is de afname van het operationeel thermisch productievermogen minder sterk dan in de voorgaande monitoring. Dit komt voornamelijk door uitstel van voorgenomen conservering, waardoor in deze periode rond 1 GW extra thermisch productievermogen beschikbaar is.

Uit de markt- en economische levensvatbaarheidsanalyses van het thermisch productievermogen blijkt dat zowel de gemiddelde prijs als de prijsvolatiliteit van elektriciteit stijgt. De opwaartse druk op de prijs is voornamelijk te wijten aan de veronderstelde stijging van brandstof- en CO₂-prijzen leidend tot een stijging van de marginale kosten van gaseenheden. Deze zijn vaak prijsbepalend. De neerwaartse druk ontstaat door de toename van duurzame energiebronnen. De toenemende prijsvolatiliteit houdt zowel risico's (mid-merit en basislast) als kansen (DSR en opslag) in voor de investeringen en de leveringszekerheid op lange termijn.

Ontwikkeling van de elektriciteitsvraag

De ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag is gebaseerd op de laatste data van het CBS (gerealiseerd) en de uitgangspunten voor het verbruik zoals in het KEV21 (prognose op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid Klimaatakkoord). Daarenboven zijn in deze monitoring ook de scenario's KA en ND uit het Investeringsplan IP22 toegepast ten aanzien van het elektriciteitsverbruik. Met deze extra scenario's worden de onzekerheden van de toekomstige vraagontwikkelingen beter geadresseerd ten opzichte van de vorige monitoring. De totale elektriciteitsvraag in 2030 in de drie beschouwde scenario's bedraagt respectievelijk 132 TWh (KA op basis KEV21), 149 TWh (KA op basis IP22) en 180 TWh (ND op basis IP22).

Ontwikkeling van de leveringszekerheid

Tot 2025 is de leveringszekerheid in Nederland binnen de norm. Er is in deze periode voldoende productiecapaciteit in Nederland om de nationale elektriciteitsvraag te dekken. Analyse naar de positie van het gasvermogen laat zien dat de risico's op conservering in de komende jaren beperkt zijn. Op de middellange tot lange termijn (2025-2030) nemen de onzekerheden toe. In Nederland, evenals in de meeste andere landen in Europa, zal er sprake zijn van verdere elektrificatie van de samenleving, een verdere afname van het operationeel thermisch vermogen en een toename van het aandeel duurzame opwek met fluctuerende productie, waarmee het systeem in toenemende mate weersafhankelijk wordt. Deze ontwikkelingen zorgen, in combinatie met de vele toenemende onzekerheden in de Europese energiemarkt, voor grotere risico's voor de leveringszekerheid. De analyse importafhankelijkheid laat zien dat de wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen in 2030 groot is. In de hoofdvariant van het scenario dat is gebaseerd op de Klimaat- en energieverkenning 2021 (KEV 2021) bedraagt het maximum gemiddelde tekort 1,4 uur in 2030, ruim onder de LOLE norm van 4 uur. Als een vermindering van opgesteld gasvermogen met 1.6 GW wordt verondersteld, dan stijgt de LOLE naar 2 uur, nog steeds binnen de norm.



Opgemerkt moet worden dat in dit scenario, op basis van voorgenomen beleid, geen ontwikkeling voor batterij opslag wordt verondersteld. Als wel een ontwikkeling van batterijen (of andere flexibiliteit) wordt verondersteld, zal de LOLE aanzienlijk dalen.

In de basisvariant van het IP22-Nationale Drijfveren (ND) scenario, is sprake van een versnelling van de energietransitie met fors meer duurzame opwek en een veel hogere elektriciteitsvraag, zowel in Nederland als in de ons omringende landen. De LOLE stijgt tot een waarde van 3,2 uur, maar de LOLE norm wordt nog niet overschreden. Twee gevoeligheidsvarianten van het ND scenario waarin enerzijds een vertraagde ontwikkeling van RES vermogen wordt verondersteld en anderzijds minder flexibel vermogen in de vorm van batterijen tot stand komt, laten een lichte overschrijding van de LOLE norm zien. Deze gevoeligheidsvarianten tonen allereerst aan dat een snellere ontwikkeling van elektrificatie kan leiden tot een toename van leveringszekerheidsrisico's. Ook wordt de noodzaak onderstreept van voldoende investeringen in flexibel vermogen, zoals batterij opslag of (industriële) DSR. Tenslotte hebben de analyses aangetoond dat extra geïnstalleerd vermogen in de vorm van zonne- en windenergie gecombineerd met opslag een belangrijke positieve factor voor het niveau van leveringszekerheid levert.

In deze monitoring is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om het effect te kunnen bepalen van het flow-based capaciteitsberekeningsmechanisme ten opzichte van een NTC model. Daarbij zijn alle scenario's voor het zichtjaar 2025 doorgerekend. Uit de analyse blijkt dat LOLE en EENS in één van de scenario's verdubbelden door het toepassen van de flow-based methodiek. Hoewel dit nog niet direct weergeeft dat deze methodiek altijd beperkender resultaten levert voor leveringszekerheid, geeft het wel aan dat de rekenmethode voor grenscapaciteit een belangrijke invloed heeft op de berekende parameters. In de monitoring rapportage van volgend jaar zullen op flow-based gebaseerde modellen worden gebruikt voor alle te analyseren scenario's.

5.2 Advies

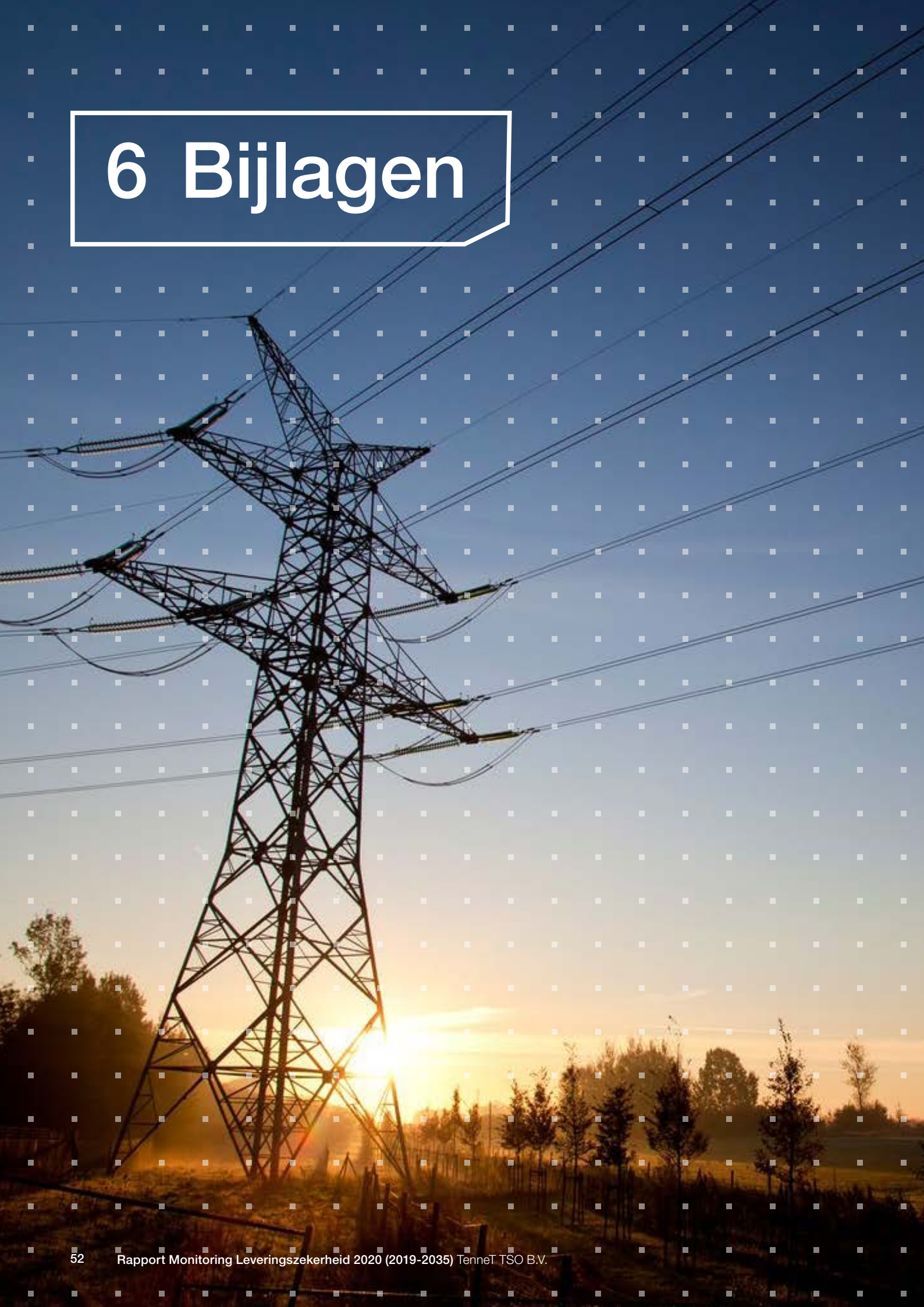
De resultaten van de monitoring leveringszekerheid geven TenneT geen directe aanleiding om de overheid te adviseren maatregelen te treffen om de leveringszekerheid op de korte tot middellange termijn (2022-2025) in Nederland te waarborgen.

De verdere afname van het conventionele vermogen resulteert op de middellange tot lange termijn (2025-2030) in een grotere wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen. Ook voor Nederland ontstaan daarmee grotere risico's voor de leveringszekerheid. In dit kader is het belangrijk dat de voorgenomen verhogingen van de Nederlandse interconnectiecapaciteiten ook daadwerkelijk gerealiseerd worden.

Daarnaast is het belangrijk om de ontwikkelingen in het buitenland ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van stuurbare bronnen, bijvoorbeeld uitfasering koleneenheden en sluiting kerncentrales, nauwlettend te blijven volgen.

Richting 2030 is er sprake van een afname van de leveringszekerheid. Snellere ontwikkeling van niet flexibele elektrificatie dan tot dusver wordt geraamd in de KEV2021 kan leiden tot een verdere toename van leveringszekerheidsrisico's. Beleid gericht op versnelling van elektrificatie zal daarom hand-in-hand moeten gaan met beleid dat resulteert in voldoende flexibiliteit aan zowel aanbod- als vraagzijde om de leveringszekerheid te ondersteunen.

6 Bijlagen



6.1 Bijlage 1

Marktontwikkelingen binnenland

In onderstaande tabel wordt de vernieuwde elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven. Hierin wordt meer informatie over de elektriciteitsproductie en de in- en uitvoer van elektriciteit gegeven, op basis waarvan het binnenlandse elektriciteitsverbruik inclusief netverliezen wordt bepaald¹⁹.

Volgens het CBS zijn de cijfers tot en met 2018 definitief en de data van 2019 en 2020 kennen een voorlopig karakter.

TenneT hanteert voor de binnenlandse elektriciteitsvraag in de monitoring de CBS-gegevens als volgt: de som van het netto elektriciteitsverbruik plus de netverliezen ofwel de netto productie plus het saldo van de uitwisselingen (saldo in- en uitvoer). In de voorgaande edities van de monitoring werd de binnenlandse vraag gebaseerd op de toen uitgegeven "oude" Elektriciteitsbalans, waarbij uiteindelijk dezelfde grootte van de elektriciteitsvraag werd gebruikt, alleen berekend via een andere benadering, namelijk: het "Totaal verbruik" minus het verbruik "Bij de productie" (netto verbruik).

Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik [in GWh]

Onderwerp	2016	2017	2018	2019**	2020**
Bruto productie	115213	117260	114102	121062	122642
Eigen verbruik bij elektr.productie	4181	3795	3411	3489	3404
Netto productie Netto productie, totaal	111032	113465	110692	117573	119237
Netto productie Kernenergie	3750	3278	3395	3701	3864
Netto productie Brandstoffen Brandstoffen, totaal	96122	95895	92428	96463	91384
Netto productie Brandstoffen Kolen	37659	32616	29214	19265	9557
Netto productie Brandstoffen Olieproducten	1241	1154	1266	1386	1320
Netto productie Brandstoffen Aardgas	51491	56755	56259	69173	71024
Netto productie Brandstoffen Biomassa	4248	3926	3922	5059	7834
Netto productie Brandstoffen Ov. (niet-hernieuwb.)	1484	1443	1767	1576	1649
Netto productie Waterkracht	100	61	73	73	47
Netto productie Windenergie Windenergie, totaal	8170	10569	10548	11507	15338
Netto productie Windenergie Windenergie op land	5901	6869	6918	7936	9858
Netto productie Windenergie Windenergie op zee	2269	3700	3630	3574	5484
Netto productie Zonnestroom	1602	2204	3707	5335	8145
Netto productie Overige bronnen	1288	1459	536	494	461
Invoer Invoer, totaal	24258	22458	26755	20403	19773
Invoer België	3029	2170	1776	4527	3782
Invoer Denemarken	0	0	0	618	2082
Invoer Duitsland	16892	15116	20912	12238	8749
Invoer Verenigd Koninkrijk	140	191	190	383	540
Invoer Noorwegen	4197	4981	3875	2633	4621
Uitvoer Uitvoer, totaal	19343	18952	18785	19549	22435
Uitvoer België	9965	10251	10784	6989	7806
Uitvoer Denemarken	0	0	0	671	1054
Uitvoer Duitsland	1337	1362	734	4397	8678
Uitvoer Verenigd Koninkrijk	7761	7224	6931	6148	4789
Uitvoer Noorwegen	281	114	334	1339	112
Distributieverliezen	5434	5414	5334	5060	5055
Netto verbruik (CBS berekening)	110513	111557	113327	113368	111520
*) voorlopige cijfers **) nader voorlopige cijfers (nb: laatste fase voor definitief)					
Verbruik t.b.v. Monitoring (berekening TenneT) [Netto verbruik + Distributieverliezen]	115947	116971	118662	118427	116575

Bron: CBS [21-09-2021]

19 CBS data: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/84575NED/table?ts=1572525243721>



6.2 Bijlage 2 Tabellen achter de grafieken

Tabel 6-1 behorende bij Figuur 3-1: Ontwikkeling Nederlandse elektriciteitsvraag in de scenario's in TWh

Steekjaar	2022		2025		2030	
	KA0 KA1	KA0 KA1	KA0 KA1 KA2	IPKA0	IPND0 IPND1 IPND2	
Huishoudens	22,0	20,6	19,5	20,8	20,8	
Diensten	31,6	30,9	30,3	35,0	35,0	
Industrie	38,6	40,1	42,1	32,8	29,8	
Overig	18,8	20,9	22,0	16,8	18,1	
Datacenters	2,2	2,2	2,2	13,6	26,1	
Elektrisch vervoer	1,7	2,7	5,6	8,8	13,0	
Warmtepompen	3,7	4,0	7,3	6,7	9,0	
Power-to-heat	0,0	0,0	3,2	4,4	17,0	
Power-to-gas	0,0	0,0	0,0	10,2	10,9	
Totaal	118,5	121,3	132,2	149,1	179,7	

Tabel 6-2 behorende bij Figuur 3-3: Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2020-2022

Opgesteld vermogen [GW}	2020	2021	2022
Nucleair	0,5	0,5	0,5
Steenkool & bio-bijstook	4,0	4,0	4,0
Gas (operationeel)	16,0	17,9	17,6
Gas (niet-operationeel)	2,6	0,7	0,9
Afvalverbranding	0,8	0,8	0,8
Biomassa/biogas	0,6	0,6	0,6

Tabel 6-3 behorende bij Figuur 3-4 Ontwikkeling van het opgesteld operationeel vermogen in GW

Steekjaar	2022		2025		2030				
	KA0	KA1	KA0	KA1	KA0 KA2	KA1	IPKA0	IPND0 IPND2	IPND1
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Steenkool & bijstook	4,0	4,0	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas (methaan)	17,6	16,0	15,9	14,3	14,3	12,7	14,5	12,7	12,7
Waterstof	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4
Wind op land	5,3	5,3	6,4	6,4	7,2	7,2	8,8	11,6	8,8
Wind op zee	3,1	3,1	6,8	6,8	11,6	11,6	11,5	16,6	11,5
Zon PV	14,9	14,9	21,0	21,0	25,2	25,2	30,8	46,2	30,8
Biomassa	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	2,2	2,2
Afvalverbranding	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Totaal	46,7	45,1	56,0	54,4	60,1	58,5	67,5	91,9	68,7

Tabel 6-4 toont de ontwikkeling van het opgestelde vermogen in het IPKA0-scenario, waarbij de waarden bij het vermelde jaar geldig zijn per 1 januari.

Tabel 6-4. Ontwikkeling opgesteld vermogen (operationeel en niet-operationeel vermogen) IPKA0-scenario

jaar	operationeel vermogen			niet operationeel vermogen (mothball)	wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvlak					
	totaal	zon-PV/ wind/ water	thermisch proces		thermisch proces (nucleair, fossiel, waste)				zon-PV/ wind/ wa	totaal
					nieuw	mothball	amovering	saldo		
	GW	GW	GW		GW	GW	GW	GW	GW	GW
2019	34,3	11,7	22,5	2,7	0,2	0,1	-0,2	0,2	2,7	2,9
2020	39,1	17,3	21,8	2,7	0,3	0,0	-1,1	-0,7	5,5	4,8
2021	45,9	22,2	23,7	0,7	0,1	2,0	-0,2	1,9	5,0	6,8
2022	50,6	27,2	23,4	1,0	0,0	-0,3	0,0	-0,3	5,0	4,7
2023	54,3	30,9	23,3	0,7	0,0	0,2	-0,3	-0,1	3,8	3,7
2024	57,3	34,7	22,6	0,8	0,1	0,0	-0,8	-0,8	3,8	3,0
2025	60,3	38,5	21,8	0,8	0,0	0,0	-0,8	-0,8	3,8	3,0
2027	63,9	43,0	20,9	0,8	0,0	0,0	-0,9	-0,9	4,5	3,6
2030	67,5	51,2	16,3	4,2	0,0	-3,4	-1,2	-4,6	8,2	3,6

Het binnenlandse aanbod (gebaseerd op het IPKA0-scenario) in tabel 6-4 is onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd, dan wel kolenvermogen dat is stilgelegd. Het operationeel vermogen is nader uitgesplitst naar de som van het zon-PV-, waterkracht- en windvermogen en het thermisch vermogen met als brandstof uranium, aardgas, biogas, hoogovengas, procesgas, steenkolen, afval inclusief biomassa.

Naast de totale hoeveelheden operationeel en niet-

operationeel vermogen zijn rechts in de tabel de jaarlijkse wijzigingen (toename of afname per tijdvak) in operationeel vermogen weergegeven voor de categorieën thermisch, zon-PV/wind/waterkracht en totaal. Daarbij is de categorie thermisch verder uitgesplitst in nieuw(bouw), mothball (geconserveerd) en geamoveerd vermogen. Een positief getal in de categorie mothball geeft aan dat er in betreffend tijdvlak meer vermogen is gedeconserveerd dan er is geconserveerd. Netto is het operationele vermogen dus toegenomen. In tabel 6-4 is het kolenvermogen per 2030 ondergebracht bij "niet-operationeel vermogen".

Tabel 6-5 behorende bij figuren 4-1 en 4-2. Nederlandse LOLE en EENS voor 2022, 2025 en 2030 in alle varianten van de KA en ND scenario's.

Jaar	Scenario	Variatie	LOLE (uur)	LOLE P95 (uur)	EENS (GWh)	EENS P95 (GWh)
2022	KA	KA0	0,00	0,00	0,00	0,00
		KA1	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	KA	KA0	0,01	0,00	0,01	0,00
		KA1	0,07	0,00	0,05	0,00
2030	KA	KA0	1,35	7,50	2,83	17,73
		KA1	2,00	11,00	5,33	32,19
		KA2	1,57	8,50	3,43	19,84
	IPKA	IPKA0	0,00	0,00	0,00	0,00
		IPND0	3,23	20,00	6,31	44,74
		IPND	IPND1	4,61	28,00	9,30
IPND2	5,77	27,50	13,56	83,02		



6.3 Bijlage 3

Uitgangspunten en resultaten studie naar conservering van vermogen

Ten behoeve van de monitoring heeft TenneT in 2017 een externe analyse laten uitvoeren naar mogelijke opties voor het (de)conserveren van conventioneel productievermogen onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtneming van de kosten voor groot onderhoud voor gasgestookte eenheden. Een onafhankelijke consultant (UMS Group) heeft een analyse naar de relevante kosten en zogenaamde *value drivers* voor gascentrales groter dan 100 MW uitgevoerd op basis van hun expertise en openbare gegevens. De resultaten werden individueel gevalideerd door de betreffende producenten, op basis waarvan een model werd ontwikkeld voor TenneT om de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid

in bepaalde scenario's beter in te schatten. Aan de hand van een matrix met de verschillende modi van "preservation" (status van conservering; zie bijlage 3) kunnen de individuele gasgestookte eenheden worden ingedeeld naar diepte van conservering, herstarttijd, kosten en risico's. Op basis van de ontwikkeling van de marktprijzen, waarmee de *forward spark spread* berekend wordt, en het moment dat groot onderhoud benodigd is, kan met het model een overzicht worden verkregen over de kansen op enerzijds het herstarten van een geconserveerde eenheid en anderzijds het conserveren van een operationele eenheid. Inzichten uit de analyse zijn gebruikt voor het ontwikkelen van de gevoeligheidsanalyse. Zie de toelichting op de volgende bladzijden.

Background: Operating & Preservation Modi of plants							
Preservation modus determines restart time & costs							
Modus	Description	Time horizon	Restart	Costs In (mln€)	Cost Out (mln€)	Monthly costs (*)	Key Risks
0-Wet	Normal operation (including weekend stops)	days	hour	n.a.	Hot starts fuel costs	BAU (~1 mln€, excluding fuel & carbon)	n.a.
1-Wet	"prolonged weekend stop". Preservation under steam.	weeks	hours	Only some fuel costs	Start up fuel costs (cold start)	BAU (~1 mln€)	Waiting too long to go to mode 2
2a-Wet	Preservation under Nitrogen.	months~ year	days	0.6	2	80-90 k€, plus staff (allocate to other work)	Corrosion, costs of consumables
2b-Dry	Remove all water. Use not required staff on other location.	months~ year	Weeks/ months	0.7	2	50-80 k€, plus 'left over' staff	Low risk, Slower start
3-Dry	Remove all water, disconnect, seal, package, no staff	> year	Year(s)	2	3 – 15	40 k€	Long restart time (new staff, major revisions etc.)
4-Dry & Cannibalization	Remove all water, disconnect, seal, minimize monthly costs; sell parts re-actively. No staff.	"For ever"	years	1.2	> 15	40 k€, but income from selling parts	Long & risky restart (time & money)

(*) Above values are indicative values for a 2*400 MW CCGT (excl. depreciation, excl. major maintenance). UMS 'best practice' values

© UMS Group Inc., All Rights Reserved

Additional Considerations

- Spark Spread is moving daily
- Asset Owners typical sell their spark spread in the forward market, starting 2-3 years in advance
- For the actual achieved spark spread, you hence have to look at “moving averages” for the forward market coming 2-3 years
- Forward Spark Spread is typically 2/3 of the income; shaping, flex, optionality value etc are 1/3
 - Provided you have good trading infrastructure
 - First plant provides most value (yellow pie vanishes after first 2 units, plus small part of orange)
 - The higher the spark spread, the lower the optionality value
- Rule of thumb to estimate Income of Power Plant:
 - First two units in Portfolio: Forward spark spread (average coming 2 years) with 1.5 (optionality factor)
 - Following units in Portfolio: Forward spark spread (average coming 2 years) with 1.4
- Please note that the **optionality factor** 1.4/1.5 varies with the risk appetite of the asset owner; an asset owner with limited trading infrastructure or low risk appetite will have factor 1.2



“Risk for Preservation”



Forward Spark Spread in combination with Major Maintenance Event is key driver

- Planning for a Major Maintenance Event (MME) starts typical 1 year in advance. If the forward spark spread does not indicate ample revenues to earn back those costs before the next MME, preservation discussion is started.
 - As rule of thumb, we take 3 years for pay back of MME
- So if “Income Next Year” < “Costs Next Year” + 0.33 * MME costs and next MME is within 12 months, long term preservation will be considered.
 - Especially if spot spark spread has been low (so plant made few running hours)
- Other triggers
 - End of PPA agreements
 - End of Steam Supply agreements (CHP)
- If plant is part of a bigger portfolio, lower hurdle to mothball
 - Other plants will still provide flexibility (and benefit from slightly higher revenues)
 - Staff can be more easily re-allocated
 - Less risk of losing critical knowledge
 - More leverage on suppliers



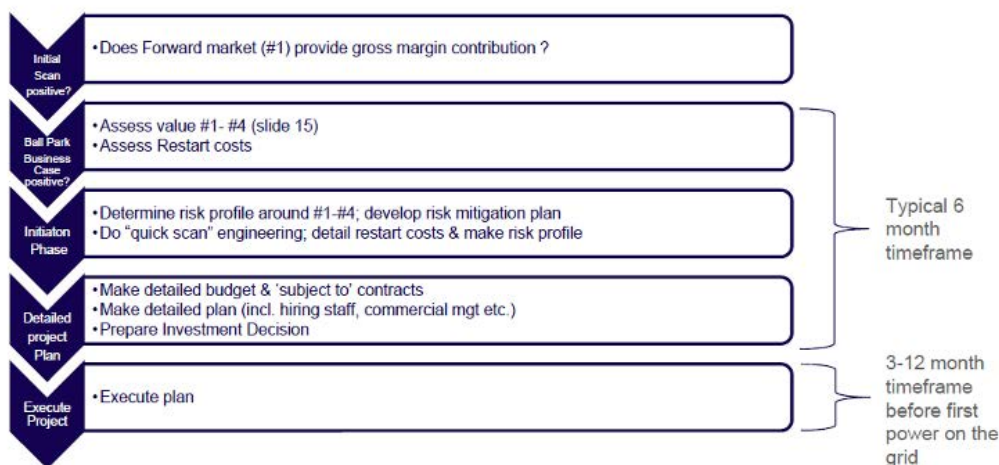


Considerations in decision for Re-start

- Momentum & Risk profile; how fast is forward spark spread fluctuating, how has spot spark spread been (typical question: how would the plant have ran previous year?)
- Partner/Hedging strategy.
 - Nightmare scenario 1: spark spread collapses in months after investment decision
 - Nightmare scenario 2: power is sold forward, market moves up further, but technical problems cause delay in plant coming on the grid
 - A risk taking partner provides comfort to internal stakeholders
- Staffing considerations
- LTSA contracts/Support of OEM/Support of Engineering firms
 - Still having a (“mothballed”) LTSA provides comfort (documentation, support etc.)
 - SCADA/IT outdated ?
- Quality of preservation process
 - Preservation Protocol in place ?
 - Staff still available in organization ?
- Various other elements (time to first positive cashflow, license risks etc.)



Even if Re-start is attractive, it takes 1-2 years to come back on grid after long term preservation



6.4 Bijlage 4: Flow-based marktkoppeling in de praktijk en in simulatie

In deze bijlage worden de principes van flow-based marktkoppeling uitgelegd. Vervolgens wordt besproken hoe deze methodiek door TenneT wordt gesimuleerd.

6.4.1 Flow-based marktkoppeling in de praktijk

In Europa loopt een groot deel van de handel in elektriciteit op de day-ahead (DA) markt via power exchanges (PXs). Deze platforms koppelen vraag en aanbod uit heel Europa met als doel een zo hoog mogelijke sociale welvaart te bewerkstelligen. Om in deze handel te voorzien en de geproduceerde elektriciteit daadwerkelijk bij de gebruiker te krijgen is een fysieke infrastructuur van hoogspanningsnetwerken nodig. Netwerkbeheerders hebben de verplichting om zodanig in netwerkcapaciteit te investeren zodat het net in staat is de verhandelde elektriciteit binnen de grenzen van zogenaamde biedzones naar de gebruiker te transporteren. Worden deze vermogens echter over grenzen heen verhandeld dan kan het fysieke netwerk als beperking gelden voor deze handel.

Vóór 2015 werden deze beperking weergegeven door het bepalen van maximale vermogens die tussen twee zones uitgewisseld kunnen worden. In een vermaasd netwerk zoals het Europese hoogspanningsnet volgen de fysieke stromen echter niet noodzakelijk dezelfde route als de economische transactie, elektriciteit volgt namelijk de weg van de minste weerstand. Dit betekent bijvoorbeeld dat elektriciteit die door een producent in Nederland is verkocht aan een afnemer in België, niet alleen over de directe grensverbindingen tussen beide landen loopt, maar ook gedeeltelijk via Duitsland en Frankrijk naar België.

Om deze fysieke effecten van export en import mee te nemen in het marktkoppingsalgoritme is sinds 2015 flow-based marktkoppeling van toepassing voor de CWE landen (Nederland, Luxemburg/Duitsland, België, Frankrijk en Oostenrijk) op de DA markt. Het gebied met flow-based marktkoppeling wordt naar verwachting in Q1 2022 uitgebreid naar de CORE regio. De CORE regio bevat naast de CWE landen ook Kroatië, Tsjechië, Hongarije, Polen, Roemenië, Slowakije en Slovenië.

Waar de beperkingen voor internationale handel voorheen werden bepaald door het vermogen op de grenzen, kan nu ieder netwerkelement van het hoogspanningsnetwerk dienen als beperking. De beperkingen in de flow-based marktkoppeling wordt voor ieder uur bepaald op twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2). Voor ieder netwerkelement dat relevant is voor internationale handel wordt voor beide stroomrichtingen bepaald welke impact een verandering van export positie van alle CWE landen zou hebben op de vermogensstromen over dit element (Power Transfer Distribution Factor, PTDF). Verder wordt voor ieder van deze elementen bepaald hoeveel vermogen beschikbaar is voor uitwisseling tussen de CWE landen (Remaining Available Margin, RAM). Dit wordt zowel voor een situatie zonder uitval als voor het geval van een enkelvoudige storing (N-1) bepaald. Aan de hand van deze gegevens kan berekend worden binnen welke grenzen de exportpositie van de CWE landen moet blijven om te voorkomen dat netwerkelementen overbelast zullen raken. Het marktalgoritme zal de exportposities van biedzones zodanig houden, dat dergelijke overbelastingen niet meer zullen plaatsvinden. Waar een netwerkelement daadwerkelijk een beperking oplevert voor internationale uitwisseling, kunnen prijzen voor elektriciteit gaan verschillen tussen verschillende biedzones. Op deze manier beperkt het marktkoppingsalgoritme de internationale handel ten behoeve van de netveiligheid.

Er zijn twee fundamentele verschillen tussen de flow-based en de NTC methodiek. Ten eerste kan handel niet alleen beperkt worden door de beschikbare capaciteit op de grens, maar is ieder netwerkelement mogelijk bepalend voor de export of import van iedere zone binnen het flow-based gebied. Ten tweede, waar iedere NTC beperking voorheen onafhankelijk was, zijn de beperkingen nu afhankelijk van elkaar. Zo kan het zijn dat er geen toename van export van Duitsland naar Nederland mogelijk is, doordat de export vanuit Duitsland naar Frankrijk een beperking heeft opgeleverd. De stijging van de netto positie van Duitsland heeft immers ook een impact op de vermogens over de grens met Frankrijk.

6.4.2 Simulatie van flow-based marktkoppeling

De simulatie van de beperking voor flow-based marktkoppeling betekenen een uitbreiding van de simulatieketen. Een fundamenteel verschil tussen

het modelleren van grenscapaciteiten aan de hand van NTCs en de flow-based methodiek is dat naast de logica van de markt, de logica van het netwerk meegenomen moet worden in de marktsimulaties. Een tweede fundamentele verschil in de modellering heeft te maken met de afhankelijkheid tussen de berekende flow-based parameters en historisch behaalde marktresultaten. Om te kunnen bepalen hoeveel vermogen er beschikbaar is op netwerkelementen en hoe een toename of afname van de exportpositie gespreid wordt over een biedzone zijn recente historische gegevens nodig. Voor de berekeningen van de flow-based parameters in het operationele algoritme worden gegevens gebruikt uit de marktresultaten van twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2). Voor simulaties van toekomstige scenario's zijn er echter geen historische resultaten beschikbaar en moet daarom een andere methode worden gebruikt om deze basecase te bepalen. Voor flow-based marktsimulaties wordt daarom een initiële marktsimulatie uitgevoerd op basis van de NTC methodiek. De resultaten van deze initiële simulatie dienen als input om de flow-based parameters te kunnen bepalen. In een tweede, uiteindelijke marktsimulatie worden in plaats van NTC waarden de beperkingen gebruikt die volgen uit de berekeningen over de eerste marktsimulatie. Er geldt dus een eenmalige iteratie van marktsimulaties. Omdat een herhaling van al deze stappen niet haalbaar is voor alle 700 iteraties per scenario is in deze studie gebruikt gemaakt van typische flow-based domeinen. Hierbij is op basis van de initiële simulatie een selectie gemaakt van domeinen die representatief zijn voor een verscheidenheid aan situaties. Deze typische flow-based domeinen zijn in deze editie van de monitoring leveringszekerheid gemaakt door de Belgische TSO ELIA voor de ERAA. Omdat het KA0 en KA1 scenario sterk verwant zijn aan de ERAA, worden deze geacht van toepassing te zijn voor deze studie.



6.5 Bijlage 5

Bronvermelding gebruikte gegevens

Voor de monitoring is onder meer gebruik gemaakt van de volgende bronnen:

- BlueTerra Energy Experts (2020), WKK Barometer: Marktpositie WKK voorjaar 2020. Zie: https://www.kasalsenergiebron.nl/content/user_upload/WKK_Barometer_rapport_marktontwikkeling_2020_6-4-2020.pdf
- CBS (2021), Elektriciteit; productie en productiemiddelen. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/37823wkk>
- CBS (2021), Groei aantal stekkerauto's zet door. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2021/41/groei-aantal-stekkerauto-s-zet-door>
- CBS (2021), Warmtepompen; aantallen, thermisch vermogen en energiestromen. Zie: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/82380NED/table>
- CBS (2021), Windenergie op land; productie en capaciteit. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/71227ned>
- CBS (2020), Zonnestroom; vermogen bedrijven en woningen, regio (indeling 2019). Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/84783NED>
- CBS (2021), Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/85005NED?dl=55D77>
- CBS (2021), Hernieuwbare Energie in Nederland 2020. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/aanvullende-statistische-diensten/2021/hernieuwbare-energie-in-nederland-2020>
- CertiQ (2021), Data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk).
- Dutch datacenters (2021), Energieverbruik datacenters. Zie: <https://www.dutchdatacenters.nl/thema-energie/>
- DNV GL (2020), De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespons aan leveringszekerheid. Zie: <https://www.dnvgl.nl/publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagrespons-aan-leveringszekerheid-190657>
- ENTSO-E (2020), Mid-term Adequacy Forecast 2020 report. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/#download>
- ENTSO-E (2020), Mid-term Adequacy Forecast 2020. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
- ENTSO-E (2021), ERAA2021. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>
- ENTSO-E (2020), TYNDP2020 Zie: <https://www.entsoe.eu/>
- Europees Parlement en de Raad (2019), *Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit*. Zie: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=nl>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (juli 2021), Kamerbrief van MEZK aan Tweede Kamer over de aanpassingen van de monitoring om in de veranderende elektriciteitsmarkt, de leveringszekerheid goed te kunnen blijven monitoren. Zie Kamerstuk 29023, nr. 269: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29023-269.html>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2019), *Actieplan: Verhoging van de beschikbaarheid van zone-overschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteitshandel*. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-economische-zaken-en-klimaat/documenten/publicaties/2019/12/20/actieplan-verhoging-beschikbaarheid-zone-overschrijdende-transportcapaciteit-elektriciteitshandel>
- Ministerie van Infrastructuur en Milieu (2014), *Structuurvisie Windenergie op Land*. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2014/03/31/bijlage-1-structuurvisie-windenergie-op-land>
- PBL (2021), *Klimaat- en Energieverkenningen 2021*. Zie: <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2021>
- PBL (2021), *Tabellenbijlage Klimaat en Energieverkenning 2021*. Zie: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-klimaat-en-energieverkenning-tabellenbijlage-v2-december2021-4746.ods>
- Pentilateral Energy Forum Support Group 2 (2020). *Generation Adequacy Assessment*. Zie: https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf



- RES (2021) nationaal programma Regionale Energie Strategie (RES). Zie: <https://regionale-energiestrategie.nl/home/default.aspx>
- Rijksoverheid (2021), Monitor Wind op Land 2020. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/06/01/monitor-wind-op-land-over-2020>
- Rijksoverheid (2021), *Monitor Zon-pv 2021 in Nederland van RVO – september 2021* <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/09/23/monitor-zon-pv-in-nederland>
- Rijksoverheid (2019), Klimaatakkoord. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatverandering/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
- TenneT (2003-2020), Edities van de rapportages *Monitoring Leveringszekerheid* 2003 tot en met 2020, Zie: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/rapport-monitoring-leveringszekerheid/>
- TenneT (2021), *TenneT Annual Market Update 2020 - Electricity market insights*. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Annual_Market_Update_2020.pdf
- TenneT (2019), *TenneT Flexibility Monitor - A first step towards quantifying flexibility in the Dutch electricity system*. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf
- TenneT (2021), Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk).
- TenneT (2021), *Gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (vertrouwelijk)*.
- TenneT (2021), Gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (vertrouwelijk).
- TenneT (2021), *Ontwerp Investeringsplan Net op land 2022-2031*. Zie: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Investeringsplannen/IP_november_2021/IP2022_NOL_consultatieversie_1-11-2021.pdf
- UMS Group (2017), *Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of "Monitoring Leveringszekerheid"* (Resultaten van het onderzoek naar conserveringen deels vertrouwelijk).
- *Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie* (2019). Zie: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905>

TenneT TSO B.V.
December 2021

Telefoon: (0800) 836 63 88
Email: communicatie@tennet.eu

Of bezoek de website www.tennet.eu

