

# Monitoring Leveringszekerheid 2022



# Monitoring Leveringszekerheid 2022 (2025-2030)

TenneT TSO B.V.

Versie: final 1-12-2022  
ESP-2022-013  
December 2022

TenneT TSO B.V.  
(0800) 836 63 88  
[communicatie@tennet.eu](mailto:communicatie@tennet.eu)  
[www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)

# Voorwoord

Leveringszekerheid heeft momenteel terecht de volle politieke en maatschappelijke aandacht. Sinds de Russische aanval op Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis ligt onze afhankelijkheid van andere landen voor de energievoorziening duidelijk aan de oppervlakte en is leveringszekerheid van energie minder vanzelfsprekend dan voorheen. Het streven om de klimaatdoelen te halen, waarbij we niet of veel minder afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen is alleen reëel met sterke Europese samenwerking. Hieruit komen nieuwe uitdagingen naar voren die de komende jaren steeds meer aandacht vragen.

Zo is in Nederland het gebruik van kolen in 2030 niet langer toegestaan voor makkelijk stuurbare elektriciteitsproductie en wordt het elektriciteitssysteem steeds meer voorzien door weersafhankelijke (variabele), duurzame bronnen, zoals wind en zon. Tegelijkertijd neemt de vraag naar elektriciteit toe door elektrificatie van de industrie, elektrische mobiliteit en verwarming. In het buitenland spelen vergelijkbare ontwikkelingen en worden in Duitsland bijvoorbeeld de kerncentrales definitief gesloten.

Aan de hand van de Monitoring Leveringszekerheid analyseert TenneT jaarlijks de leveringszekerheid van elektriciteit middels een aantal toekomstige scenario's. Tot en met 2025 is de leveringszekerheid in Nederland zeer hoog. Tussen 2025 en 2030 neemt deze echter zodanig af dat vanaf 2030 tekorten kunnen ontstaan, waardoor mogelijk niet op alle uren van het jaar volledig aan de gewenste elektriciteitsvraag in Nederland kan worden voldaan. Hoe vaak en hoe omvangrijk toekomstige tekorten zullen zijn, wordt beïnvloed door de daadwerkelijke ontwikkelingen in opslag, interconnectie, vraagsturing en (des)investeringsbeslissingen (sluiten van centrales) zowel in Nederland als in het buitenland. De risico's rondom deze ontwikkelingen zijn toegenomen ten opzichte van eerdere edities van de monitoring, met name door voorziene ontwikkelingen in het buitenland. De boodschap is dan ook dat we actief beleid moeten voeren dat leidt tot investeringsbeslissingen, al dan niet Europees, om de toekomstige leveringszekerheid veilig te stellen.

Beleid zal zich met name moeten richten op flexibilisering van de vraag, ontwikkeling van opslag en mogelijk stimulering van flexibele opwekcapaciteit. Welke bronnen van flexibiliteit zullen worden gebruikt om de leveringszekerheid richting 2030 te ondersteunen, staat open voor discussie. Tegelijkertijd kan bijvoorbeeld de uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met het Verenigd Koninkrijk of Scandinavië een belangrijke bijdrage leveren aan leveringszekerheid in de jaren die volgen op 2030.

Intussen houdt TenneT nadrukkelijk de vinger aan de pols van de energiemarkt en rapporteert over de ontwikkelingen met betrekking tot leveringszekerheid; op de korte termijn via de ENTSO-E Seasonal Outlooks en op de langere termijn in de Monitoring Leveringszekerheid en de ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment.

Maarten Abbenhuis  
COO TenneT



# Advies

De resultaten van de *Monitoring Leveringszekerheid* geven TenneT geen directe aanleiding het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 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 thermisch regelbaar productievermogen en toename van de vraag resulteert op de middellange tot lange termijn (2025-2030) in een grotere wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen. In de ons omringende landen is er ten opzichte van de vorige monitoring sprake van een versnelling van de afname van beschikbaar regelbaar vermogen, waardoor de leveringszekerheidsrisico's voor Nederland toenemen. Het is daarom belangrijk om de ontwikkelingen in het buitenland, ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van regelbaar vermogen, bijvoorbeeld extra buitenbedrijfstellingen van conventionele eenheden en sluiting van kerncentrales, nauwlettend te blijven volgen.

De afname van de leveringszekerheid leidt rond 2030 voor het eerst in een centraal scenario tot een overschrijding van de leveringszekerheidsnorm. De mate van overschrijding van de norm hangt nauw samen met de aanname voor de beschikbare hoeveelheid flexibiliteit, bijvoorbeeld uit batterijcapaciteit of beschikbare vraagsturing. De huidige aannames zijn onder andere gebaseerd op aanvragen van marktpartijen voor aansluiting van batterijcapaciteit. De daadwerkelijk realisatie is onzeker. Het is daarom van belang dat er actie wordt ondernomen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit aan de vraag- en aanbodzijde kan realiseren om de leveringszekerheid te blijven waarborgen.

# Advice

The results of the *Monitoring Leveringszekerheid* do not give an immediate reason to advise the Ministry of Economic Affairs and Climate to take measures to safeguard resource adequacy in the short to medium term (2022-2025) in the Netherlands.

Further declines of the conventional production capacity and increases in electricity demand in the medium to long term result in a greater mutual dependence between Northwest European countries to secure resource adequacy. In our neighbouring countries, compared to the previous monitoring, an acceleration in the decrease of available flexible production capacity is apparent, increasing the risks for maintaining resource adequacy in the Netherlands. It is therefore important to continue closely monitoring the developments abroad with respect to new national policy intentions that could lead to a further reduction of flexible production resources, such as additional decommissioning of conventional units and closure of nuclear power plants.

The decline of resource adequacy for the first time leads to an exceedance of the reliability standard in a central scenario for 2030. The degree of this exceedance is closely related to the assumptions regarding the amount of available flexibility, for example from battery capacity or demand side response. The current assumptions are based in part on customer requests for grid connections from market parties. However, the actual realization is uncertain. It is therefore important action will be taken to ensure that the market is able to timely realize adequate demand side and/or the supply side flexibility to ensure resource adequacy.



# Inhoud

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Proces Monitoring Leveringszekerheid</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Scenario's</b>	<b>12</b>
3.1	Verhaallijnen	13
3.2	Ontwikkelingen vraag	14
3.3	Ontwikkelingen aanbod	16
3.4	Ontwikkelingen flexibiliteit	17
3.5	Gevoeligheidsanalyse	18
<b>4</b>	<b>Analyse resultaten</b>	<b>19</b>
4.1	Hoofddresultaten	20
4.2	Economische levensvatbaarheidsanalyse	28
4.3	Conclusie leveringszekerheidsrisico's	29
<b>5</b>	<b>Conclusies en advies</b>	<b>31</b>
5.1	Conclusie	32
5.2	Advies	32
	<b>Bronnen</b>	<b>34</b>
	<b>Bijlage 1 Methodiek</b>	<b>37</b>
	B 1.1 Monte-Carlomarktsimulaties	37
	B 1.2 Indicatoren en analyses	38
	<b>Bijlage 2 Scenario details</b>	<b>40</b>
	B 2.1 Databronnen	40
	B 2.2 Vraag	41
	B 2.3 Aanbod	41
	B 2.4 Flexibiliteit	43
	B 2.5 Interconnectiecapaciteit	43
	B 2.6 Andere economische aannames	44
	B 2.7 Buitenland	44
	<b>Bijlage 3 Methodiek economische levensvatbaarheidsanalyse</b>	<b>48</b>
	B 3.1 Elektriciteitsmarktinkomsten	49
	B 3.2 Optionaalietswaarde	50
	B 3.3 Ondersteunende diensten en balanceringsmarkt	50
	B 3.4 Overige inkomsten	51





# 1 Inleiding





De elektriciteitssector en andere sectoren binnen de energiewereld veranderen snel en met grote impact op de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem. Verstoringen hebben op dit moment grote gevolgen voor de leveringszekerheid, zoals de beschikbaarheid van brandstoffen door de spanningen op het wereldtoneel en beperkte beschikbaarheid van Europese nucleaire opwekcapaciteit.

Daarnaast zijn er meerdere factoren die de leveringszekerheid ook op lange termijn blijvend onder druk kunnen zetten. Dit speelt gedeeltelijk vanwege, maar in ieder geval tegelijkertijd met een van de belangrijkste omwentelingen van het energiesysteem ooit. Warmtevoorziening, mobiliteit en industrie worden in steeds grotere mate afhankelijk van het elektriciteitssysteem, terwijl het aandeel van regelbaar vermogen juist terugloopt door markt-omstandigheden en beleidskeuzes ten behoeve van de energietransitie. Ondertussen neemt de druk vanuit het klimaat, de maatschappij en politiek om de energietransitie te versnellen alleen maar toe. Kortom, de leveringszekerheid wordt steeds belangrijker voor een succesvolle transitie naar een duurzaam elektriciteitssysteem, maar staat steeds verder onder druk.

Om inzicht te geven in de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem van Nederland voert TenneT een jaarlijkse monitoring uit van de middellange- en lange-termijn-leveringszekerheid. Dit is een wettelijke taak, zoals beschreven in de Elektriciteitswet 1998<sup>1</sup> en de Europese Elektriciteitsverordening<sup>2</sup>. Daarnaast wil TenneT stakeholders inzicht bieden in de ontwikkeling van de leveringszekerheid, dat een belangrijke factor is bij het bepalen van een toekomstig energiesysteem. Deze editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot 2030<sup>3</sup>.

Er bestaat een grote mate van onzekerheid ten aanzien van de toekomstige ontwikkelingen. Naast de bestaande klimaatakkoorden om de opwarming van de aarde en de broeikasgasemissie te beperken, is nieuw beleid ontwikkeld om meer te verduurzamen en minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. In dit rapport wordt daarom een set aan scenario's en gevoeligheden bestudeerd, om een bandbreedte aan mogelijke ontwikkelingen te vatten, zoals heden voorzien voor 2025 en 2030. Naast marktontwikkelingen spelen overheidsbeleid, ontwikkelingen in interconnectiecapaciteit, weerscondities en uitval van productiecapaciteit een belangrijke rol in de analyses.

Het vervolg van het rapport bestaat uit vier onderdelen. In hoofdstuk 2 wordt eerst het proces van de *Monitoring Leveringszekerheid* toegelicht. Een uitgebreidere beschrijving van een aantal stappen in de methodiek is te vinden in bijlage 1. In hoofdstuk 3 worden de scenario's toegelicht die zijn gebruikt in de doorrekeningen. Voor de scenario's zijn de belangrijkste cijfers opgenomen in bijlage 2. Hoofdstuk 4 geeft vervolgens een overzicht van de leveringszekerheidsanalyses. Aan de hand van deze analyses geeft hoofdstuk 5 de hoofdconclusies en wordt een advies aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat gegeven met de betrekking tot de vragen of en welke maatregelen nodig zijn ten behoeve van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem.

1 TenneT voert vanuit haar wettelijke taak tot marktfacilitering jaarlijks een monitoring uit van de langetermijnleveringszekerheid. 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 De Monitoring Leveringszekerheid kijkt echter niet naar de beschikbaarheid van brandstoffen, zoals wordt besproken in hoofdstuk 2





# 2 Proces Monitoring Leveringszekerheid





De *Monitoring Leveringszekerheid* wordt uitgevoerd aan de hand van een vast proces. Een aantal onderdelen uit deze methodiek wordt in detail besproken in bijlage 2.

In het kort bestaat het proces uit de volgende stappen:

1. Verzamelen van gegevens en prognoses van de bij TenneT aangesloten partijen en onderzoek naar gerealiseerde data en toekomstprognoses uit andere bronnen.
2. Samenstellen van scenario's op basis van deze en andere gegevens.
3. Uitvoeren van simulaties van de Europese elektriciteitsmarkt op basis van deze scenario's.
4. Analyse van leveringszekerheidsindicatoren op basis van de resultaten uit de marktsimulaties.
5. Samenstellen van advies.

In de eerste stap vraagt TenneT bij aangeslotenen om gegevens over de geïnstalleerde vermogens van Nederlandse eenheden voor elektriciteitsproductie en over de verbruiksinstallaties. Relevante data over vraag en aanbod, waaronder statistieken en studies met betrekking tot technische en sectorale ontwikkelingen in Nederland en omliggende landen, vormen de uiteindelijke datasets.

Belangrijke input voor de monitoring zijn de prognoses uit de *Klimaat- en Energieverkenning (KEV)* van het PBL, waarin het vastgesteld en voorgenomen beleid in Nederland is opgenomen. Gegevens met betrekking tot het buitenland worden door iedere Transmission System Operator (TSO) voor het eigen marktgebied samengesteld en op uniforme wijze verzameld in de Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB). Deze database dient als basis voor de modellering van het buitenland.

Aan de hand van de nationale beleidsrichtingen en input van stakeholders worden, mede afhankelijk van het doel van de studie, keuzes gemaakt in de te hanteren toekomstscenario's.

De scenario's worden doorgerekend aan de hand van een simulatie van de Europese stroommarkt. De berekeningen optimaliseren voor ieder uur van het scenariojaar in heel Europa<sup>4</sup>, hoe productie-

eenheden, vraagsturing, conversie van elektriciteit, opslag en de uitwisseling van elektrische energie tussen de landen kunnen worden ingezet om aan de vraag te voldoen. Deze jaarrondberekeningen worden aan de hand van een zogenaamde Monte-Carlo-analyse herhaald voor een set van 35 klimaatjaren en 15 verschillende scenario's voor uitval van eenheden, waardoor een spreiding kan worden gevonden over deze mogelijke onzekerheden.<sup>5</sup>

De belangrijkste uitkomsten van deze berekeningen zijn de indicatoren voor leveringszekerheid Loss-of-Load Expectation (LOLE) en Expected Energy Not Served (EENS). Deze indicatoren geven een weergave van de leveringszekerheidsrisico's voor de toekomstige scenario's. Aan de hand van de LOLE indicator wordt bekeken of leveringszekerheid aan de norm voldoet. Verder wordt bekeken in welke omstandigheden de leveringszekerheidsrisico's het grootst zijn en wordt aan de hand van andere indicatoren, zoals de missing capacity, meer diepte gegeven aan de resultaten.

Ondanks de huidige situatie omtrent de energievoorziening door de risico's op brandstoftekorten, is in deze analyse de nadruk gelegd op tekorten van capaciteit en niet expliciet gekeken naar brandstoftekorten. Het doel van de *Monitoring Leveringszekerheid* is voornamelijk om te kijken naar leveringszekerheid op basis van productiecapaciteit. In kortere termijn rapporten zoals de *Seasonal Outlook* van Entso-e wordt besproken wat benodigde gasvolumes zijn voor elektriciteitsproductie. Hieraan levert TenneT ook een bijdrage.

Op basis van de resultaten wordt een advies bepaald aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat ten aanzien van maatregelen om additionele voorzieningen te treffen voor de leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening.

Naast de hierboven beschreven leveringszekerheidsanalyse heeft TenneT in voorgaande edities van de

<sup>4</sup> In de marktsimulaties wordt de markt gelijktijdig geoptimaliseerd voor Nederland, de rest van Europa en een aantal daaraan grenzende landen. In totaal worden 59 biedzones (in de meeste gevallen samenvallend met landsgrenzen) meegenomen.

<sup>5</sup> Voor meer informatie over Monte-Carlo, klimaatjaren, uitvalscenario's en de leveringszekerheidsindicatoren zie bijlage 1.



*Monitoring Leveringszekerheid* aanvullende analyses uitgevoerd naar het risico op conservering van gasgestookte eenheden. Deze analyse werd uitgevoerd aan de hand van het *Heat map model*<sup>6</sup> op basis van marktdata, en had als doel om meer zekerheid te geven over de scenario's en daarmee de leveringszekerheidsresultaten. Immers, als er een hoog risico bestaat dat een centrale uit bedrijf genomen zal worden, kan dit betekenen dat de hoeveelheid opgesteld vermogen in het scenario te hoog wordt ingeschat. Voor de *Monitor Leveringszekerheid 2022* is gewerkt aan een nieuwe methodiek voor een economische levensvatbaarheidsanalyse ter vervanging van de analyse op basis van het Heat map model. In deze nieuwe methodiek wordt de economische levensvatbaarheid van eenheden bepaald aan de hand van verschillende 'value drivers'. Deze omvatten elektriciteitsmarktinkomsten, optionaliteitswaarde, inkomsten uit systeem ondersteunende diensten en overige inkomsten uit bijvoorbeeld warmteproductie bij productie-eenheden met warmtekrachtkoppeling (WKK). Hierbij wordt er zowel gebruik gemaakt van marktdata als van simulatieresultaten.<sup>7</sup>

De nieuwe methodiek wordt in meer detail besproken in bijlage 3.

Tenslotte is voor deze editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* zowel gerekend aan de hand van flow-based capaciteitsberekening, de operationele methode om te bepalen hoeveel grenscapaciteit voor ieder uur beschikbaar is voor internationale uitwisseling als met Net Transfer Capacities (NTC's). De resultaten aan de hand van de methode met flow-based capaciteitsberekening, konden echter niet met voldoende vertrouwen worden geverifieerd om gebruikt te worden als resultaten van deze leveringszekerheidsanalyse. TenneT blijft werken aan de methodiek en is voornemens om deze voor volgende editie van de monitoring te gebruiken als hoofdresultaten.

---

6 Zie: UMS Group (2017)

7 De economische levensvatbaarheid is in deze editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* enkel uitgevoerd voor conventionele eenheden, maar de nieuwe methodiek kan in de toekomst ook gebruikt worden om de economische levensvatbaarheid te analyseren van duurzame energiebronnen of opslagsystemen.



# 3 Scenario's





De Europese klimaatwet<sup>8</sup> schrijft voor dat de Europese economie en maatschappij klimaatneutraal moeten zijn in 2050, met als gevolg dat de EU-landen netto dan gezamenlijk geen broeikasgassen meer mogen uitstoten. Hiervoor is een forse ombouw van het huidige Europese energiesysteem nodig, waaronder investeringen in groene opwek-technologieën en elektrificatie van de vraag, uitschakelen van fossiele brandstoffen en efficiënter gebruik van energie, maar ook een verder versterkte samenwerking tussen de lidstaten van de Europese Unie.

In een tussenstap is door de EU in de vorm van het 'Fit-for-55' pakket het doel gesteld om de emissie van broeikasgassen te reduceren met tenminste 55% in 2030 t.o.v. van het respectievelijke emissieniveau in 1990.<sup>9</sup> Om aan de Europese wetgeving te voldoen is onder meer een Nationaal Energie- en Klimaatplan per EU-land opgesteld, met een vertaling naar nationale doelstellingen voor hernieuwbare energie, energie-efficiëntie, reductie van broeikasgassen, interconnectie en innovatie. De lidstaten ontwikkelen nu beleid om deze plannen ook daadwerkelijk in te vullen met concrete maatregelen. Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) brengt voor Nederland jaarlijks het nationale klimaat- en energiebeleid en de verwachte effecten van dit klimaatbeleid in beeld met de *Klimaat- en Energieverkenning (KEV)*.<sup>10</sup> Dat geeft inzicht in de ontwikkelingen van de uitstoot van broeikasgassen en de ontwikkelingen in de energievoorziening en het elektriciteitsverbruik.

De focus in deze monitoring is gericht op de ontwikkelingen zoals heden voorzien in 2025 en 2030, waarbij het nationale overheidsbeleid een belangrijke parameter is. De uitgangspunten uit de *KEV 2022* (PBL, 2022) vormen de basis voor het scenario Huidig Beleid (HB). Het tweede scenario Hogere Ambitie (HA) is gebaseerd op de nieuwe klimaatdoelen van het kabinet, waarin voor 2030 een broeikasgas-emissiereductie naar 55% ten opzichte van 1990 wordt voorzien door het stimuleren van meer hernieuwbare energiebronnen (bijvoorbeeld wind en zon PV), hogere energie-efficiëntie, en bijvoorbeeld elektrificatie van vraagprocessen. Flankerend zijn gevoeligheidsanalyses uitgevoerd.

### 3.1 Verhaallijnen

In het scenario Huidig Beleid (HB) worden de uitgangspunten en resultaten van het voorgenomen

en vastgestelde beleid gebruikt, zoals in de *KEV 2022*. Voor de ontwikkelingen in opgesteld vermogen van thermische productie-eenheden is uitgegaan van de data afkomstig van bij TenneT aangesloten producenten. Het scenario Huidig Beleid wordt voor zowel steekjaar 2025 als voor 2030 doorgerekend.

Het scenario Hogere Ambitie (HA) is gebaseerd op beleid dat zich richt op de 55% emissiereductie in het zichtjaar 2030. In dit scenario wordt een aantal ontwikkelingen versneld ten opzichte van het scenario Huidig Beleid, om zo te kunnen voldoen aan de gestelde eisen in het Fit-for-55-beleidspakket van de Europese Commissie. Er wordt meer energie geproduceerd door wind op zee, wind op land en zon-PV, terwijl gas- en kolenverbruik in energiecentrales daalt ten faveure van waterstof en biomassa. Door gebruik van een groter aandeel warmtepompen, elektrisch vervoer en elektrificatie van processen in de industriële sectoren daalt de totale energievraag. Dit resulteert tegelijkertijd in een hogere vraag naar elektriciteit. Het grote aandeel van weersafhankelijke productiebronnen, zorgt voor een toenemend grotere variatie tussen momenten waarop de elektriciteitsproductie de elektrische vraag overstijgt (overschotten) en momenten waarop de binnenlandse hernieuwbare opwek niet voldoende is om aan de elektrische vraag te voldoen (tekorten). De benodigde flexibiliteit wordt in dit scenario door een slimmer energieverbruik (vraagsturing), power-to-heat, power-to-gas, batterijen en CO<sub>2</sub>-arme centrales geleverd. Het scenario Hogere Ambitie wordt voor 2030 doorgerekend om de gevolgen van een versnelde energietransitie in Nederland te verkennen.

Figuur 3-1 toont de geanalyseerde scenario's samen met de belangrijkste eigenschappen. De geschetste verhaallijnen dienen als kader voor de kwantitatieve

<sup>8</sup> Zie bijvoorbeeld Europese Commissie (2021) en Europese parlement en de raad van de Europese Unie (2021).

<sup>9</sup> Zie bijvoorbeeld Europese Raad (2022)

<sup>10</sup> De Klimaat- en Energieverkenning (KEV) is een gezamenlijk project van PBL, TNO, CBS, RIVM met ondersteuning van RVO en WUR. Zie PBL (2021)





Scenario	ID	2025	2030	Databronnen
Huidig beleid (HB)	HB0	✓	✓	NL: PBL KEV2922, uitvraag producenten TenneT EU: ERAA National trends scenario
Variant: minder gascentrales	HB1	✓	✓	NL: PBL KEV2922, uitvraag producenten TenneT EU: ERAA National trends scenario
Hogere Ambitie (HA)	HA0	✗	✓	NL: verschillende bronnen en studies (zie bronnenlijst in bijlage) EU: TYNDP2022 Distributed Energy (DE)

Figuur 3-1: Overzicht van de gebruikte scenario's.

uitwerking van aanbod, vraag en andere bronnen van flexibiliteit in de twee scenario's Huidig Beleid (HB) en Hogere Ambitie (HA). In de volgende paragrafen worden deze kort samengevat. De achterliggende detaillaanpakken voor de scenarioparameters zijn in bijlage 2 opgenomen.

## 3.2 Ontwikkelingen vraag

### 3.2.1 Nederland

De netto elektriciteitsvraag in Nederland, inclusief netverliezen, schommelt de laatste jaren rond de 118 TWh per jaar (zie bijlage 2.2). Echter, in de komende jaren wordt een significante toename van de elektriciteitsvraag verwacht. Elektrificatie, het toepassen van processen die elektriciteit gebruiken in plaats van fossiele energiebronnen, is in alle vraagsectoren (gebouwde omgeving, industrie, landbouw en mobiliteit) een belangrijk middel om te verduurzamen en energie te besparen.

Voorbeelden zijn het gebruiken van efficiënte warmtepompen ter vervanging van gasboilers in de warmtevoorziening, elektrische motoren in de industrie of elektrisch vervoer in plaats van diesel- of benzinevoertuigen. Door de toenemend volatiele, weersafhankelijke opwek van elektrische energie zal ook het gedrag van de verbruikers een steeds belangrijkere rol spelen. Bij de prognose van de vraagontwikkeling wordt daarom onderscheid gemaakt tussen enerzijds niet-, of weinig flexibele processen, zoals verbruik in datacenters, en anderzijds toepassingen die flexibel op het aanbod van elektrische energie kunnen reageren, zoals de productie van warmte met

elektrische boilers (power-to-heat) of waterstof (power-to-gas), het slim laden van elektrische voertuigen en opslag van elektriciteit in batterijen. Figuur 3-2 laat zowel voor het referentiejaar (2020) als voor de twee scenario's (steekjaren 2025 en 2030) de raming van de elektriciteitsvraag per sector zien. Voor gegevens waar de elektrische vraag weersafhankelijk is (bijv. warmtepompen) wordt de gemiddelde vraag over de 35 beschouwde klimaatjaren getoond. De vraag van power-to-gas en power-to-heat worden aangenomen flexibel te zijn. De waarden hiervoor zijn daarom geen onderdeel van de scenario's, maar een resultaat uit het model. In het scenario Hogere Ambitie valt de elektrische vraag hoger uit dan in het scenario Huidig Beleid, door zowel verdergaande directe elektrificatie in de sectoren en indirect gebruik van elektriciteit voor de omzetting van elektriciteit naar warmte en waterstof (power-to-x).

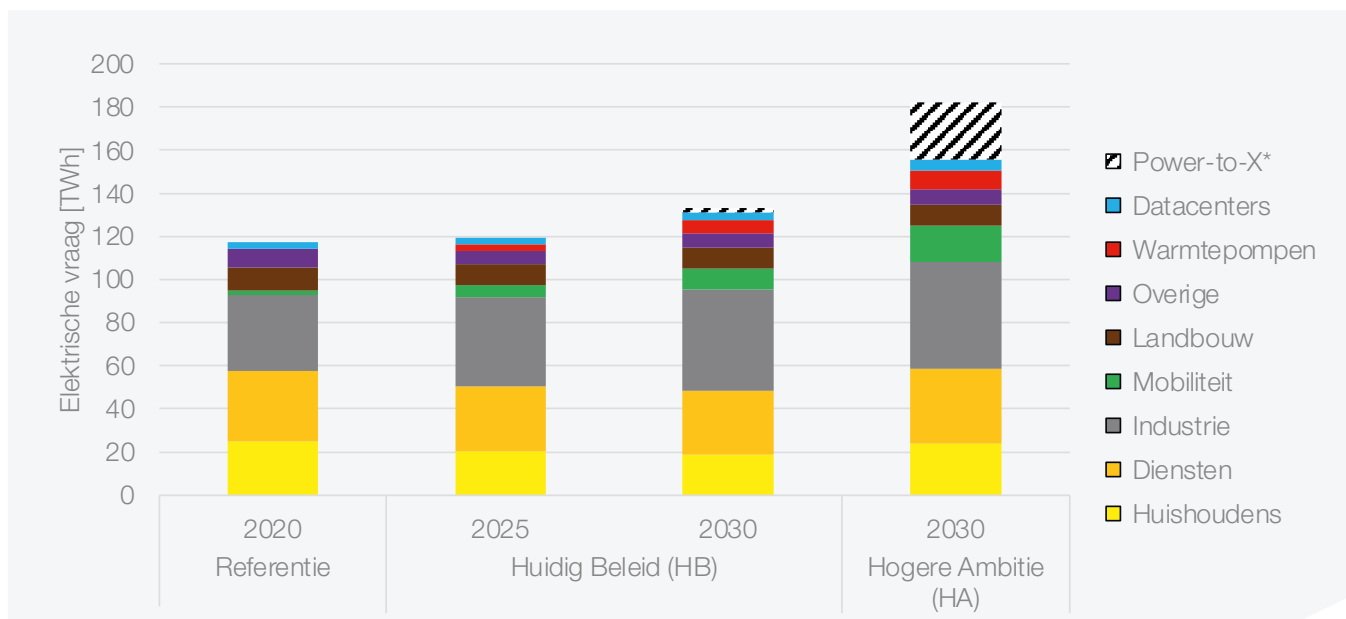
### 3.2.2 Buitenland

Net zoals in Nederland zullen de verschillende vraagsectoren in het buitenland moeten verduurzamen en energie besparen om aan de Europese en nationale klimaat- en efficiëntiedoelen te voldoen. Dit houdt in dat ook in de buurlanden de elektrische vraag gaat toenemen en steeds weersafhankelijker wordt. Details rond de ontwikkelingen in het buitenland zijn in bijlage B2 opgenomen.

Figuur 3-3 laat de veronderstelde ontwikkeling van de elektrische vraag zien voor een aantal relevante landen. De algemene trend is een duidelijke groei van elektriciteitsvraag, en een hogere vraag in het HA scenario dan in HB.

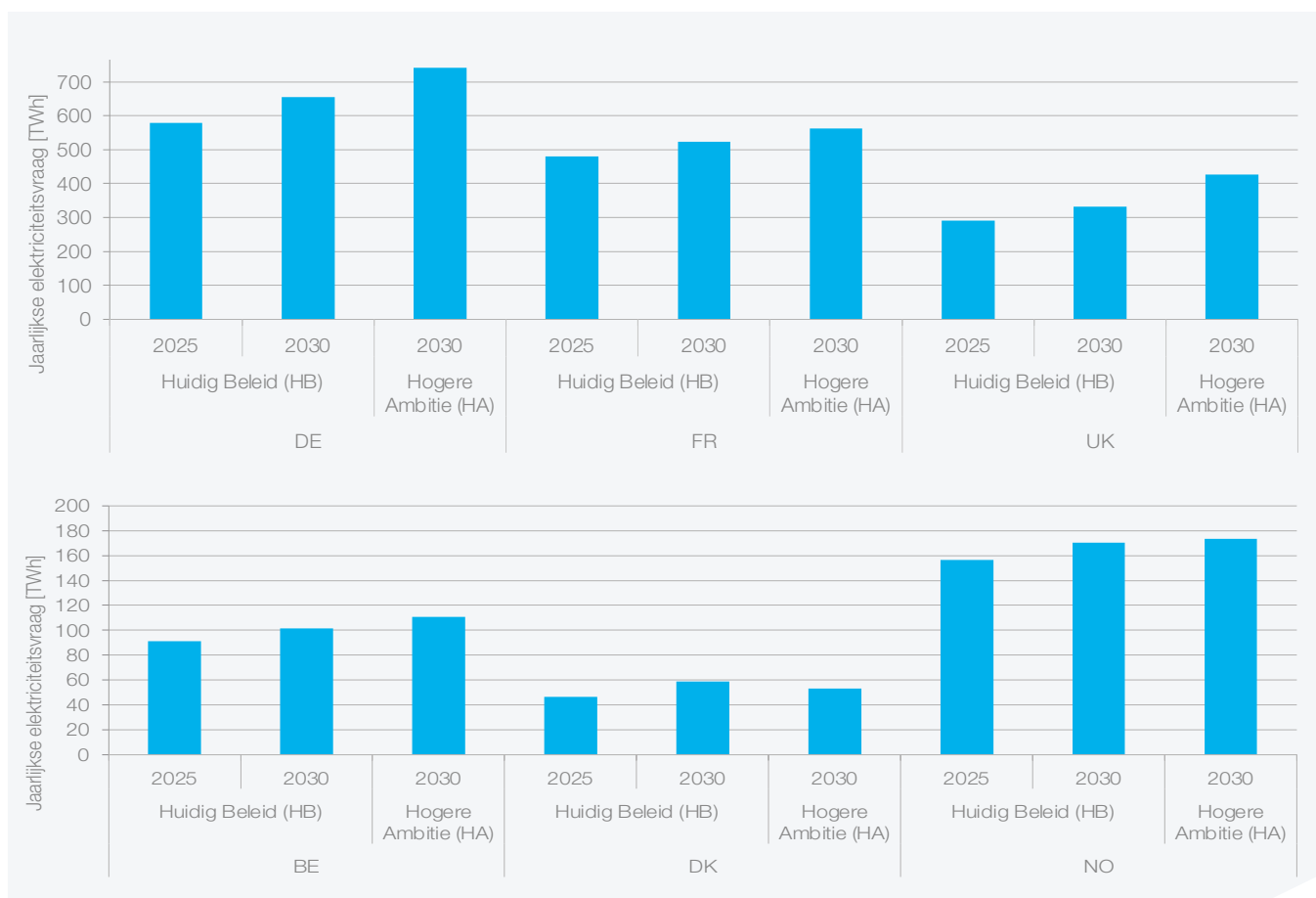






Figuur 3-2: Overzicht aannames elektrische vraag in alle scenario's en het referentiejaar 2020.

(\*) Power-to-x: in dit figuur is de combinatie van power-to-gas en power-to-heat. Deze categorie is gearceerd omdat de productie hieruit als uitkomst geldt van de markt simulaties (zie voor de getallen bijlage 2).



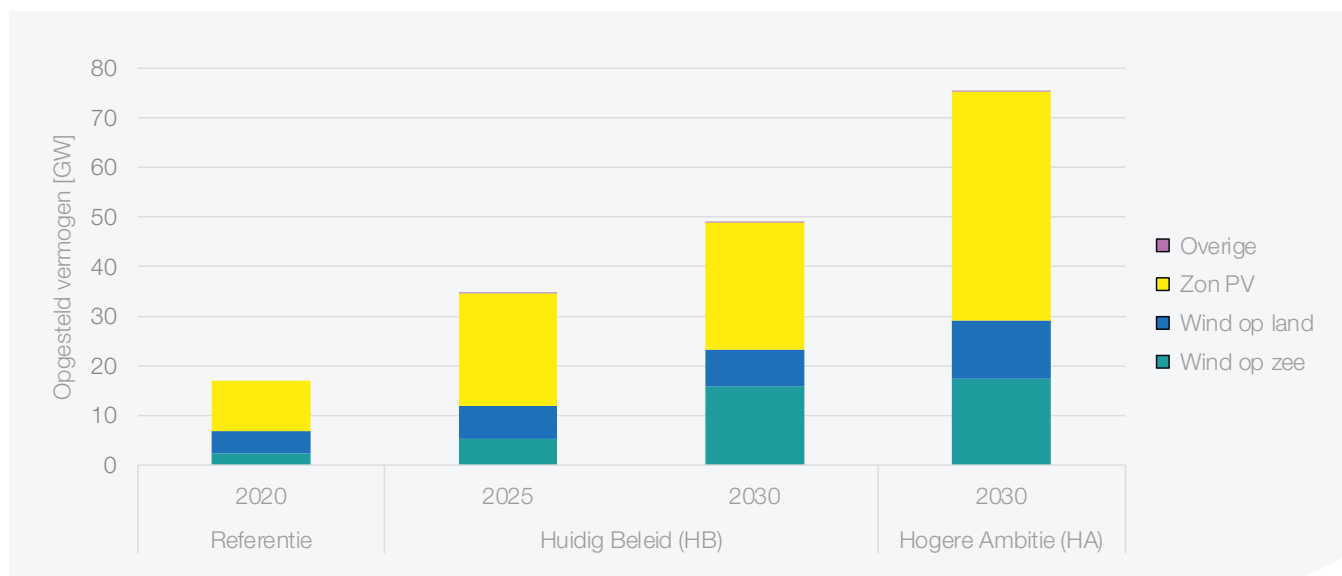
Figuur 3-3: Overzicht aannames elektrische vraag in alle scenario's in een selectie van buurlanden

### 3.3 Ontwikkelingen aanbod

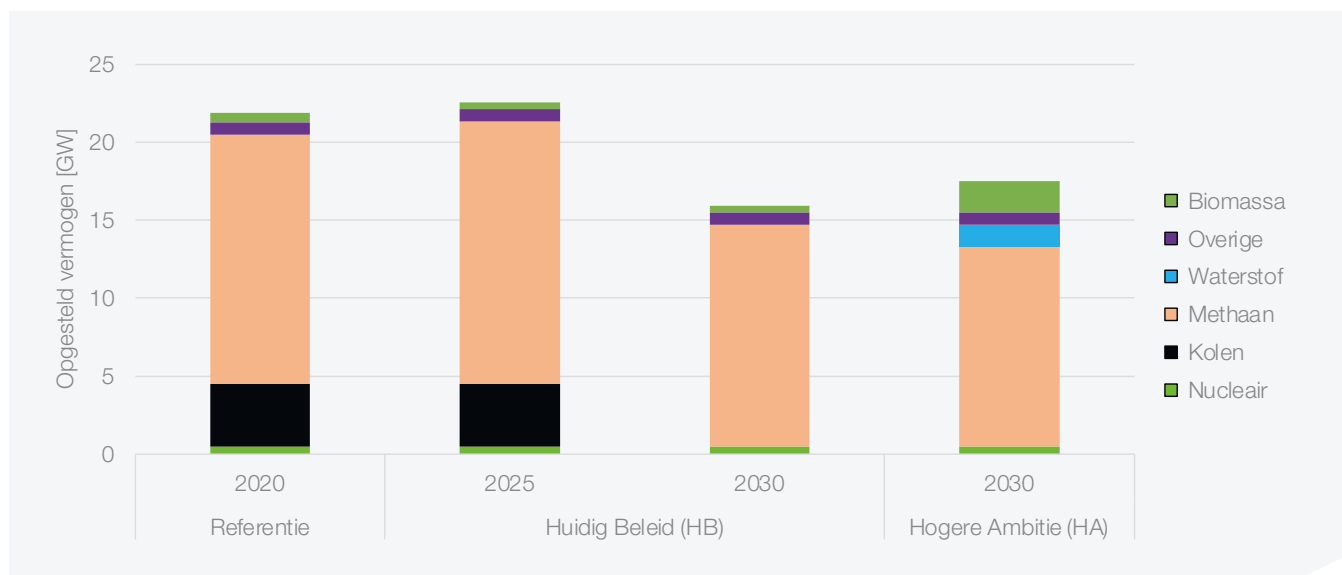
#### 3.3.1 Nederland

In het kader van het huidige en voorgenomen energiebeleid in Nederland zal het opgestelde vermogen van duurzame, niet-regelbare productiebronnen<sup>11</sup> en hierbij met name wind en zon-PV in de komende jaren fors blijven toenemen. Een verdere versnelling van deze ontwikkeling kan een belangrijke bijdrage leveren aan het verder

verduurzamen van het energiesysteem en is nodig voor de inmiddels verhoogde doelstelling van 55% emissiereductie in 2030 t.o.v. van 1990. Figuur 3-4 toont de aannames voor de HB en HA scenario's. Vlak na 2030 wordt volgens de 'routekaart windenergie op zee' nog 4 GW aan additioneel windvermogen opgeleverd, dit vermogen is niet meegenomen in de scenario's voor 2030 en volgt daarmee de *Klimaat- en Energieverkenning*.



Figuur 3-4: Aangenomen opgesteld niet-regelbaar productievermogen. De categorie overige bevat een klein vermogen waterkracht uit rivieren.



Figuur 3-5: Aangenomen opgesteld regelbaar productievermogen. Hoewel biomassa meestal samengevoegd wordt met andere duurzame bronnen, wordt ten behoeve van leveringszekerheid voornamelijk gekeken naar regelbaar versus niet regelbaar vermogen, en hier dus getoond samen met conventionele productie-eenheden.

<sup>11</sup> Met niet-regelbaar wordt hier regelbaar bedoeld in opwaartse richting. Van de duurzame energiebronnen win en zon wordt verondersteld dat zij wel regelbaar zijn in de neerwaartse richting (afregelen) waar nodig.





Figuur 3 6: Aangenomen opgesteld vermogen in een selectie van buurlanden per scenario.

Zoals te zien in figuur 3-5 wordt door de toename van hernieuwbare stroomproductie en het Nederlandse klimaatbeleid, verwacht dat de elektriciteitsproductie uit regelbare bronnen in de komende jaren verder zal dalen. Kolencentrales worden in lijn met het huidig beleid volledig uitgefaseerd tot 2030, terwijl een deel van de bestaande gascentrales om economisch of technische redenen uit bedrijf gaan. In het HA scenario wordt aangenomen dat één gascentrale (Magnumcentrale) wordt omgebouwd naar waterstof voor het verminderen van de CO<sub>2</sub>-emissies. Het totale regelbare vermogen blijft gelijk tussen de HB en HA scenario's voor 2030.

### 3.3.2 Buitenland

Net zoals in Nederland zullen de buurlanden een transitie richting meer hernieuwbare en minder fossiele productiebronnen doorlopen. Figuur 3-6 toont de ontwikkeling van de opgestelde productievermo-

gens. Een belangrijke oorzaak voor deze ontwikkelingen is het respectievelijke nationale klimaat- en energiebeleid in de ons omringende landen. Belangrijke factoren met oog op de Nederlandse leveringszekerheid van elektriciteit voor deze termijn zijn het uitfasen van kernenergie (gepland in loop van 2023) en kolencentrales (rond 2030) in Duitsland.<sup>12</sup>

## 3.4 Ontwikkelingen flexibiliteit

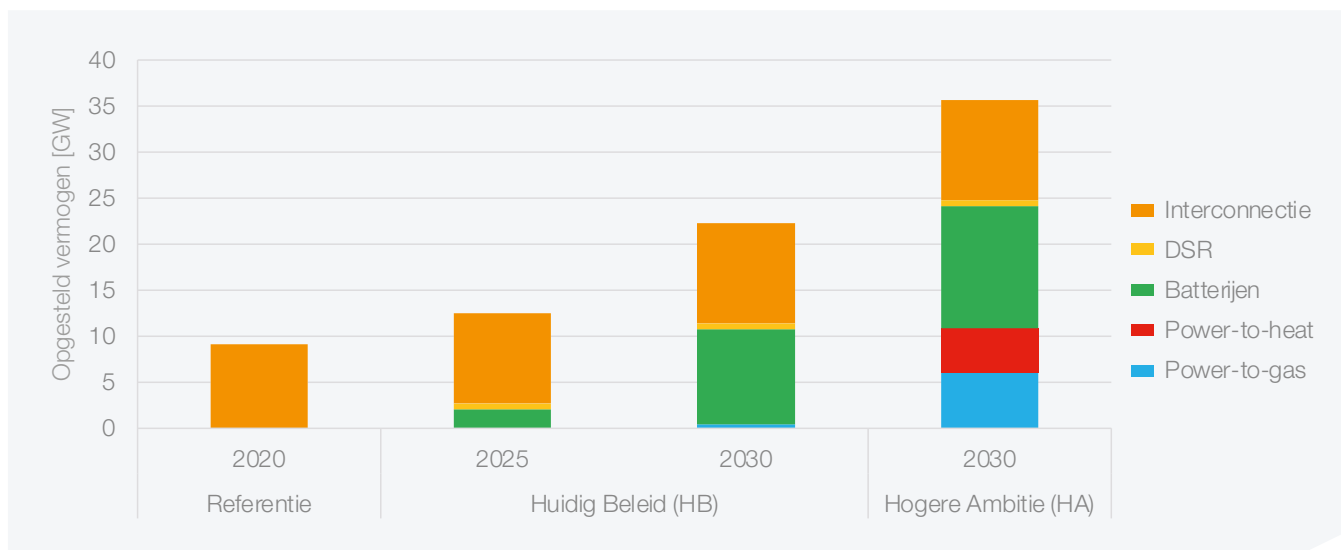
### 3.4.1 Nederland

De toekomstige, meer weersafhankelijke elektriciteitsproductie en -vraag, vraagt om andere flexibele technologieën die op ieder moment van het jaar en op verschillende tijdsschalen de balans tussen vraag en aanbod kunnen borgen. Elektrische overschotten uit hernieuwbare bronnen kunnen worden opgeslagen in batterijen, geconverteerd naar warmte (power-to-heat) of naar groene waterstof

<sup>12</sup> Huidige geopolitieke ontwikkelingen met betrekking tot de oorlog in Oekraïne en de daaropvolgende sancties tegen Rusland zullen ook indirecte effecten hebben op gevoerd beleid. Ten tijde van het samenstellen van de scenario's was echter nog onvoldoende bekend op de implicaties hiervan op gevoerd beleid in het buitenland om minder afhankelijk te worden van Russisch gas en de daarmee samenhangende inzet op andere energiebronnen. Mogelijk heeft dit tot gevolg dat de uitfasering van kolen- en kernenergie wordt uitgesteld.







Figuur 3-7: Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2020-2022

(power-to-gas), geëxporteerd naar omliggende landen of tijdelijk worden afgeregeld. Andersom kunnen, naast stuurbare elektriciteitsproductie, vraagsturing (Demand Side Response, DSR), batterijen en importen uit het buitenland voor een evenwicht van vraag en aanbod zorgen in situaties met tekorten.

Figuur 3-7 toont de veronderstelde opgestelde vermogens van flexibele middelen in de scenario's, anders dan regelbare productiecapaciteit. Verschillende vormen van flexibiliteit verschillen in beschikbaarheid ten tijde van tekorten. Zo zijn batterijen alleen beschikbaar om tekorten op te lossen wanneer deze voldoende zijn geladen, en kan import alleen plaatsvinden als er voldoende capaciteit beschikbaar is in het buitenland.

### 3.5 Gevoeligheidsanalyse

Naast de doorrekening van de scenario's zoals hierboven beschreven, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd ten aanzien van het regelbaar productievermogen in Nederland. In deze variant op het Huidig Beleid scenario (HB1) wordt 1,6 GW gasvermogen uit bedrijf genomen voor zichtjaren 2025 en 2030. Hiermee wordt onderzocht wat de impact is van de eventuele beslissing van een producent om gascentrales tijdelijk, dan wel permanent te sluiten. Hoewel de impact van het wegnemen van productiecapaciteit niet lineair verloopt, kan hiermee ook een inschatting gemaakt worden van het effect

van het uit bedrijf nemen van andere typen of andere hoeveelheden productiecapaciteit.<sup>13</sup>

Ten tweede is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om de bijdrage van interconnectiecapaciteit te kunnen bepalen. Hiertoe worden voor het HB-scenario modellen doorgerekend waarin de interconnectiecapaciteit is uitgeschakeld. Dat laat zien in welke mate importafhankelijkheid met het buitenland optreedt in deze scenario's.

Omdat onzeker is hoeveel batterijcapaciteit daadwerkelijk gerealiseerd wordt, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om te bepalen wat het effect is van de aangenomen batterijcapaciteit. Aan de hand van deze analyse kan worden ingeschat wat de impact is voor leveringszekerheid van het niet behalen van deze aannames.

Voor de gevoeligheidsanalyses naar interconnectiecapaciteit en batterijcapaciteit geldt dat deze zijn uitgevoerd voor een beperkt aantal uitvalsscenario's. Voor de hoofdresultaten worden uitvalsscenario's gedraaid totdat resultaten convergeren, en het toevoegen van meer uitvalsscenario's effectief geen impact heeft op de leveringszekerheidsindicatoren. Voor deze analyses, waar het voornamelijk gaat om de verschillen tussen de originele scenario's en gevoeligheden, en niet om de absolute resultaten, kan met een kleinere hoeveelheid uitvalsscenario's worden gerekend, om een beeld te schetsen van het effect.

<sup>13</sup> Vermogen uit kolencentrales en kerncentrales hebben een vergelijkbaar effect op leveringszekerheid, in situaties met tekorten zullen zij, behalve bij technische niet-beschikbaarheid, hun vermogen kunnen leveren. Vermogen uit wind of zon-pv hebben een veel kleiner effect op leveringszekerheid omdat situaties met tekorten juist de situaties zijn met lage productie uit deze bronnen.

# 4 Analyse resultaten





## De resultaten bestaan uit drie onderdelen: de hoofdresultaten, de economische levensvatbaarheidsanalyse en de conclusies leveringszekerheid.

Het eerste onderdeel beschrijft de bevindingen voor de belangrijkste leveringszekerheidsindicatoren LOLE en EENS en een aantal secundaire analyses rondom importafhankelijkheid, verminderd gasvermogen, de impact van batterijvermogen en een aantal relevante verschillen tussen de centrale scenario's in deze en de vorige editie van de *Monitoring Leveringszekerheid*. Het tweede onderdeel bespreekt de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse. De conclusies leveringszekerheidsrisico's vat het geheel samen en bespreekt de belangrijkste implicaties van deze resultaten voor de toekomstige leveringszekerheid.

### 4.1 Hoofdresultaten

#### 4.1.1 Resultatenoverzicht

De LOLE en EENS die resulteren uit de beschouwde scenario's worden weergegeven in figuur 4-1. Voor 2025 zijn geen uren met tekorten gevonden en ligt de leveringszekerheid dus op een zeer hoog niveau. In 2030 is de LOLE voor het HB-scenario echter de norm van 4 uur per jaar overschreden met een LOLE van 4,5 uur per jaar. In het Hogere Ambitie (HA) scenario komt de LOLE vlak onder de norm terecht met 3,8 uur per jaar. Verder is in 2030 een sterk effect te zien van een eventuele afname van

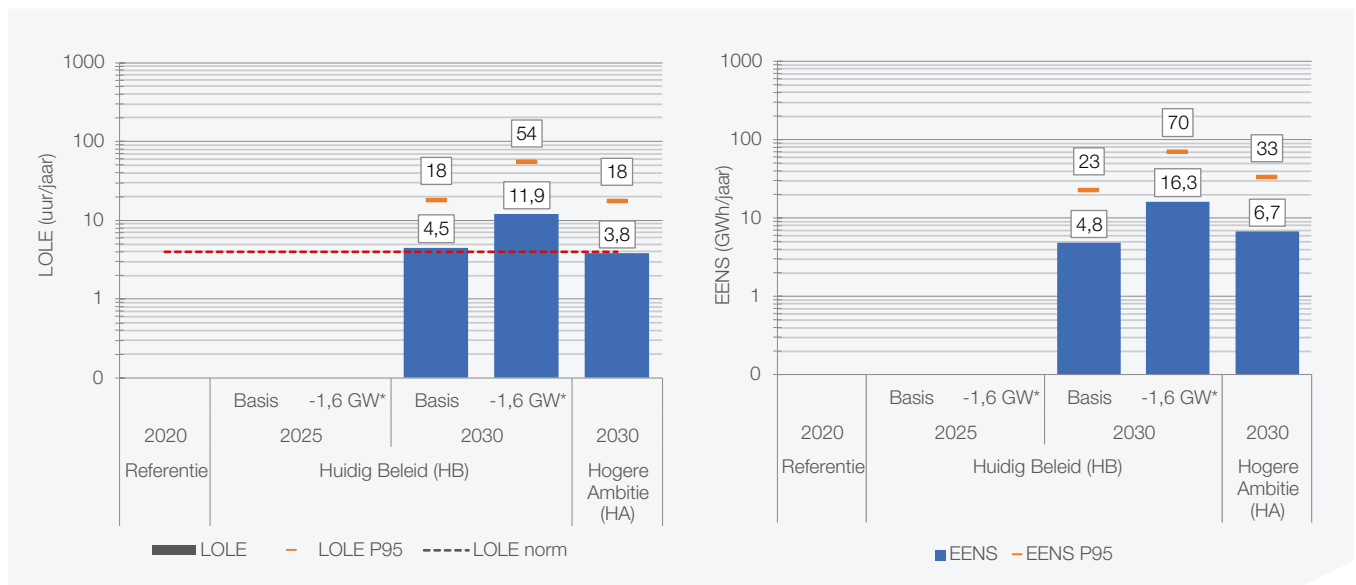
productievermogen. De variant met verminderd gasvermogen voor HB voor 2030 laat zien dat verminderd gasvermogen leidt tot een toename van de LOLE van 4,5 naar 11,9 uur per jaar, met een stijging van 11,5 GWh aan jaarlijkse EENS. Voor 2025 blijft de LOLE ook voor deze gevoeligheidsvariant op 0 uur per jaar.

De volgende paragrafen beschrijven in meer detail de resultaten in de twee scenario's en de gevoeligheidsanalyses.

#### 4.1.2 Leveringszekerheid Huidig Beleid scenario

De leveringszekerheidsindicatoren voor het HB-scenario worden weergegeven in tabel 4-1. De leveringszekerheid blijft tot 2025 op peil met een LOLE van 0,0 uur per jaar en een EENS van 0,0 GWh per jaar. Richting 2030 neemt de leveringszekerheid in dit scenario echter zodanig af dat de LOLE boven de norm uitkomt met 4,5 uur. Deze verschuiving richting 2030 heeft te maken met een combinatie van factoren.

Ten eerste stijgt tussen 2025 en 2030 de totale binnenlandse basisvraag van 120 naar 131 TWh per



Figuur 4-1: LOLE en EENS voor alle scenario's (let op de logaritmische y-as). In de grafiek worden zowel de gemiddelde waarden over alle klimaatjaren en uitvalscenario's, als het 95ste percentiel weergegeven voor EENS en LOLE. Het 95ste percentiel geeft aan dat de waarden in 5 % van de simulaties hoger of gelijk lagen aan de weergegeven waarden. \* Met -1,6 GW wordt de gevoeligheidsvariant met 1,6 GW minder gasvermogen bedoeld.





Tabel 4-1: Leveringszekerheidsindicatoren HB-scenario

	LOLE (uur per jaar)		EENS (GWh per jaar)	
	Gemiddelde	P95	Gemiddelde	P95
2025	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	4,5	18,0	4,8	23,0

jaar en de piekvraag van 19,4 naar gemiddeld 21,4 GW.<sup>14</sup> Tegelijkertijd zakt het thermisch regelbaar vermogen van 22,7 naar 15,5 GW, met name door de amovering van het Nederlandse kolenvermogen en verminderd gasvermogen. Waar het regelbare productievermogen in 2025 in staat is om aan de gehele piekvraag te voldoen, is Nederland in dit scenario voor 2030 afhankelijk geworden van andere vormen van flexibiliteit zoals import, batterijen en vraagsturing.

Echter, het ‘firm vermogen’<sup>15</sup> van sommige van deze bronnen van flexibiliteit is lager dan dat van het geamoveerde gasvermogen. Waar het gasvermogen 92% van zijn maximale vermogen levert tijdens uren met tekorten, is de inzet van duurzame bronnen, maar ook van batterijen, beperkt. Voor de duurzame bronnen zon en wind geldt dat de afwezigheid van productie juist mede de oorzaak is van de tekorten. De inzet ervan tijdens uren met tekorten ligt dan ook zeer laag, namelijk onder de 5%. Hoewel eind 2030 naar verwachting nog 4 GW additioneel vermogen aan wind op zee gepland is, zal de bijdrage voor leveringszekerheid hiervan dus gering zijn. Voor batterijen geldt dat de energie, gedurende langere tijd met hoge vraag en beperkte duurzame bronnen, op kan raken. Hoewel zij voor kortere periodes met tekorten sterk kunnen bijdragen, neemt de bijdrage af

naarmate deze tekorten langer aanhouden. Zie voor een verdere analyse rondom de batterijcapaciteit hoofdstuk 4.1.5. Voor vraagsturing in de vorm van load shedding, het tijdelijk verminderen van de vraag, geldt dat ieder MW aan beschikbare capaciteit in ieder uur met tekorten, 1 MWh aan niet geleverde energie kan voorkomen.<sup>16</sup> Bij vraagsturing in de vorm van load shifting, het verschuiven van vraag naar een ander tijdstip, gelden dezelfde overwegingen als voor batterijen: hoe langer de tekorten aanhouden, hoe minder groot deze bijdrage kan zijn.

Naast opwekcapaciteit, vraagsturing en batterijen kan ook importcapaciteit een belangrijke rol spelen voor leveringszekerheid. In tabel 4 2 wordt weergegeven welk deel van de interconnectoren op de verschillende grenzen tijdens uren met tekorten is ingezet. Hieruit blijkt dat de grootste bijdragen uit de gelijkstroominterconnectoren met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk verwacht kan worden. Hoewel relatief veel interconnectiecapaciteit naar Duitsland en België beschikbaar is, is de absolute waarde hiervan voor leveringszekerheid beperkt door gelijktijdige tekorten in continentaal Europa. Dit wil niet zeggen dat er geen economische waarde is voor deze interconnectoren. Interconnectoren dienen primair ter facilitering van marktuitswisseling, maar kunnen in een bepaalde mate ook bijdragen aan leveringszekerheid.

Tabel 4-2: gebruik van interconnectiecapaciteit tijdens situaties met tekorten voor HB 2030

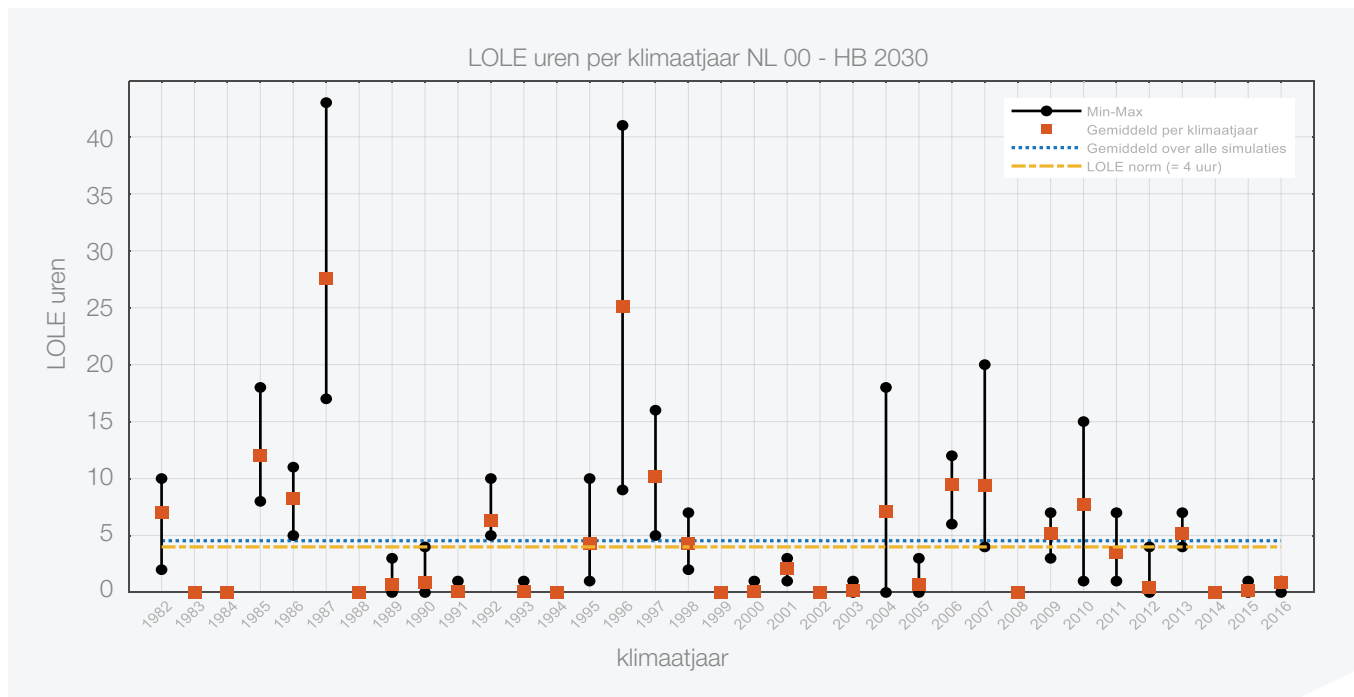
Grens	Capaciteit [MW]	Benuttingsgraad tijdens tekorten in Nederland	
		Relatief	Absoluut [MW]
DE > NL	5000	7%	349
BE > NL	3400	4%	122
GB > NL	1000	90%	904
DK > NL	700	14%	100
NO > NL	700	88%	616

14 Met de basisvraag wordt de vraag bedoeld zonder flexibele vraag zoals de productie van waterstof, power-to-heat, het laden van batterijen en andere vormen van opslag. Dit is de vraag die het model ingaat. Naast toename van vraag door flexibele consumptie van elektriciteit, kan de totale vraag en piekvraag ook afnemen door vraagsturing.

15 Met firm vermogen wordt het equivalente vermogen bedoeld dat 100% van zijn capaciteit kan leveren, ook tijdens tekorten. Een methode om dit te bepalen is te kijken naar het deel van het vermogen dat ingezet wordt tijdens tekorten.

16 Omdat in de modellering een beschikbaarheid van 100% voor vraagsturing wordt aangenomen, geeft dit dus een firm vermogen van 100%.





Figuur 4-2: Spreiding van LOLE over klimaatjaren en uitvalscenario's, de gemiddelde LOLE over alle iteraties en de LOLE norm. De zwarte lijnen geven de totale spreiding aan tussen de verschillende uitvalscenario's voor hetzelfde klimaatjaar.

Voor 2030 geldt een vrij grote spreiding van EENS en LOLE over de verschillende doorgerkende klimaatjaren en uitvalscenario's. In figuur 4-2 is weergegeven hoe de LOLE over alle klimaatjaren en uitvalscenario's verdeeld is. Hieruit wordt duidelijk dat, hoewel de LOLE de norm overschrijdt, een aantal van de klimaatjaren geen tekorten kent. De gemiddelde waarde voor 4,5 wordt sterk beïnvloed door een aantal uitschieters, zoals klimaatjaren 1987 en 1996. Beide klimaatjaren zijn gekenmerkt door een bovengemiddeld koude winter in combinatie met relatief beperkt windaanbod. Het gevolg hiervan zijn een hogere energievraag voor verwarming in combinatie met een relatief lage opbrengst uit windproductie. Hieruit kan de conclusie getrokken worden dat het weer een sterke invloed heeft op de leveringszekerheidsrisico's. Voor de extremere jaren is ook duidelijk dat de impact van uitval sterk kan zijn. Zo is te zien dat hoewel het meest gunstige uitvalscenario voor klimaatjaar 1996 op een LOLE van 9 uur uitkomt, de LOLE toe kan nemen tot 41 uur door ongunstige uitval van productie-eenheden en interconnectiecapaciteit.

De combinatie van weerscondities en vraagpatronen veroorzaakt tekorten in specifieke situaties. Figuur 4-3 laat zien dat de tekorten (uitgedrukt als ENS<sup>17</sup>) voor het HB 2030 scenario met name plaatsvinden in de avondpiek van 16:00 tot en met 20:00 uur en in de wintermaanden. Dit hangt samen met beperkte productie uit zon-PV in combinatie een hoge vraag in deze uren. Tekorten kwamen in slechts een zeer beperkt aantal uren voor tussen 23:00 en 6:00 uur en in het geheel niet in week 9 tot en met 45.

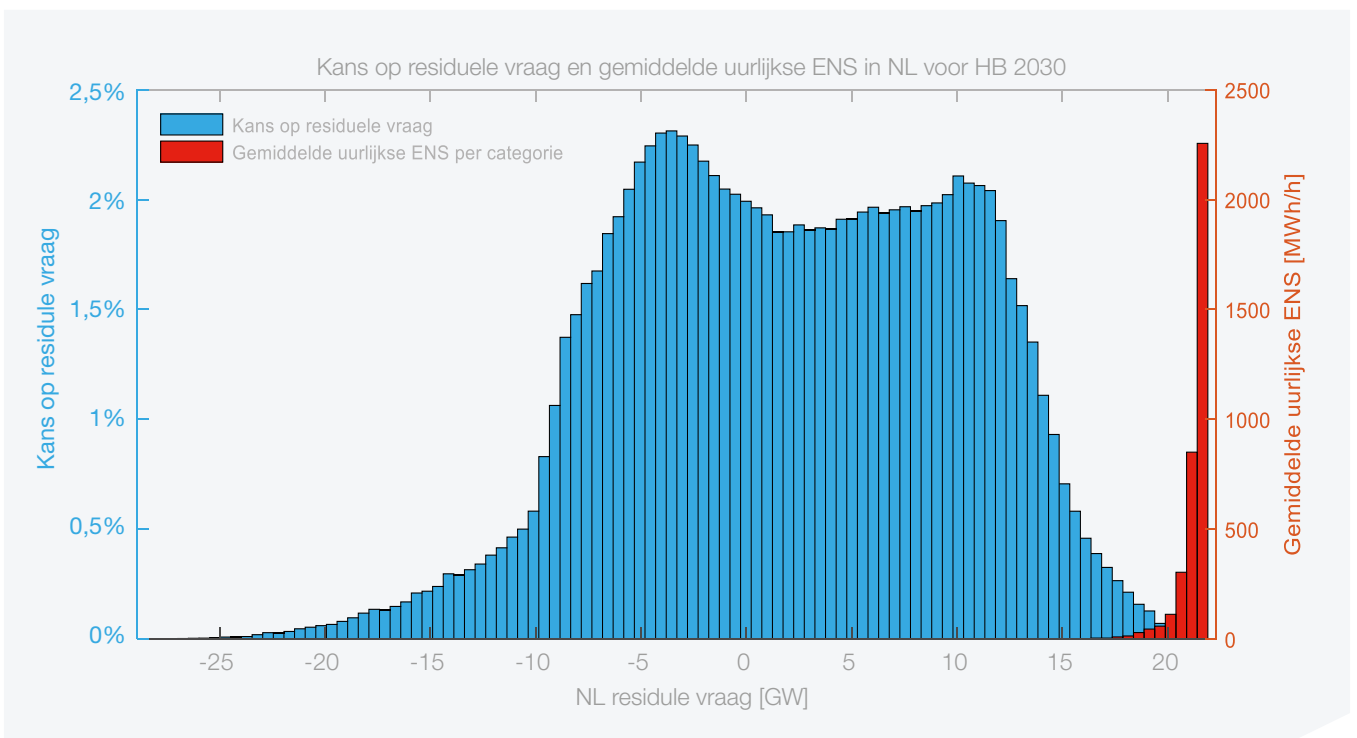
Om verder te kunnen specificeren in welke situaties tekorten vooral voorkomen, blijkt de residuele vraag een belangrijke parameter te zijn. De residuele vraag wordt hier gezien als de nationale elektriciteitsvraag die overblijft na aftrek van de productie door de duurzame energiebronnen zon-PV en wind. In figuur 4-4 wordt een histogram voor residuele vraag in Nederland weergegeven voor het HB-scenario voor 2030. Daarbij wordt enerzijds weergegeven wat de kans is op een bepaalde residuele vraag en anderzijds, wat voor de betreffende

17 ENS (Energy Not Served) is de hoeveelheid niet geleverde energie in MWh over een specifieke tijdsspanne. Waarden die hier worden genoemd zijn gemiddeld per uur. ENS wijkt af van EENS. EENS wordt alleen gebruikt om jaarlijkse verwachtingswaarde weer te geven. ENS wordt gebruikt om tekorten voor specifieke uren of periodes weer te geven. Zie hiervoor ook paragraaf B 1.2 in bijlage 1.





Figuur 4-3: Heatmap van gemiddelde ENS waarden voor de week van het jaar (x-as) en het uur van de dag (y-as). De kleurenschaal geeft de gemiddelde uurlijkse ENS aan in dit type uren in MWh.



Figuur 4-4: Samenhang tussen ENS en residuele vraag. De blauwe staven geven aan wat de kansen zijn op bepaalde residuele vraag. De rode staven geven voor ieder van de situaties aan hoeveel ENS gemiddeld voorkwam ten tijde van deze residuele vraag.

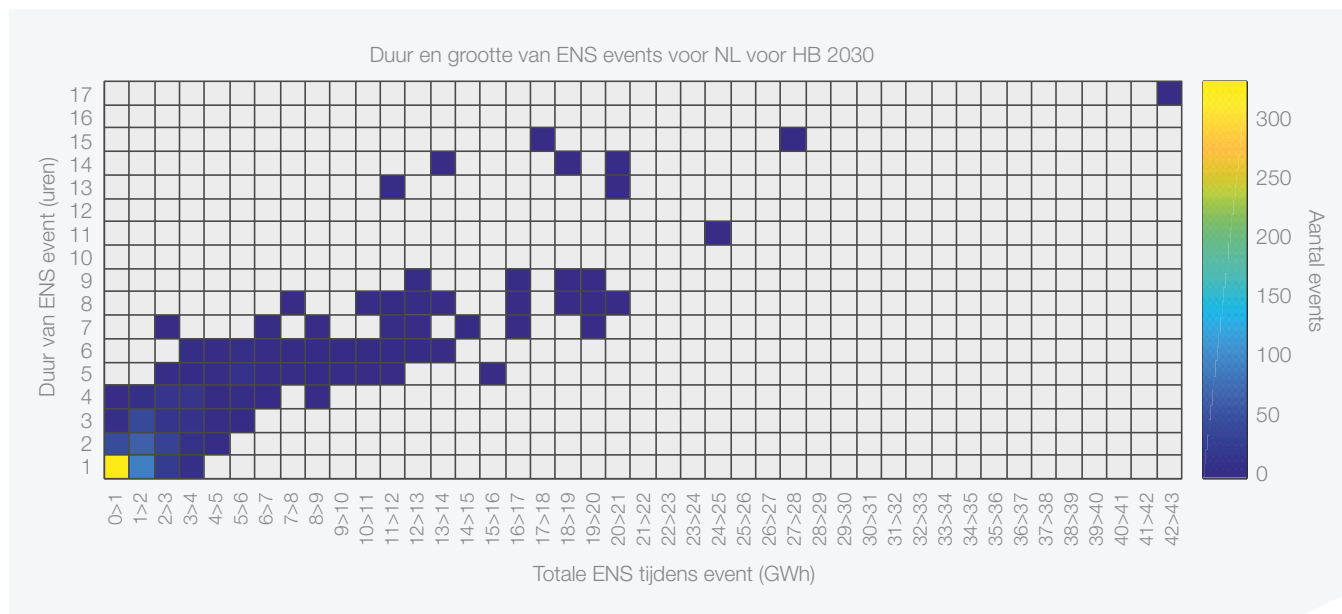


residuele vraag de gemiddelde uurlijkse ENS is. De grafiek laat zien dat ENS alleen voorkomt bij grotere hoeveelheden positieve residuele vraag, dus wanneer een grote nationale elektriciteitsvraag in beperkte mate wordt voorzien door productie uit wind en zon. De hoeveelheid ENS wordt vanaf een bepaald punt snel veel groter wanneer de residuele vraag verder toeneemt. In situaties met beperkte residuele vraag kan de vraag in de meeste gevallen voorzien worden door het regelbaar thermisch vermogen (15,5 GW).

Verderop in de curve beginnen andere flexibele bronnen zoals vraagsturing een belangrijkere rol in te nemen om ENS te beperken. Boven ~20 GW aan residuele vraag beginnen tekorten structureel toe te nemen, doordat ook deze andere bronnen van flexibiliteit zijn uitgeput. Er wordt ook direct duidelijk dat de kans vrij klein is dat deze situatie zich voordoet. De residuele vraag is namelijk slechts in 0,1% van de uren 20 GW of groter. Hoeveel tekorten daadwerkelijk optreden bij dergelijk hoge residuele vraag hangt af van de mogelijkheden tot import, het daadwerkelijk beschikbare productievermogen en de staat van opslag in de batterijen. Voor deze laatste

variabele is ook van belang hoelang situaties met schaarste duren.

Naast uurlijkse ENS waarden kan ook nader worden bekeken hoe aaneengesloten perioden van tekorten (verder: ENS events) eruitzien. Dit is met name van belang om in te schatten welke maatregelen geschikt zijn om tekorten op te lossen. Voor kortere periodes kunnen vraagsturing in de vorm van load shifting, het verplaatsen van vraag naar een ander tijdstip, en opslag oplossingen zijn.<sup>18</sup> Langer durende tekorten vragen echter om productievermogen dat langer ingezet kan worden, of vraagsturing in de vorm van load shedding, het afschakelen van verbruik. Figuur 4-5 laat de frequentie zien van verschillende typen ENS events. Hieruit is op te maken dat de meeste ENS events van korte duur zijn, namelijk niet langer dan één uur met tekorten van totaal minder dan 1 GWh. Langdurige events met veel ENS zijn veel sporadischer, maar zijn niet uitgesloten. Het grootste ENS event in deze simulaties besloeg 17 uur met een totale ENS tussen de 42 en 43 GWh. De nadruk op het oplossen van dit soort tekorten zou dus gelegd kunnen worden op de kortdurende events.



Figuur 4-5: Heatmap voor duur en grootte van ENS events in het HB scenario voor 2030. De kleurenschaal geeft aan hoeveel events van bepaalde grootte zijn voorgekomen in alle iteraties voor dit scenario.

18 Hoewel opslag slechts een oplossing kan zijn voor de kortere termijn, blijkt de leveringszekerheid in dit scenario wel sterk afhankelijk van opslag, zoals in meer detail wordt besproken in sectie 4.1.5.



Tabel 4-3: Leveringszekerheidsindicatoren HA scenario

Jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddelde	P95	Gemiddelde	P95
2030	3,8	17,5	6,7	33,2

#### 4.1.3 Leveringszekerheid Hogere Ambitie scenario

Zoals te zien in tabel 4-3 In het Hogere Ambitie (HA) scenario ligt de LOLE op een iets lager niveau dan in het HB-scenario, namelijk 3,8 uur per jaar, terwijl de EENS juist iets hoger ligt, namelijk op 6,7 GWh per jaar. Dat betekent een kleiner aantal uren met grotere tekorten per uur.

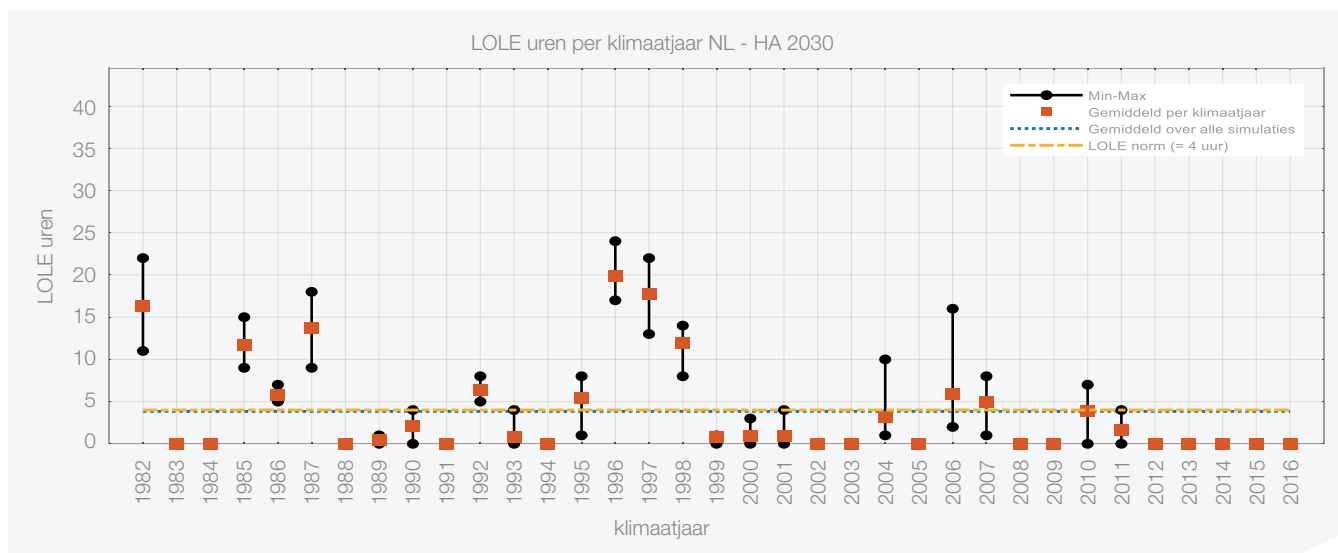
Deze resultaten lijken enigszins tegenstrijdig omdat in dit scenario de elektriciteitsvraag verder is uitgebreid van 132 naar 157 TWh ten opzichte van het HB-scenario. De piekvraag is in het HB-scenario 21,4 GW, maar ligt op 26,1 GW in het HA scenario. De hogere piekvraag leidt dan ook tot een grotere gemiddelde ENS per event, het aantal situaties met tekorten is echter kleiner. Het verschil is met name te verklaren door de andere aannames voor het buitenland. Een grotere hoeveelheid regelbaar vermogen in het HA scenario voor het buitenland is

beter in staat Nederland bij te staan tijdens situaties met tekorten. Ten tweede is in het HA scenario een grotere batterijcapaciteit aangenomen. Hoewel deze combinatie in staat is een deel van de situaties met tekorten te vermijden, zijn de tekorten groter in de situaties waar dat niet mogelijk is.

In figuur 4-6 is te zien hoe de LOLE gespreid is over de verschillende klimaatjaren in het HA scenario. Zowel de uitschieters als de gemiddelde jaarlijkse LOLE liggen hier lager. Er is ook een verschuiving te zien in de klimaatjaren die de grootste LOLE hebben ten opzichte van het HB-scenario. Hoewel het meest extreme klimaatjaar 1996 blijft, is bijvoorbeeld het klimaatjaar 1987 relatief minder extreem.

#### 4.1.4 Gevoeligheidsanalyse verminderd productievermogen

Een gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd voor het Huidig Beleid scenario, zowel voor 2025 als 2030.



Figuur 4-6: Spreiding van LOLE in het HA scenario voor 2030. De zwarte lijnen geven de totale spreiding aan tussen de verschillende uitvalscenario's voor hetzelfde klimaatjaar.

Tabel 4-4: Leveringszekerheidsindicatoren voor HB met verminderd productievermogen

Jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddelde	P95	Gemiddelde	P95
2025	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	11,9	54,0	16,3	69,9



Zoals te zien in de hoofdresultaten in figuur 4-1 (HB1) en tabel 4-4, heeft dit een duidelijk effect op de leveringszekerheid in 2030, maar niet in 2025. In 2025 is ook na aftrek van 1,6 GW aan gasvermogen nog steeds voldoende capaciteit aanwezig om in alle situaties aan de vraag te voldoen. In 2030 wordt echter duidelijk dat de gevoeligheid voor beschikbaar vermogen op dit punt vrij groot is, waardoor de LOLE bij amovering van 1,6 GW aan vermogen, toeneemt van 4,5 naar 11,9 uur per jaar. Hieruit blijkt dat de gevoeligheid voor vermogen sterk is en een relatief kleine verandering ervan grote gevolgen kan hebben voor de leveringszekerheid.

#### 4.1.5 Gevoeligheid verminderde batterijcapaciteit

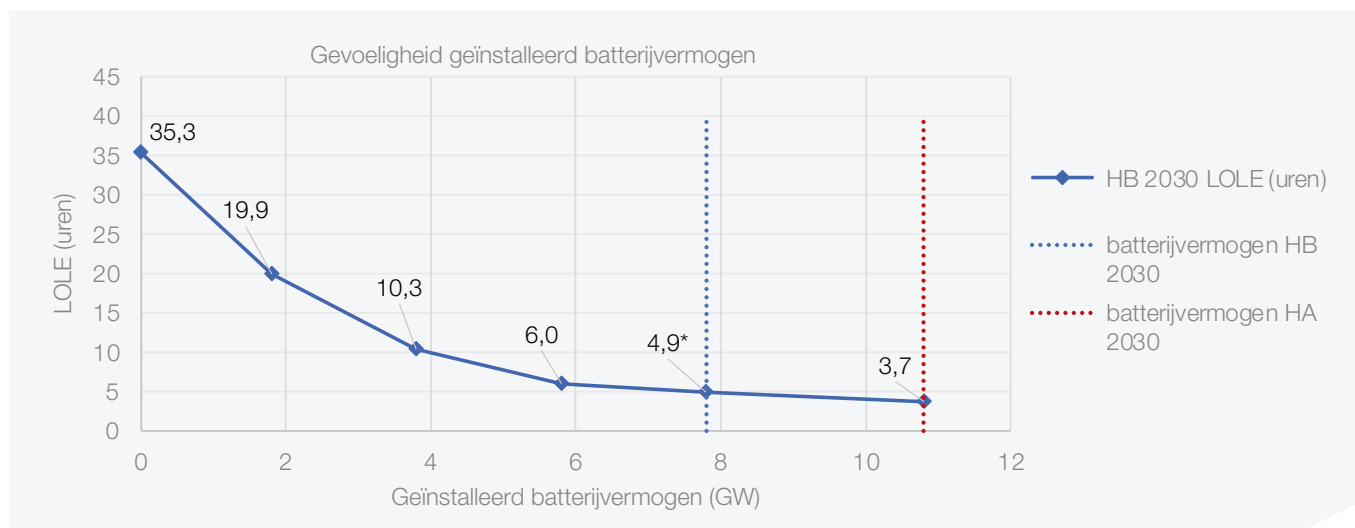
Omdat de ontwikkelingen voor batterijen onzeker zijn, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om de impact van aannames voor batterijcapaciteit te bepalen. In figuur 4-7 is te zien hoe de LOLE afhangt van het geïnstalleerde batterijvermogen in het HB-scenario voor 2030. In het scenario is aangenomen dat 7,8 GW aan batterijcapaciteit in de markt participeert, wat leidt tot een LOLE van 4,9 uur per jaar.<sup>19</sup> Als de ontwikkeling van batterijcapaciteit sneller gaat

dan geraamd en dit leidt tot de aanname zoals voor het HA scenario, dan gaat de LOLE gemiddeld omlaag met 0,42 uur per toegevoegde GW.

De toename in LOLE bij minder batterijcapaciteit is echter steiler. Bij 2 GW afname is de additionele LOLE gemiddeld 0,55 uur per verminderde GW, maar bij 4 GW minder ontwikkelde batterijcapaciteit, gaat de LOLE gemiddeld met 1,35 uur per afgenomen GW batterijcapaciteit omhoog. De gevonden waarden voor LOLE en EENS hangen sterk af van het daadwerkelijk behalen van dit niveau van batterijcapaciteit. Hoe minder van deze capaciteit daadwerkelijk wordt geïnstalleerd, hoe groter de relatieve impact.

#### 4.1.6 Importafhankelijkheid en missing capacity

Om aan te tonen in welke mate de Nederlandse leveringszekerheid afhangt van de rest van Europa is een theoretische situatie doorgerekend zonder grenscapaciteit. Hoewel duidelijk is dat de leveringszekerheid door deze theoretische aanname altijd zal afnemen, geeft het verschil tussen de variant met en zonder interconnectiecapaciteit aan in welke mate de interconnectie met de Europese



Figuur 4-7: Gevoeligheid voor geïnstalleerd batterijvermogen voor het HB 2030 scenario. \* De resultaten voor het batterijvermogen zoals in het basisscenario, verschilt met de hoofdresultaten doordat deze gevoeligheidsanalyse voor slechts één uitvalscenario is uitgevoerd, waar de hoofdresultaten het gemiddelde resultaat geeft voor 15 uitvalscenario's.

<sup>19</sup> De LOLE waarde wijkt hier af van de algemene LOLE waarde voor het HB scenario doordat deze gevoeligheid slechts is uitgevoerd voor één enkel uitvalscenario, waar voor de hoofdresultaten voor 15 uitvalscenario's worden doorgerekend. Deze gevoeligheidscases zijn wel doorgerekend voor alle klimaatjaren. De resultaten moeten hierom dus met nadruk gezien worden als gevoeligheidsanalyse.





Tabel 4-5: Analyse zonder interconnectiecapaciteit voor het HB Scenario

Jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]		Firm vermogenoverschot [MW]*
	Gemiddelde	P95	Gemiddelde	P95	
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	2911,0
2030	72,0	202,0	80,0	230,0	-2169,0

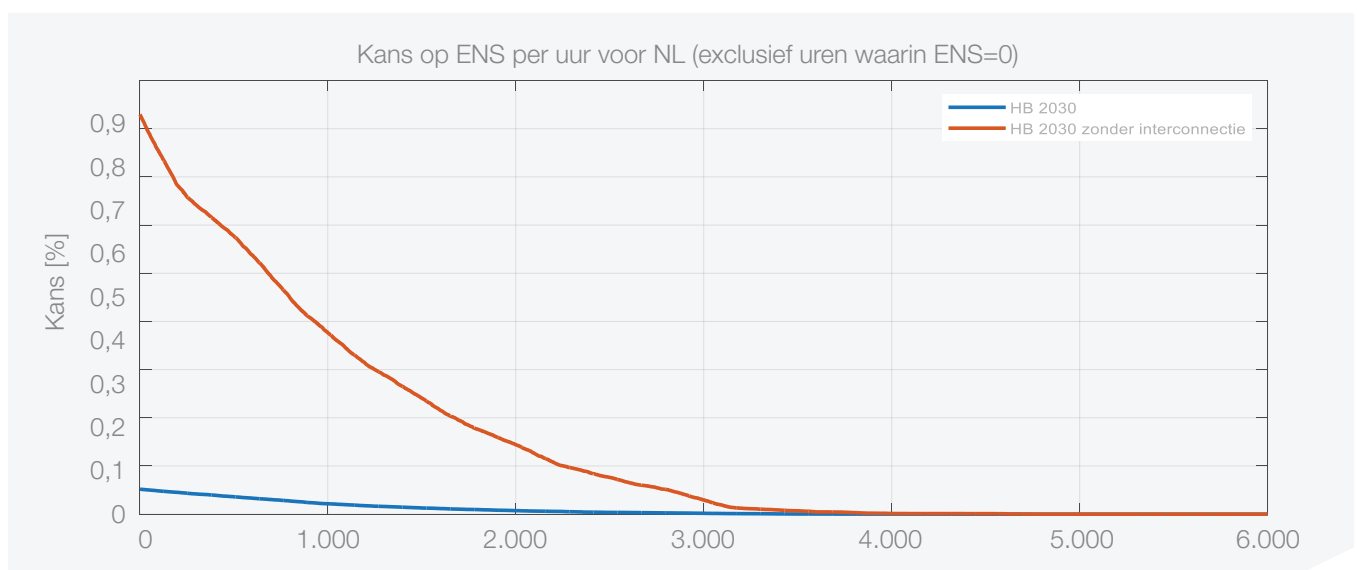
\* Firm vermogenoverschot is het tegenovergestelde van missing capacity. Het genoemde vermogen is het vermogen wat weggehaald kan worden uit het geïsoleerde systeem om tot een LOLE van 4 uur per jaar te komen. Negatieve waarden geven de capaciteit aan die toegevoegd moet worden om tot hetzelfde resultaat te komen.

elektriciteitsmarkt van belang is voor de leveringszekerheid. Voor dit geïsoleerde scenario is ook bekeken hoeveel capaciteit toegevoegd zou moeten worden om tot een LOLE van 4,0 uur per jaar te komen.

Door de interconnectiecapaciteit uit het systeem te halen neemt de LOLE voor het HB-scenario in 2030 toe van 4,5 tot 72 uur. In figuur 4 8 is te zien hoe de kans op ENS afneemt door het toevoegen van interconnectiecapaciteit. De kans op uren met ENS neemt af van 0,8% tot 0,1%. Ook de kans op grotere hoeveelheid LOLE neemt ongeveer in gelijke mate af. Hoewel interconnectiecapaciteit een belangrijke rol blijft spelen, is hier een vermindering van afhankelijkheid waar te nemen ten opzichte van eerdere edities van de *Monitoring Leveringszekerheid*. Door het Nederlandse elektriciteitssysteem voor het centrale scenario voor 2030 te isoleren, nam de LOLE in de vorige editie van dit rapport toe van 1,4 naar maar liefst 592 uur. Tegelijkertijd is het geïsoleerde systeem voor Nederland dus beter in staat om aan de vraag te

voldoen, terwijl het de leveringszekerheid van het systeem met interconnectie voor HB 2030 juist achteruitgaat ten opzichte van het centrale scenario uit de vorige monitoring. Dat betekent dat, hoewel het systeem voor Nederland gunstiger is, de veranderende aannames voor het buitenland een netto negatieve impact veroorzaken. Hoewel de leveringszekerheid in vergelijking met eerdere analyses dus achteruit is gegaan, is de importafhankelijkheid juist verminderd.

De afgenomen importafhankelijkheid heeft te maken met de veel hogere aangenomen batterijcapaciteit. De negatieve impact van de situatie in het buitenland is ook te zien in de benuttingsgraad van de interconnectoren, zoals weergegeven in tabel 4-2. De gemiddelde bijdrage van Duitsland en België tijdens uren met ENS zakt van 1,6 GW in het centrale scenario van MLZ 2021 naar 0,5 GW in het HB-scenario voor 2030. Zie voor verdere details over de verschillen tussen het HB-scenario in dit rapport en het klimaatakkoord (KA) scenario in het vorige rapport paragraaf 4.1.7.



Figuur 4-8: kans op ENS voor het HB 30 scenario met en zonder interconnectiecapaciteit. Ieder punt op de grafiek geeft aan hoe groot de kans is op een bepaalde hoeveelheid ENS of meer.



De missing capacity is berekend voor het HB-scenario voor 2025 en 2030 en wordt ook weergegeven in tabel 4.5. De missing capacity analyse geeft aan dat voor een geïsoleerd systeem voor 2025, 2,9 GW firm productiecapaciteit verwijderd kan worden tot het LOLE niveau van 4 uur per jaar wordt bereikt. Zoals ook blijkt uit de gevoeligheidsvariant voor afgenomen gasvermogen, blijkt hieruit dat Nederland in 2025 een hoge mate van leveringszekerheid heeft. Zoals andere analyses al aangaven, is dit voor 2030 niet langer het geval. In 2030 is een additionele 2,2 GW firm capaciteit nodig om de LOLE op de norm te brengen voor een geïsoleerd systeem. Een belangrijke noot hierbij is wel dat de leveringszekerheid niet los is te zien van interconnectie, het systeem blijft immers een Europees geheel. Er zal dan ook een bepaalde mate van afhankelijkheid blijven bestaan.

#### 4.1.7 Relevante verschillen tussen Monitoring Leveringszekerheid 2021 en 2022

Ten opzichte van de vorige editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* wijzen de indicatoren voor leveringszekerheid op grotere risico's op tekorten in 2030, ondanks een verbetering van de aangenomen situatie voor Nederland. De LOLE neemt ten opzichte van het Klimaatakkoord scenario voor 2030 in de monitoring 2021 toe, van 1,4 uur per jaar naar 4,5 uur per jaar in het Huidig Beleid scenario voor 2030 in deze editie van de monitoring. De oorzaak hiervoor ligt in de verschillen tussen de aangenomen scenario's voor het buitenland. Deze paragraaf geeft een korte duiding van deze verschillen.

Ten eerste, zoals te zien in Tabel 4-6, stijgt de vraag in Nederland, Duitsland, Frankrijk en België voor de vergeleken scenario's voor 2030. Waar de stijging voor Nederland nog beperkt blijft tot 3%, stijgt de

vraag in Duitsland maar liefst met 12% ten opzichte van het Klimaatakkoord scenario voor 2030 in de *Monitoring Leveringszekerheid 2021*. Voor Frankrijk en België is dat respectievelijk 10 en 7%. Tegelijkertijd nemen de geïnstalleerde regelbare vermogens af voor alle landen behalve voor Frankrijk. Vooral in Duitsland is de daling van regelbaar vermogen erg sterk, met name door de aannames over de sluiting van 17 GW aan kolenvermogen. Hoewel de aannames voor vermogen uit zon- en windenergie juist sterk zijn gestegen, vormt dit geen volledige oplossing voor de vermindering aan flexibiliteit aan de opwekkant. Deze ontwikkelingen veroorzaken tezamen dat er minder mogelijkheden zijn voor Nederland om uit het buitenland te importeren in situaties met tekorten.

## 4.2 Economische levensvatbaarheidsanalyse

De gepresenteerde leveringszekerheidsresultaten zijn gebaseerd op scenario's over het toekomstige elektriciteitssysteem. Daarbij wordt het opgestelde vermogen van conventionele eenheden gebaseerd op gegevens, verzameld onder de bij TenneT aangesloten partijen. Om de validiteit van de scenario's te ondersteunen is een economische levensvatbaarheidsanalyse uitgevoerd. Hiermee wordt de economische levensvatbaarheid van de verschillende productie-eenheden binnen het scenario getoetst. De economische levensvatbaarheidsanalyse is enkel voor steekjaar 2025 voor het HB-scenario uitgevoerd. Naarmate verder in de toekomst gekeken wordt, worden de onzekerheden groter. De marktdata beschikbaar voor 2030 zijn beperkt, en de huidige volatiliteit in de markt als gevolg van de Europese energiecrisis maakt extrapolaties zeer onzeker. Figuur 4-9 toont de resultaten van de economische

Tabel 4-6: vergelijking van de vraagtotalen en geïnstalleerd conventioneel vermogen tussen Monitoring Leveringszekerheid 2021 en 2022 voor Nederland, België, Duitsland en Frankrijk

Land	Jaartotalen vraag [TWh]		Geïnstalleerd conventioneel vermogen* [GW]	
	Klimaatakkoord MLZ 2021 2030	Huidig Beleid MLZ 2022 2030	Klimaatakkoord MLZ 2021 2030	Huidig Beleid MLZ 2022 2030
NL	128,0	132,0	16,6	16,2
BE	95,0	102,0	13,0	11,3
DE	585,0	655,0	76,6	59,8
FR	476,0	524,0	101,6	102,7

\* Conventioneel vermogen bestaat in deze tabel uit een combinatie van nucleair, kolen, gas, waterkracht en overig conventioneel vermogen.



levensvatbaarheid (rendabiliteit) van het opgestelde conventionele vermogen op basis van de nieuwe 'value drivers' methodiek. Volgens deze methodiek is een productie-eenheid rendabel als de som van verwachte inkomsten van de elektriciteitsmarkt, optionalietswaarde, inkomsten uit systeemondersteunende diensten en overige inkomsten (zoals warmte) gelijk of hoger zijn dan de geschatte vaste operationele- en onderhoudskosten (Fixed Operating and Maintenance costs, FOM). Aangezien deze vaste kosten onzeker zijn, nemen we een reeks aan waarden (laag, gemiddeld, hoog).

Capaciteit is 'zeer waarschijnlijk rendabel' als de som van de hierboven genoemde value drivers hoger uitkomen dan de hoge FOM-schatting, maar er is sprake van een 'rendabiliteitsrisico' als de som lager is dan de lage FOM-schatting. Nadere toelichting over de nieuwe methodiek en de onderliggende data worden gegeven in bijlage 3.

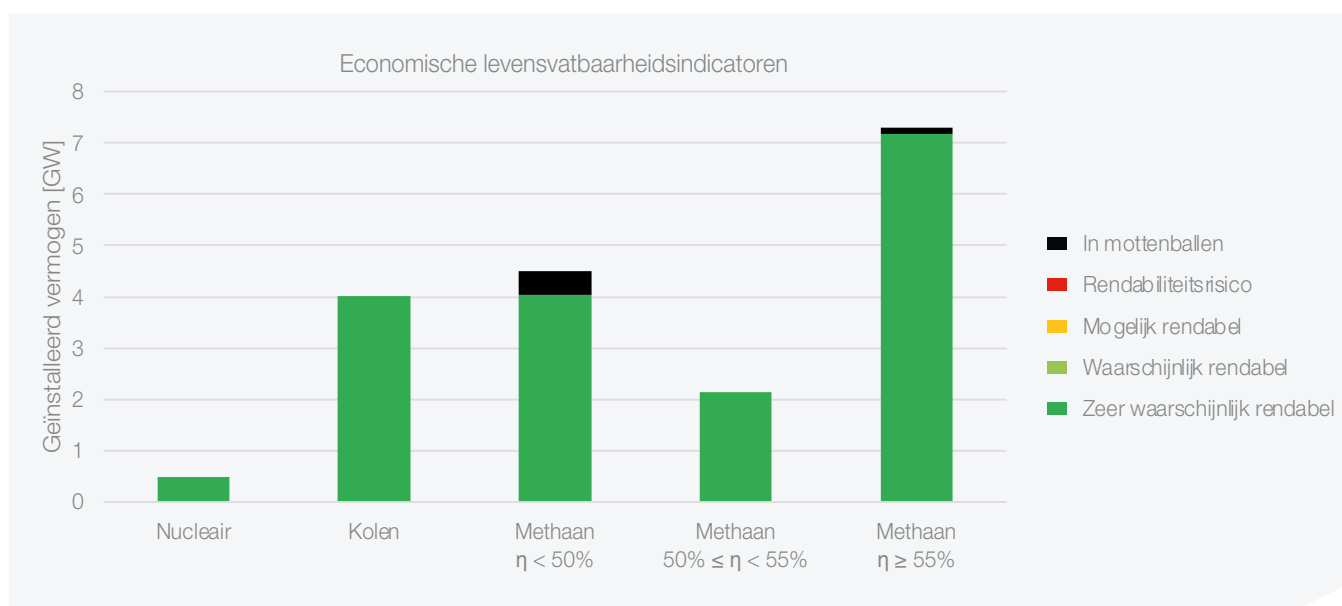
De uitgevoerde analyse toont aan dat al het opgestelde conventionele vermogen hoogstwaarschijnlijk economisch levensvatbaar is (zeer waarschijnlijk rendabel). Deze resultaten worden met name gedreven door een hoge optionalietswaarde. Deze hoge optionalietswaarde is het resultaat van de sterke volatiliteit en onzekerheid in de markt op dit moment, als gevolg van de energiecrisis in Europa. De conclusie is dat de sterke volatiliteit in de markt het op dit moment zeer onwaarschijnlijk maakt dat er op korte termijn conventioneel vermogen uit bedrijf genomen zal worden.

Dat er ondanks deze hoge verwachte optionalietswaarde toch nog verwacht wordt dat vier eenheden geconserveerd zullen blijven kan verschillende oorzaken hebben. Drie van deze eenheden zijn al geruime tijd geconserveerd, waardoor het opnieuw opstarten ingewikkeld kan zijn en met hoge kosten gepaard kan gaan. Daarnaast kunnen de eenheden deel uitmaken van een breder portfolio van productie-eenheden, waarbij de additionele optionalietswaarde van een extra eenheid beperkt kan zijn. Een dergelijk 'portfolio-effect' is niet in de analyse meegenomen.

### 4.3 Conclusie leveringszekerheidsrisico's

De belangrijkste trend is de afname van leveringszekerheid in 2030 ten opzichte van nu en 2025. Beide scenario's voor 2030 liggen rondom de LOLE grens van 4 uur per jaar. Het aantal uren met tekorten neemt sterk toe bij verdere afname van regelbaar vermogen, zoals is te zien aan de hand van de gevoeligheidsvariant op HB 2030.

De trend in verminderde leveringszekerheid in 2030 ten opzichte van 2025 is duidelijk gelinkt aan de afname van regelbaar thermisch vermogen. Deze trend wordt versterkt ten opzichte van analyses in de vorige editie van de *Monitoring Leveringszekerheid*, doordat de aangenomen situatie in het buitenland minder mogelijkheden geeft voor import ten tijde van tekorten. Tegelijkertijd is de aangenomen situatie in Nederland, met name door een grotere hoeveelheid batterijcapaciteit in het centrale scenario, juist wat



Figuur 4-9: Resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse voor steekjaar 2025 voor het HB-scenario. De resultaten per eenheid zijn geaggregeerd per brandstoftype en voor gascentrales gecategoriseerd naar efficiëntie.



verbeterd. Ondanks dat door deze additionele flexibiliteit de importafhankelijkheid minder groot is dan eerder geraamd, blijft Nederland in 2030 voor zijn leveringszekerheid voor een belangrijk deel afhankelijk van het buitenland. Daarnaast is de aangenomen batterijcapaciteit onzeker. Varianten met andere hoeveelheden opgesteld batterijvermogen geven weer dat met name minder dan geraamd batterijvermogen vrij grote invloed kan hebben op het daadwerkelijk behaalde niveau van leveringszekerheid. Veel grotere capaciteiten dan geraamd zullen iets minder effect hebben.

Het Hogere Ambitie scenario laat zien dat het elektriciteitssysteem ook bij hogere ambities leveringszeker kan blijven. Mede doordat de aannames voor het buitenland in dit scenario iets gunstiger zijn, is de hogere vraag niet direct aanleiding voor zeer grote tekorten. Wanneer het HA scenario voor Nederland gecombineerd zou worden met het HB-scenario voor het buitenland, kan wel verwacht worden dat de LOLE voor dit scenario boven de waarde voor het HB-scenario voor 2030 uit zou komen. Voldoende regelbaar productievermogen of andere vormen van flexibiliteit blijven dus wel belangrijk.

Tenslotte is een belangrijke factor voor het daadwerkelijk behaalde niveau van leveringszekerheid het weer. Met name in het HB-scenario voor 2030 is te zien dat klimaatjaren onderling grote verschillen kunnen vertonen in de tekorten. Door toenemende samenhang van het elektriciteitssysteem met weerscondities zullen deze verschillen steeds sterker naar voren komen en bepalen hoe zeker het systeem daadwerkelijk is. Deze trend zal zich waarschijnlijk voortzetten met toekomstige aandelen zon- en windenergie in het systeem en door elektrificatie van de warmtevoorziening.



# 5 Conclusies en advies



Uit deze monitoring blijkt dat in de komende jaren de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Op de middellange tot lange termijn (2030), ontstaan er leveringszekerheidsrisico's, veroorzaakt door afname van thermisch vermogen en toename van de elektriciteitsvraag in Nederland en omringende landen. Dit resulteert in een leveringszekerheidsniveau dat zich in 2030 rond de leveringszekerheidsnorm beweegt.

## 5.1 Conclusie

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. De levensvatbaarheidsanalyse naar de positie van het conventioneel vermogen 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 variabele productie, waarmee het systeem in toenemende mate weersafhankelijk wordt.

In 2030 neemt de leveringszekerheid af ten opzichte van eerdere edities van de *Monitoring Leveringszekerheid*. In het basisscenario wordt de leveringszekerheidsnorm (4 uren) met een niveau van 4,5 uren voor het eerst overschreden. Dit ondanks dat er binnen Nederland sprake is van een toename van beschikbare flexibiliteit door een verhoogde aanname voor de beschikbare batterijcapaciteit. De afname van de leveringszekerheid wordt vrijwel geheel veroorzaakt door een versnelling van de afname van beschikbare flexibiliteit in de omringende landen, met name door extra buitenbedrijfstelling van conventioneel vermogen en verhoging van de elektriciteitsvraag.

Door de afnemende mogelijkheid voor ondersteuning vanuit omringende landen neemt het belang van voldoende beschikbare flexibiliteit aan vraag en/of aanbodzijde binnen Nederland toe. In deze context laten de analyses het belang van de veronderstelde beschikbare batterijcapaciteit zien. Zo leidt bijvoorbeeld een halvering van de beschikbare batterijcapaciteit tot een verdubbeling van het LOLE niveau. Dit vormt een risico, omdat de inschatting van de hoeveelheid beschikbare capaciteit onzeker is.

Omgekeerd zal een verdere verhoging van batterijcapaciteit tot lagere LOLE niveaus leiden, al is het effect hiervan minder sterk.

Ook de gevoeligheidsanalyse met 1,6 GW minder thermisch vermogen laat zien dat een kleine afwijking van de veronderstelde beschikbare flexibiliteit in de vorm van regelbaar gasvermogen, met een verdriedoubling van de LOLE tot een niveau van 11,9 uur per jaar, grote impact heeft op het leveringszekerheidsniveau. Ook hier geldt dat een verhoging van beschikbaar thermisch vermogen tot een afname van de LOLE zal leiden.

Uit de analyses blijkt dat het belang van interconnectie met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk groot is, omdat tijdens tekorten deze interconnectoren een relatief grote bijdrage leveren; de bijdragen uit Duitsland, België en Denemarken zijn beperkt door gelijktijdige tekorten in deze landen.

## 5.2 Advies

De resultaten van de *Monitoring Leveringszekerheid* geven TenneT geen directe aanleiding het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 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 thermisch regelbaar productievermogen en toename van de vraag resulteert op de middellange tot lange termijn (2025-2030) in een grotere wederzijdse afhankelijkheid van Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen. In de ons omringende landen is er ten opzichte van de vorige monitoring sprake van een versnelling van de afname van beschikbaar regelbaar vermogen, waardoor de leveringszekerheidsrisico's voor Nederland toenemen. Het is daarom belangrijk om de ontwikkelingen in het buitenland, ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van regelbaar vermogen, bijvoorbeeld extra buiten-

bedrijfstellingen van conventionele eenheden en sluiting van kerncentrales, nauwlettend te blijven volgen.

De afname van de leveringszekerheid leidt rond 2030 voor het eerst in een centraal scenario tot een overschrijding van de leveringszekerheidsnorm. De mate van overschrijding van de norm hangt nauw samen met de aanname voor de beschikbare hoeveelheid flexibiliteit, bijvoorbeeld uit batterijcapaciteit of beschikbare vraagsturing.

De huidige aannames zijn onder andere gebaseerd op aanvragen van marktpartijen voor aansluiting van batterijcapaciteit. De daadwerkelijk realisatie is onzeker. Het is daarom van belang dat er actie wordt ondernomen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit aan de vraag- en aanbodzijde kan realiseren om de leveringszekerheid te blijven waarborgen.



# Bronnen

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

- BlueTerra Energy Experts (2022), WKK Barometer: Marktpositie WKK voorjaar 2022. Zie: [/https://www.kasalsenergiebron.nl/content/user\\_upload/20220412\\_WKK\\_barometer\\_voorjaar\\_2022\\_DEF.pdf](https://www.kasalsenergiebron.nl/content/user_upload/20220412_WKK_barometer_voorjaar_2022_DEF.pdf)
- CBS (2022), 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 (2022), 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 (2022), Hernieuwbare Energie in Nederland 2021. Zie: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/aanvullende-statistische-diensten/2021/hernieuwbare-energie-in-nederland-2020>
- CertiQ (2022), Data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk).
- Dutch datacenters (2022), Energieverbruik datacenters. Zie: <https://www.dutchdatacenters.nl/thema-energie/>
- DNV GL (2020), De mogelijke bijdrage van industriële vraagsturing aan leveringszekerheid. Zie: <https://www.dnv.nl/Publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagsturing-aan-leveringszekerheid-190655>
- ENTSO-E (2021), European Resource Adequacy Assessment 2021 report. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>
- ENTSO-E (2022), ERAA2022. Zie: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/index.html>
- ENTSO-E (2022), TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022. Zie: <https://2022.entsoe.eu/tyndp-scenarios/>
- ENTSO-E (2020), TYNDP2020 Zie: <https://www.entsoe.eu/>
- Europese Raad (2022), Fit for 55. Zie: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- Europese Parlement en de Raad (2021a), VERORDENING (EU) 2021/1119 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 30 juni 2021 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 (“Europese klimaatwet”). Zie: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>
- Europese Commissie (2021b), Europese Klimaatwet. Zie: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/european-climate-law\\_nl](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl)
- 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>
- PBL (2022), Klimaat- en Energieverkenningen 2022. Zie: <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022>



- PBL (2022), Tabellenbijlage Klimaat en Energieverkenning 2022.  
Zie: [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-klimaat-en-energieverkenning-tabellenbijlage-v2-december-2022\\_5021.ods](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-klimaat-en-energieverkenning-tabellenbijlage-v2-december-2022_5021.ods)
- Pentalateral Energy Forum Support Group 2 (2020). Generation Adequacy Assessment.  
Zie: [https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport\\_FINAL.pdf](https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf)
- RES (2021) nationaal programma Regionale Energie Strategie (RES).  
Zie: <https://regionale-energiestrategie.nl/default.aspx>
- Rijksoverheid (2022), Kamerbrief over aanvullende routekaart windenergie op zee 2030, kamerstuk – 10-06-2022. Zie:  
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/kamerstukken/2022/06/10/aanvullende-routekaart-windenergie-op-zee-2030>
- Rijksoverheid (2022), Ontwikkelkader windenergie op zee, rapport – 10-06-2022.  
Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/rapporten/2022/06/10/ontwikkelkader-windenergie-op-zee>
- Rijksoverheid (2022), Planning windenergie op zee 2030 gereed – 10-06-2022.  
Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/nieuws/2022/06/10/planning-windenergie-op-zee-2030-gereed>
- Rijksoverheid (2022), rapport 'Alles uit de kast, een verkenning naar de opgaven voor het Nederlandse elektriciteitssysteem van 2030' Eindrapportage Uitvoeringsoverleg Elektriciteit Werkgroep Extra Opgave (Dit rapport bouwt voort op een TNO achtergrondnotitie (TNO 2022 M10695, Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030, 22 april 2022). Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/04/22/rapport-alles-uit-de-kast-eindrapportage-werkgroep-extra-opgave>
- Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2022), Monitor Wind op Land over 2021.  
Zie: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/windenergie-op-land/monitor>
- Rijksoverheid (2022), Monitor Zon-pv 2022 in Nederland van RVO – 30 september 2022.  
Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/rapporten/2022/09/30/monitor-zon-pv-2022-in-nederland>
- Rijksoverheid (2019), Klimaatakkoord. Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
- TenneT (2022), TenneT Annual Market Update 2021 - Electricity market insights.  
Zie: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/TenneT\\_Annual\\_Market\\_Update\\_2021.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/TenneT_Annual_Market_Update_2021.pdf)
- TenneT (2022), Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk).
- TenneT (2022), Gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (vertrouwelijk).
- TenneT (2022), Gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (vertrouwelijk).
- TenneT (2022), Investeringsplan Net op land/zee 2022-2031.  
Zie: <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>
- 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](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf)
- TenneT (2003-2021), Edities rapportage Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot en met 2021,  
Zie: <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>
- 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>

# 6 Bijlagen



# Bijlage 1 Methodiek

*De Monitoring Leveringszekerheid* beschrijft de leveringszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem voor de komende jaren, tot en met 2030. Zoals beschreven in hoofdstuk 2 bestaat dit proces uit een aantal stappen. Deze bijlage beschrijft voor een aantal van deze stappen hoe de analyse wordt uitgevoerd.

Aan de basis van dit rapport staan simulaties van de elektriciteitsmarkt in specifieke scenario's. Deze scenario's zijn beschreven in hoofdstuk 3. De details van de scenario's, hoe, en aan de hand van welke data deze tot stand zijn gekomen, wordt beschreven in bijlage 2.

De indicatoren voor leveringszekerheid worden bepaald aan de hand van de resultaten van simulaties van de elektriciteitsmarkt over een groot aantal verschillende weersomstandigheden en uitval van centrales en interconnectiecapaciteit, waarmee de spreiding in de indicatoren kan worden weergegeven. Deze zogenaamde Monte-Carlobenadering wordt beschreven in paragraaf b 1.1

De primaire indicatoren in de analyse van leveringszekerheid van de elektriciteitsmarkt zijn Expected Energy Not Served (EENS) en Loss-of-Load Expectation (LOLE). Daarnaast zijn nog een aantal secundaire indicatoren gebruikt ter ondersteuning. De gebruikte indicatoren en analyses daarop worden in meer detail beschreven in b 1.2.

## B 1.1 Monte-Carlomarktsimulaties

Bij de analyse van toekomstige scenario's speelt onzekerheid altijd een grote rol. Naast de verschillende aannames waarin scenario's zich van elkaar onderscheiden, zoals de ontwikkelingen van vraagfactoren en productiecapaciteit, zijn twee belangrijke onzekerheden met een grote invloed op de uitkomsten het weer en de kans op uitval van productie-eenheden en interconnectiecapaciteit.

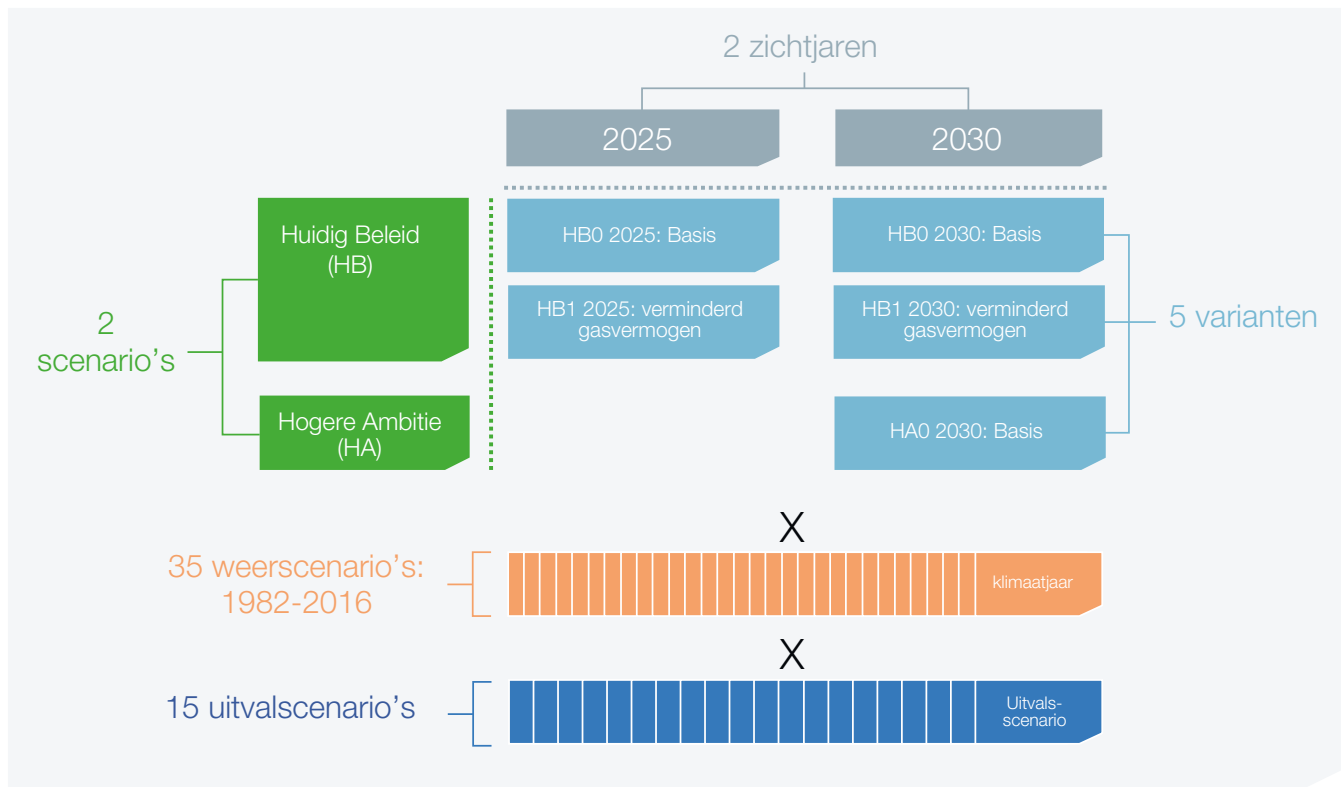
Het weer is een belangrijke bron voor onzekerheid en variatie in de marktmodellen. Zo is elektriciteitsverbruik temperatuurafhankelijk en zijn de hoeveelheden beschikbare productie van wind- en zonne-energie afhankelijk van windkracht en zoninstraling. De weergegerelateerde onzekerheden worden

gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. Aan de hand van de PECD worden tijdsreeksen gemaakt van de weersafhankelijke parameters per marktgebied in Europa, op basis van historische weerdata over de periode 1982-2016 (35 klimaatjaren). Naast de elektriciteitsvraag en productie uit wind en zon wordt daarbij ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit waterkrachtcentrales (voornamelijk in het buitenland), afhankelijk van de regenval.

Uitvalgerelateerde onzekerheid is een tweede 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 als transportmiddelen. Om deze onzekerheid te vatten wordt een groot aantal simulaties doorgerekend met verschillende uitvalscenario's. Voor iedere jaarrondsimulatie wordt een willekeurige trekking gedaan, om te bepalen welke productie-eenheden en transportmiddelen niet beschikbaar zijn op basis van aangenomen uitvalkansen en verwachte reparatieduur.

Voor de analyses worden de uitval- en weergegerelateerde onzekerheden gecombineerd. Ieder scenario wordt aan de hand van een Monte-Carlomethodiek 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. Ieder scenario wordt doorgerekend met 35 klimaatjaren en ieder klimaatjaar met 15 verschillende uitvalscenario's (zie figuur b1-1).





Figuur B1-1: Overzicht van de uitgevoerde jaarronds simulaties.

## B 1.2 Indicatoren en analyses

In deze studie worden als centrale indicatoren de Loss-of-Load Expectation (LOLE) en Expected Energy Not Served (EENS) gebruikt. De LOLE indicator 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.

Tevens wordt de indicator missing capacity gebruikt om een indicatie te geven van het vermogen dat overvloedig aanwezig is, dan wel mist om in een geïsoleerd systeem tot een LOLE van 4 uur per jaar te komen, wat de LOLE norm is.

Tenslotte kunnen uit de resultaten van de markt simulatie verschillende zaken worden geanalyseerd rondom de situaties waarin tekorten optreden, hoe deze samenhangen met tijd van de dag, tijd van het jaar en met de residuele vraag.

### Loss-of-Load Expectation (LOLE)

De uitkomst van de Monte-Carломethode is een verwachtingswaarde voor het gemiddelde aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit en andere bronnen van flexibiliteit, niet aan de vraag

zal kunnen worden voldaan, de zogenaamde Loss-of-Load Expectation (LOLE). 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 elektriciteitsvraag 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 deze norm voor een specifiek scenario. Bij hogere waarden zijn de tekorten zodanig dat het systeem niet aan de norm voldoet.

De LOLE-waarde vat de verschillende Monte-Carlosimulaties 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. Om deze reden wordt naast de gemiddelde waarden per scenario, ook inzicht gegeven in de spreiding over deze verschillende simulaties.

### Expected Energy Not Served (EENS)

Hoewel LOLE een goede indicator is voor het aantal uren waarop er schaarste optreedt, geeft het geen inzicht in de omvang van de schaarste. Met andere

woorden: hoeveel energie er door de tekorten niet wordt geleverd. De Expected Energy Not Served (EENS) toont de verwachte hoeveelheid energie die niet geleverd kan worden per jaar en wordt weergegeven in MWh of GWh. 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.

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

### Andere indicatoren

Als aanvulling geeft de missing capacity 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 onder aanname van afwezigheid van interconnectiecapaciteit. Deze analyse wordt uitgevoerd voor een model zonder interconnectiecapaciteit, waarin slechts binnenlandse vraag en aanbod zijn meegenomen. Hoewel dit een indicatie is voor de mate waarin Nederland afhankelijk is van het buitenland voor leveringszekerheid, kunnen op basis hiervan geen conclusies getrokken worden over hoeveel vermogen precies nodig is om de norm van 4 uur per jaar te halen, omdat een geïsoleerd systeem geen realistische weergave is van het geïntegreerde Europese elektriciteitsstelsel. Daarom wordt deze indicator slechts gebruikt om importafhankelijkheid aan te tonen.

Om gevoel te krijgen voor de daadwerkelijk impact van verschillende typen eenheden zijn gevoeligheden doorgerekend met minder geïnstalleerd gasvermogen en een set aan verschillende niveaus van geïnstalleerde batterijcapaciteiten. Vervolgens wordt de impact hiervan bekeken aan de hand van LOLE en EENS.

Zoals aangetoond in vorige edities van de *Monitoring Leveringszekerheid* is het Europese elektriciteitsstelsel sterk afhankelijk van de interconnectie tussen landen en biedzones. In modellen zonder interconnectiecapaciteit verslechteren de leveringszekerheidsindicatoren significant. In welke mate deze afhankelijkheid speelt, kan worden bekeken door simulaties met en zonder interconnectiecapaciteit te vergelijken. Verder wordt bekeken welke bijdrage verschillende interconnectoren leveren aan het voorkomen van niet geleverde energie, door te kijken naar hun inzet ten tijde van tekorten.

# Bijlage 2 Scenario details

De scenario's voor de *Monitoring Leveringszekerheid* worden tot stand gebracht op basis van een verscheidenheid aan bronnen en analyses. Deze bronnen worden samengevat in paragraaf b 2.1. De daaropvolgende paragrafen beschrijven de belangrijkste aannames voor vraag, aanbod en flexibiliteit, en beschrijven de andere aannames die gemaakt zijn ten behoeve van de marktsimulaties.

## B 2.1 Databronnen

Zoals beschreven in hoofdstuk 2 worden gegevens gebaseerd op een aantal verschillende bronnen. In tabel b2-1 zijn de belangrijkste bronnen voor de *Monitoring Leveringszekerheid* samengevat.

De meeste gegevens voor het huidige beleid scenario Nederland zijn gebaseerd op de data-uitvraag bij de bij TenneT aangesloten producenten en gegevens verzameld voor de klimaat- en energieverkenning (KEV) van het PBL. Het PBL stelt in de KEV jaarlijks de impact vast van beleidskeuzes op de ontwikkelingen van duurzame productiecapaciteit en factoren die de vraag bepalen, zoals aantallen elektrische

auto's, warmtepompen en ontwikkelingen in de industrie. Het PBL gebruikt hierbij een tweetal scenario's, namelijk vastgesteld beleid en vastgesteld plus voorgenomen beleid. In deze studie wordt het vastgesteld plus voorgenomen beleid gebruikt voor het HB scenario. Merk hierbij op dat de resulterende scenario's niet noodzakelijk voldoen aan de door de Nederlandse of Europese instanties gestelde doelen. De KEV scenario's en daarmee het HB scenario in dit rapport zijn gebaseerd op concreet ingevulde beleidsmaatregelen. Waar beleidsmaatregelen of voornemens niet concreet genoeg zijn om de effecten ervan te bepalen, vormen zij geen onderdeel van het resulterende scenario. De gegevens worden

Tabel B2-1: Bronnen van gegevens die worden gebruikt voor het *Monitoring Leveringszekerheid*

Bron	Gebruikte gegevens	Scenario's
Data-uitvraag bij de bij TenneT aangesloten partijen	Toekomstige productiecapaciteit van bij de TenneT aangesloten conventionele centrales voor alle scenario's	HB25, HB30, HA30
Klimaat- en Energieverkenning PBL (KEV 2022)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ontwikkeling van duurzame energiebronnen zoals zonne- en windenergie in Nederland</li> <li>Factoren die bepalend zijn voor de elektriciteitsvraag zoals aantallen warmtepompen en elektrische voertuigen</li> </ul>	HB25, HB30
Gegevens aangeleverd door regionale netbeheerders voor investeringsplan (IP)	Toekomstige productiecapaciteit bij de Nederlandse aangesloten conventionele centrales	HB25, HB30, HA30
Pan-European Market Modelling Database voor ERAA 2022 (PEMMDB)	Productiecapaciteit, vraagprofielen, prijsaannames en andere gegevens voor de modellering van het buitenland	HB25, HB30
Pan-European Market Modelling Database voor TYNDP 2020 (PEMMDB)	Productiecapaciteit, vraagprofielen, prijsaannames en andere gegevens voor de modellering van het buitenland	HA30
Pan-European Climate Database (PECD)	Productiefactoren van wind- en zonne-energie voor heel Europa, inclusief Nederland	HA25, HA30, ND25
Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)	Netwerkgegevens ten behoeve van de bepaling van de beschikbare interconnectiecapaciteit	HB25, HB30, HA30
Scenario's TenneT investeringsplan 2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aanvulling van missende gegevens voor de HB-scenario's,</li> <li>Het ND30 scenario's is op meerder vlakken gebruikt voor het HA30 scenario</li> </ul>	HB25, HB30, HA30
CBS data productiemiddelen	Gegevens over de realisatie van geïnstalleerde vermogens en vraagontwikkeling ter validatie en vergelijking met de scenario's	Verificatie-doeleinden
klantaanvragen voor aansluitingen	Inschatting voor geïnstalleerde batterijcapaciteit	HB25, HB30, HA30



aangevuld met gegevens die door bij TenneT aangesloten partijen worden aangeleverd. Hierin maken deze partijen een eigen inschatting van de te verwachten ontwikkeling in productiecapaciteit en vraag.

Voor het buitenland verzamelen alle TSOs gegevens over hun respectievelijke marktgebieden welke worden verzameld in het Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB). Deze database wordt ieder jaar opnieuw aangevuld met de meest recente gegevens die bekend zijn bij de TSO's. In de dataverzameling voor deze monitoring zijn voor het HB scenario gegevens gebruikt die door de TSO's zijn verzameld voor de European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA) en voor het HA scenario gegevens die zijn verzameld voor het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

Omdat toekomstscenario's per definitie niet vastliggen worden in sommige gevallen meerdere bronnen met elkaar vergeleken en gekozen om tot een coherent scenario te komen. Zo worden bijvoorbeeld gegevens uit de KEV vergeleken met gegevens aangeleverd door de regionale netbeheerders.

## B 2.2 Vraag

De aangenomen jaartotalen voor de Nederlandse vraag worden weergegeven in tabel b2-2. Een aantal elementen uit de daadwerkelijk gerealiseerde vraag zijn een uitkomst van de marktsimulaties, zoals power-to-X (een combinatie van power-to-heat en

power-to-gas). Omdat van deze vormen van vraag verwacht wordt dat zij sterk reageren op de prijs van elektriciteit, worden zij ingezet als de prijs voor elektriciteit laag genoeg is, doordat bijvoorbeeld duurzame bronnen de prijs bepalen. Hiernaast zijn de hoeveelheid ingezette vraag voor het laden van systeembatterijen en vraagsturing prijsresponsief. De hoeveelheden geïnstalleerd batterijvermogen en vraagsturing worden vermeld in tabel b2-4 (paragraaf b 2.4).

De vraag volgt een patroon en bestaat uit meerdere elementen, die vóór de marktsimulaties worden samengevoegd tot een vraagcurve. Deze elementen, genoemd in tabel b2-4, vormen samen de basisvraag. De vraag wordt verder bepaald door een aantal elementen waarvan de inzet in de marktsimulatie zelf wordt bepaald, namelijk productie uit batterijen, vraag ten behoeve van power-to-X en negatieve vraag in het geval van de inzet van vraagsturing. Figuur B2-1 laat de gemiddelde vraag zien van verschillende vraagfactoren over de eerste 5 weken van de simulatie, dus een aantal winterweken.

## B 2.3 Aanbod

De scenario-aannames voor het Nederlandse productiepark worden samengevat in tabel b2- 3. Hoewel capaciteiten voor wind en zon vanaf 2025 veel groter zijn dan de regelbare capaciteiten, moet hier rekening worden gehouden met een veel kleinere inzet, wat met name geldt voor zon-PV met een gemiddelde inzet van 11% van de capaciteit. De

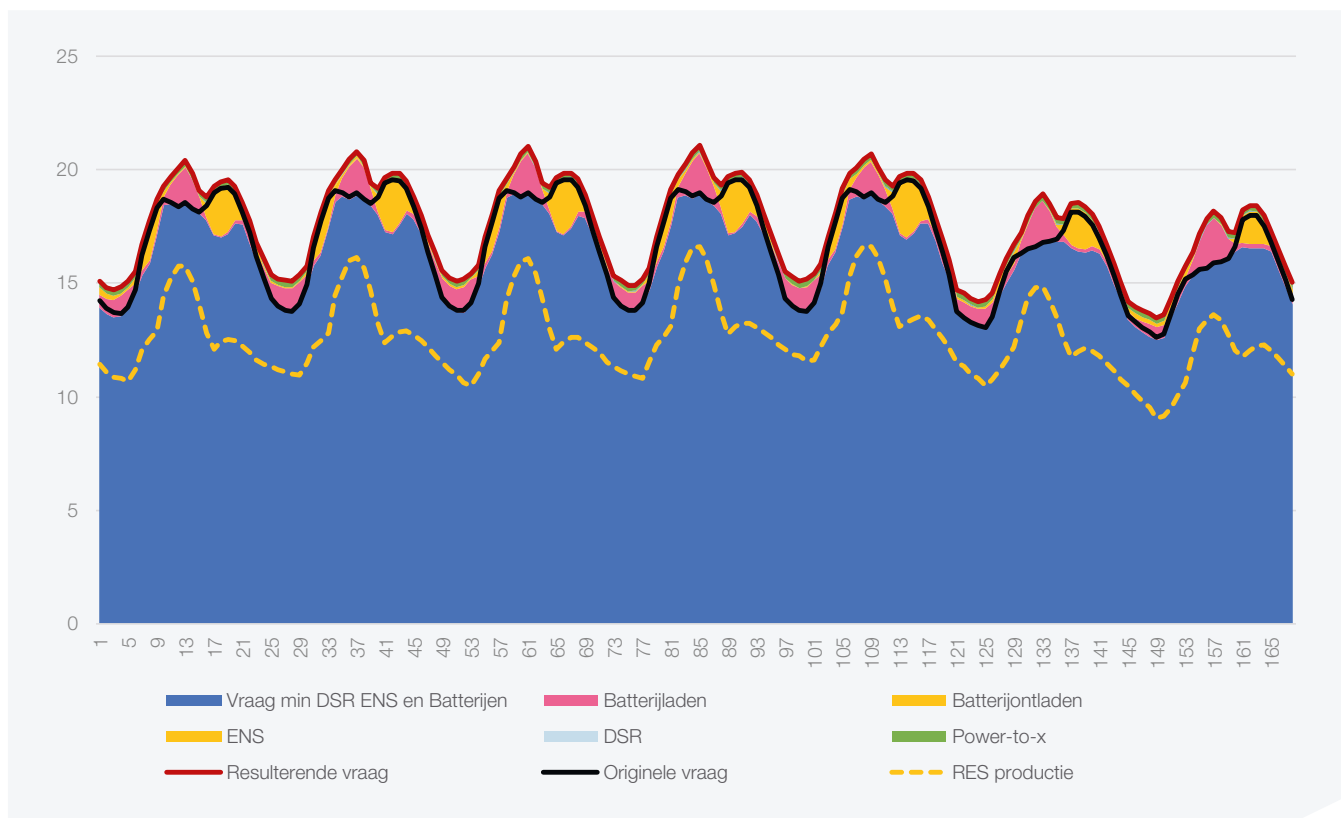
Tabel B2- 2: Kwantificering van de elektriciteitsvraag voor Nederland

Sector	Referentie [TWh]	Huidig Beleid (HB) [TWh]		Hogere Ambitie (HA) [TWh]
	2020	2025	2030	2030
Huishoudens	24,6	20,1	19,0	24,0
Diensten	32,7	30,1	29,5	34,7
Industrie	35,5	41,8	46,8	49,3
Mobiliteit	2,2	5,3	9,5	16,8
Landbouw	10,8	9,8	9,8	10,0
Overige	8,4	5,9	6,9	6,9
Warmtepompen	0,0	3,6	5,8	9,0
Datacenters	3,2	3,0	3,6	5,0
Power-to-X*	0,0	0,0*	2,3	26,6
<b>Totaal</b>	<b>117,0</b>	<b>120,0</b>	<b>133,0</b>	<b>182,0</b>

\* Jaartotalen voor Power-to-X zijn een uitkomst van de marktsimulaties, deze waardes zijn dus geen input maar worden berekend in de jaarrondberekeningen.



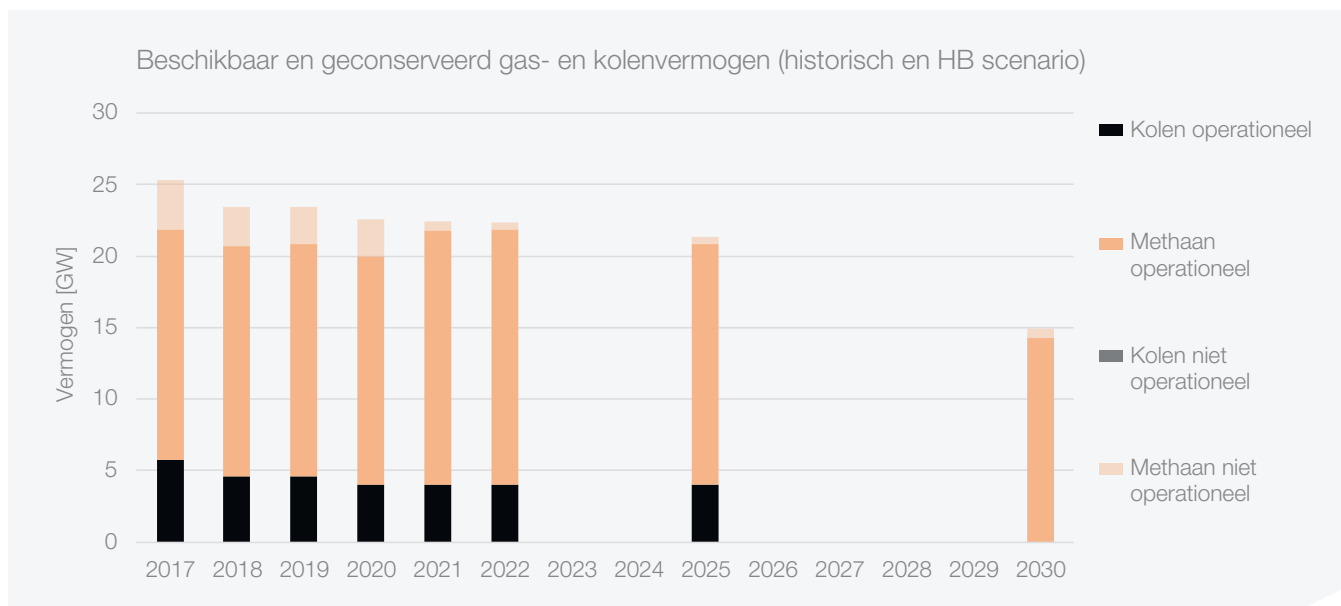




Figuur B2-1: Gemiddelde vraag in Nederland gemiddeld over de eerste 5 weken (alle klimaatjaren en iteraties) voor het HB-scenario voor 2030. Hoewel de productie uit batterijen geen vraag is, wordt dit hier getoond om te laten zien dat de batterijlading tijdens de vraagpieken weer wordt ingezet. De productie uit RES wordt hier getoond om te laten zien hoe de patronen van batterijlading en ontlading wordt bepaald door de patronen van RES-productie.

Tabel B2-3: Kwantificering van de geïnstalleerde vermogens voor Nederland

Sector	Referentie [GW]	Huidig Beleid (HB) [GW]		Hogere Ambitie (HA) [GW]
	2020	2025	2030	2030
Wind op land	4,5	6,6	7,4	11,6
Wind op zee	2,4	5,3	15,8	17,5
Zon PV	10,1	22,7	25,7	46,2
Overige	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totaal niet-regelbaar vermogen</b>	<b>17,0</b>	<b>34,6</b>	<b>49,0</b>	<b>75,3</b>
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	4,0	4,0	0,0	0,0
Methaan	17,8	16,9	14,2	12,8
Waterstof	0,0	0,0	0,0	1,4
Biomassa	0,6	0,4	0,4	2,0
Overige	0,8	0,8	0,8	0,8
<b>Totaal regelbaar vermogen</b>	<b>23,7</b>	<b>22,6</b>	<b>15,9</b>	<b>17,5</b>
<b>Daarnaast niet beschikbaar regelbaar vermogen (in mottenballen)</b>	<b>2,6</b>	<b>0,5</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>



Figuur B2-2: Beschikbaar en geconserveerd Nederlands kolenvermogen, historisch tussen 2017 en 2022 en in het HB-scenario voor 2025 en 2030.

hoeveelheid regelbaar vermogen neemt in dezelfde tijd juist sterk af, van 23,7 GW in het referentiejaar 2020 naar 22,6 GW in 2025, naar 15,9 GW in 2030 voor het HB-scenario en 17,5 GW in het HA scenario. Figuur B2-2 laat het beschikbare kolen- en gasvermogen zien tussen 2017 en 2022 en voor het HB-scenario in 2025 en 2030. Hier is te zien dat, hoewel in het verleden vrij grote hoeveelheden geconserveerd gasvermogen beschikbaar waren, deze in de scenario's slechts beperkt zijn.

## B 2.4 Flexibiliteit

De hoeveelheid aangenomen capaciteiten van andere bronnen van flexibiliteit zijn voor Nederland weergegeven in tabel b2-4. Deze scenariogetallen zijn relatief onzeker. Met name de hoeveelheid batterijcapaciteit en vraagsturing zijn onzeker en hebben bovendien vrij grote impact op de resultaten.

De hoeveelheid batterijcapaciteit is ingeschat op basis van aanvragen bij TenneT voor aansluitingen voor batterijen. Vanwege de onzekerheid hierin is de gevoeligheidsanalyse rondom batterijcapaciteit meegenomen in de resultaten. De hoeveelheid DSR is gebaseerd op een studie door DNV GL (2020).

## B 2.5 Interconnectiecapaciteit

De aangenomen grenscapaciteiten worden weergegeven in tabel b2- 5. Het gaat hier over de bilaterale uitwisselingscapaciteiten, ofwel Net Transfer Capacities (NTC's). Dit zijn de maximale hoeveelheden vermogen die op de grenzen tussen verschillende biedzones ingezet kunnen worden. Deze worden bepaald volgens de methodiek in het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Een belangrijke noot hierbij is dat de operationele methodiek voor de bepaling van grenscapaciteiten op de grenzen in de

Tabel B2-4: Kwantificering van geïnstalleerde vermogens voor andere bronnen van flexibiliteit

Type	Referentie [GW]	Huidig Beleid (HB) [GW]		Hogere Ambitie (HA) [GW]
	2020	2025	2030	2030
Power-to-gas	0,0	0,0	0,4	6,0
Power-to-heat	0,0	0,0	0,0	4,8
Batterijen	0,0	2,0	10,3	13,3
DSR	0,0	0,7	0,7	0,7
Interconnectie	9,1	9,8	10,8	10,8
<b>Totaal</b>	<b>9,1</b>	<b>12,5</b>	<b>22,2</b>	<b>35,6</b>

Tabel B2-5: Kwantificering van gebruikte grenscapaciteiten richting Nederland

Verbinding	Referentie [GW]	Alle scenario's [GW]	
	2020	2025	2030
DE-NL	4,3	5,0	5,0
BE-NL (import)*	2,4	2,4	3,4
NL-BE (export)*	2,4	3,4	3,4
UK-NL	1,0	1,0	1,0
NO-NL	0,7	0,7	0,7
DK-NL	0,7	0,7	0,7
<b>Totaal</b>	<b>9,1</b>	<b>9,8</b>	<b>10,8</b>

\* Voor de Belgische grens zijn de beschikbare capaciteiten voor import en export in sommige jaren verschillend. Voor andere grenzen zijn de waarden voor import en export gelijk.

CORE-regio Flow-Based (FB) capaciteitsberekening is, en dus geen gebruik maakt van NTC's. In plaats van bilaterale uitwisselingen worden hierbij de netto exportposities van biedzones beperkt op basis van hun impact op kritische netwerkelementen. Zie hiervoor bijvoorbeeld bijlage 4 uit de vorige editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* (TenneT, 2021), waarin een gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd voor FB-capaciteitsberekening. Hoewel de simulaties ook zijn doorgerekend aan de hand van FB-capaciteitsberekening, worden de resultaten uit deze berekeningen niet gepubliceerd omdat zij niet gevalideerd konden worden. Een vergelijking van resultaten uit de ERAA met resultaten uit de TenneT FB-marktsimulaties aan de hand van gelijke marktmodellen, toonden dermate grote verschillen dat deze resultaten niet gebruikt zijn, omdat niet aangetoond kon worden waarom deze verschillen optraden en of zij gerechtvaardigd waren. Deze analyse is zowel uitgevoerd aan de hand van F-

gegevens uit de ERAA als met door TenneT berekende FB-gegevens.

## B 2.6 Andere economische aannames

Naast de aannames over hoeveelheden en opgestelde vermogens, vormt de verwachting van de toekomstige prijsontwikkeling (brandstoffen, CO<sub>2</sub>-emissierechten) in de scenario's een belangrijke inputparameter voor de doorgevoerde marktanalyses en het gedrag van prijs gestuurde aanbod en vraag. Tabel B2-6 toont de prijsaannames voor brandstoffen en CO<sub>2</sub>-emissierechten.

## B 2.7 Buitenland

De jaartotalen voor de elektriciteitsvraag voor deze landen zijn samengevat in tabel b2-7. De ontwikkelingen met betrekking tot geïnstalleerde vermogens in een selectie van voor Nederland relevante landen zijn samengevat in tabel b2-8 en tabel b2-9.

Tabel B2-6: Economische parameters

Grondstof	Eenheid	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
		2025	2030	2030
Nucleair	€/net GJ	0,47	0,47	0,47
Bruinkool		1,80	1,80	1,80
Steenkool		2,99	3,05	1,97
Methaan		12,95	12,20	5,91
Lichte stookolie		19,25	19,25	10,09
Zware stookolie		15,79	15,79	8,28
Schalieolie		1,56	1,86	1,86
CO <sub>2</sub>	€/ton	93,75	110,00	78,00

Tabel B2-7: Kwantificering van de vraagtotalen in een selectie van landen

Jaartotalen vraag [TWh]			
Land	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Duitsland	580	655	742
Frankrijk	480	524	562
Verenigd Koninkrijk	291	333	427
België	91	102	111
Denemarken	47	59	53
Noorwegen	157	170	173

Tabel B2-8: Kwantificering van de geïnstalleerde vermogens voor Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk

Duitsland [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	0,0	0,0	0,0
Kolen	22,6	0,0	9,0
Aardgas	29,0	29,6	25,9
Waterkracht	21,4	23,5	19,1
Overig conventioneel	6,0	6,7	8,7
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>79,0</b>	<b>59,8</b>	<b>62,7</b>
Wind op zee	11,5	30,0	30,7
Wind op land	67,0	110,0	84,7
Zon PV	94,4	200,0	123,4
Overig duurzaam	11,1	12,0	7,6
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>184,0</b>	<b>352,1</b>	<b>246,4</b>

Frankrijk [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	61,8	59,1	57,4
Kolen	0,0	0,0	0,0
Aardgas	7,2	7,2	7,2
Waterkracht	30,7	31,0	17,4
Overig conventioneel	5,8	5,4	1,6
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>105,5</b>	<b>102,7</b>	<b>83,6</b>
Wind op zee	1,9	5,8	9,0
Wind op land	24,1	35,9	44,5
Zon PV	18,2	43,4	84,4
Overig duurzaam	2,3	2,4	2,4
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>46,4</b>	<b>87,5</b>	<b>140,3</b>



Verenigd Koninkrijk [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	4,3	5,2	4,5
Kolen	0,0	0,0	0,0
Aardgas	40,5	32,0	18,4
Waterkracht	7,4	7,5	5,4
Overig conventioneel	0,0	0,4	3,6
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>52,2</b>	<b>45,1</b>	<b>31,9</b>
Wind op zee	21,9	42,7	31,0
Wind op land	17,3	26,2	24,2
Zon PV	19,2	30,8	41,7
Overig duurzaam	8,6	10,2	6,3
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>66,9</b>	<b>110,0</b>	<b>103,2</b>

Tabel B2-9: Kwantificering van de geïnstalleerde vermogens voor België, Denemarken en Noorwegen

België [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	3,9	2,1	0,0
Kolen	0,4	0,4	0,0
Aardgas	6,7	4,6	8,7
Waterkracht	2,6	2,7	2,5
Overig conventioneel	1,4	1,5	0,8
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>15,0</b>	<b>11,3</b>	<b>12,0</b>
Wind op zee	2,3	5,8	4,2
Wind op land	3,6	5,0	5,2
Zon PV	8,4	11,4	17,1
Overig duurzaam	0,6	0,7	0,9
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>14,8</b>	<b>22,9</b>	<b>27,5</b>

Denemarken [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	0,0	0,0	0,0
Kolen	2,6	2,1	0,0
Aardgas	1,9	1,8	1,2
Waterkracht	0,0	0,0	0,0
Overig conventioneel	0,0	0,8	0,1
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>4,5</b>	<b>4,7</b>	<b>1,3</b>
Wind op zee	2,3	4,7	12,5
Wind op land	5,2	5,6	6,1
Zon PV	5,6	8,5	17,2
Overig duurzaam	0,0	0,0	2,3
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>13,1</b>	<b>18,9</b>	<b>38,1</b>

Noorwegen [GW]			
Type	Huidig Beleid (HB)		Hogere Ambitie (HA)
	2025	2030	2030
Nucleair	0,0	0,0	0,0
Kolen	0,0	0,0	0,0
Aardgas	0,0	0,0	0,0
Waterkracht	35,6	38,9	34,5
Overig conventioneel	0,3	0,3	0,3
<b>totaal conventioneel (incl. waterkracht)</b>	<b>35,8</b>	<b>39,2</b>	<b>34,7</b>
Wind op zee	0,0	0,8	0,5
Wind op land	7,1	7,7	11,2
Zon PV	0,8	3,5	0,3
Overig duurzaam	0,0	0,0	0,0
<b>totaal duurzaam (excl. waterkracht)</b>	<b>7,9</b>	<b>12,1</b>	<b>12,0</b>

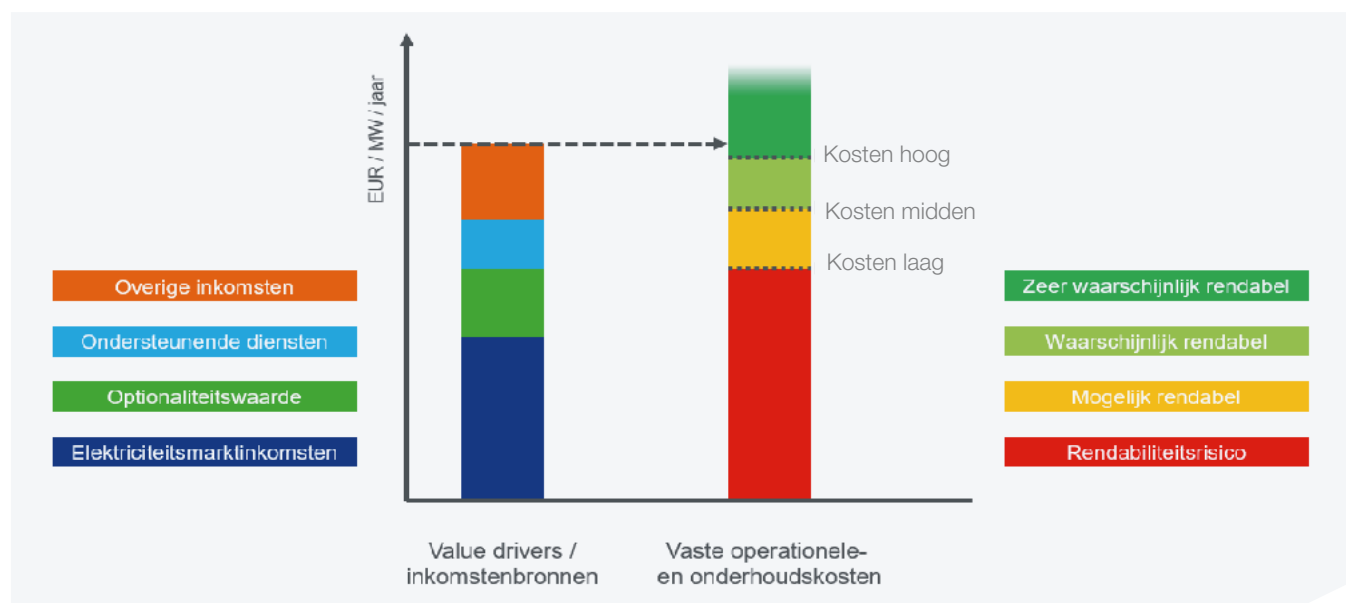
# Bijlage 3 Methodiek economische levensvatbaarheidsanalyse

Voor deze editie van de *Monitoring Leveringszekerheid* is een nieuwe methodiek ontwikkeld voor een economische levensvatbaarheidsanalyse. Deze nieuwe methodiek vervangt de analyse naar conservering van gasgestookte eenheden in voorgaande edities. De economische levensvatbaarheidsanalyse wijst uit wat de risico's zijn op conservering of amovering van conventioneel opgesteld vermogen. Wanneer er sprake is van een hoog risico op uitbedrijfname, vormt dit ook een aanvullend risico voor de leveringszekerheid. De methodiek kan daarnaast ook ingezet worden om de economische levensvatbaarheid te analyseren van duurzame energiebronnen, opslagsystemen of DSR.

In de nieuw ontwikkeld methodiek wordt bekeken of een productie-eenheid voldoende verdiensten kan genereren om haar vaste operationele- en onderhoudskosten (e.g. personeelskosten) te dekken. De methodiek is niet volledig gelijk aan de methodiek die ontwikkeld wordt in de Economic Viability Assessment (EVA) in de European Resource Adequacy

Assessment (ERAA), maar wel gebaseerd op vergelijkbare principes.<sup>20</sup> Figuur B3-1 geeft schematisch weer hoe de inkomsten en kosten vergeleken worden. Er wordt daarbij gebruik gemaakt van drie kostenniveaus (laag, midden en hoog) om in te schatten hoe economisch levensvatbaar een productie-eenheid is. Zoals de figuur laat zien wordt gekeken naar vier categorieën van 'value drivers', ofwel inkomstenbronnen.

1. **Elektriciteitsmarktinkomsten** op basis van bruto winstmarges (spark spreads) op standaard producten zoals baseload en peakload, en additionele inkomsten (of kosten) door het al dan niet kunnen optimaliseren van de productie over tijd (shaping).
2. **Optionaliteitswaarde** ofwel de 'extrinsieke waarde' van een elektriciteitscentrale waarbij aanvullende inkomsten gegenereerd kunnen worden door te handelen op termijnmarkten en waarbij het hebben van een conventionele elektriciteitscentrale een belangrijke hedge vormt tegen extreme elektriciteitsprijzen.



Figuur B3- 1: Schematische weergave van de vergelijking tussen de value drivers en de vaste operationele- en onderhoudskosten

<sup>20</sup> De huidige methode modelleert met name geen specifieke investeringen of amoveringen in de tijd, maar voert een 'statische' evaluatie uit van de economische levensvatbaarheid van centrales in een specifiek steekjaar. De methode houdt echter wel rekening met aanvullende value drivers die momenteel in de ERAA niet aan bod komen, zoals de optionaliteitswaarde.

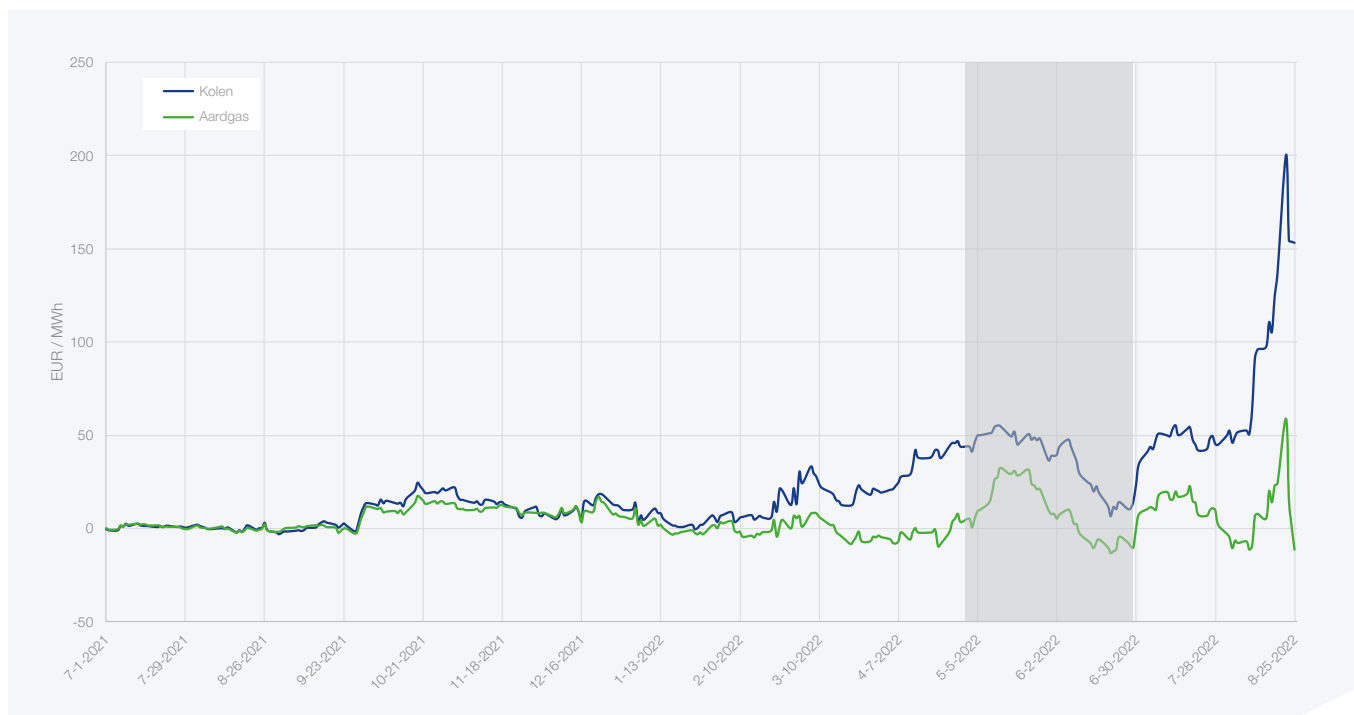
3. **Ondersteunende diensten en balanceringsmarkt** waarbij een elektriciteitscentrale diensten levert aan TenneT ter ondersteuning van het elektriciteitssysteem. Daarnaast kunnen extra inkomsten gegeneerd worden op de balanceringsmarkt door aan de systeembalans bij te dragen.
4. **Overige inkomsten** zoals warmteproductie bij een warmtekrachtkoppeling.

### B 3.1 Elektriciteitsmarktinkomsten

De elektriciteitsmarktinkomsten beginnen op de termijnmarkten voor standaardproducten zoals baseload en peakload.<sup>21</sup> Via de termijnmarkten komen prijzen tot stand voor de levering van elektriciteit op een moment in de toekomst. Hiermee kunnen producenten hun inkomsten, en consumenten hun kosten hedgen, waardoor zij minder blootgesteld worden aan de volatiliteit van de elektriciteitsprijs op de spotmarkt. Een producent van elektriciteit kan verdienen op de termijnmarkt wanneer de prijs van het product hoger ligt dan zijn variabele kosten, waaronder brandstof, emissierechten en

variabele operationele en onderhoudskosten. De bruto winstmarge, het verschil tussen de prijs van het elektriciteitsproduct en de variabele kosten, wordt de 'spark spread' genoemd (ook wel de 'dark spread' als het gaat om elektriciteitsproductie op basis van steenkool).

Prijzen op de termijnmarkten komen dagelijks tot stand, waardoor de bruto winstmarge dagelijks varieert. Als voorbeeld toont figuur B3- 2 de ontwikkeling van de bruto winstmarge voor de levering van peakload in 2025 door een kolencentrale en een gascentrale met een efficiëntie van respectievelijk 46% en van 50%. De figuur laat zien dat de bruto winstmarge voor de kolencentrale sterk is toegenomen het afgelopen jaar, terwijl de spark spread voor de gascentrale rond de 0 EUR/MWh beweegt. De figuur laat daarnaast ook zien dat de volatiliteit in de bruto winstmarges sterk is toegenomen. Dit is een gevolg van de energiecrisis, de hoge brandstofprijzen en krapte op de Europese gasmarkt in verband met de oorlog in Oekraïne.



Figuur B3-2: Bruto winstmarge, gebaseerd op termijnprijzen voor levering in 2025 (Cal-25) van Nederlandse peakload (DPA, ICE Endex), aardgas (TTF, ICE Endex), steenkool (API2, Bloomberg) en emissierechten (EUA, ICE Endex). Het grijze vlak geeft de periode 01-05-2022 – 30-06-2022 weer, die gebruikt is voor de analyse naar de economische levensvatbaarheid zoals gepresenteerd in sectie 4.2.

<sup>21</sup> 'Baseload' refereert aan een contract voor levering van elektriciteit 24 uur per dag. 'Peakload' refereert aan een contract voor levering van elektriciteit tussen 08:00 uur en 20:00 uur op werkdagen. Afhankelijk van het type contract, kan deze verhandeld worden voor levering op een specifieke dag, in een specifieke week, maand of kwartaal of voor levering gedurende een heel jaar.



Naast de inkomsten uit de termijnmarkten, kunnen aanvullende inkomsten gegenereerd worden door de optimalisatie van de inzet van een centrale over de tijd. Dit wordt als 'shaping value' aangeduid. Hoewel een centrale bijvoorbeeld een termijncontract kan hebben voor levering 24 uur per dag, kan het voorkomen dat op de spotmarkt (day-ahead of intraday) de prijs in enkele uren lager komt te liggen dan de kosten die de centrale zou maken om elektriciteit op te wekken. Op dat moment kan de centrale ervoor kiezen om minder zelf te gaan produceren en de elektriciteit op de spotmarkt in te kopen. Op die manier bespaart de centrale op de brandstof- en emissiekosten. Het tegengestelde kan plaatsvinden voor producenten van zonne- en windenergie. Wanneer zij contracten hebben voor levering van elektriciteit, maar door een gebrek aan zon of wind niet zelf kunnen produceren, zullen zij duurder moeten inkopen op de spotmarkt. In dit geval is er sprake van 'shaping costs'.

### B 3.2 Optionaliteitswaarde

De optionaliteitswaarde representeert de additionele waarde die behaald kan worden door het optimaliseren van de positie in de termijnmarkt. Eén MWh kan meermaals op de termijnmarkt verhandeld worden. Door te verkopen bij een hoge spark spread en later weer terug te kopen wanneer de spark spread lager (of negatief) is, kunnen inkomsten gegenereerd worden zelfs zonder dat er daadwerkelijk een leveringsverplichting tegenover staat. Daarnaast vormt het hebben van een elektriciteitscentrale een belangrijke verzekering tegen (extreem) toenemende elektriciteitsprijzen. Benodigde elektriciteit kan immers altijd geproduceerd worden tegen de variabele kosten.

In de nieuwe methodiek wordt de optionaliteitswaarde bepaald op basis van de prijzen die tot stand komen voor call-opties op baseload termijncontracten.<sup>22</sup> Hoewel producenten over het algemeen deze prijs niet volledig kunnen verzilveren als inkomsten, representeert de optieprijs wel ten dele de volatiliteit in de termijnmarkt en daarmee de mogelijkheden tot het genereren van inkomsten door het handelen op de termijnmarkt. Daarnaast geeft de optieprijs weer hoe de markt de eerder genoemde verzekering tegen toenemende elektriciteitsprijzen waardeert. Een call-

optie geeft namelijk de mogelijkheid (maar niet de verplichting) om tegen een bepaalde prijs elektriciteit te kunnen kopen. Zoals het hebben van een elektriciteitscentrale de mogelijkheid geeft om tegen variabele kosten te produceren.

Figuur B3-3 toont het verloop van prijzen voor 'at the money'-call opties op Duitse baseload producten. Een optie die 'at the money' is, heeft een strike prijs die overeenkomt met de actuele prijs van het onderliggende (baseload) product. Een call optie die 'at the money' is, heeft geen intrinsieke waarde, maar wel een maximale extrinsieke waarde. In het bepalen van de optieprijs van een productie-eenheid wordt gebruik gemaakt van de extrinsieke waarde van een call optie met een strike prijs die overeenkomt met de variabele kosten van die eenheid.

Figuur B3-3 laat zien dat de optieprijzen sterk zijn toegenomen in het afgelopen jaar, en daarmee ook de berekende optionaliteitswaarde voor de conventionele eenheden. Dit hangt samen met de toegenomen volatiliteit en onzekerheid in de elektriciteitsmarkt, zoals eerder besproken in sectie B 3.1 en zoals ook zichtbaar is in figuur b3-1. De hoge optionaliteitswaarde zoals berekend voor de periode 01-05-2022 – 30-06-2022 dragen in belangrijke mate bij aan de conclusie in sectie 4.2, waarin gesteld wordt dat er op korte termijn weinig risico is op het uitbedrijf nemen van conventionele eenheden.

### B 3.3 Ondersteunende diensten en balanceringsmarkt

Naast de handel in elektriciteit, worden er ook verschillende markten georganiseerd voor ondersteunende diensten en balancering.

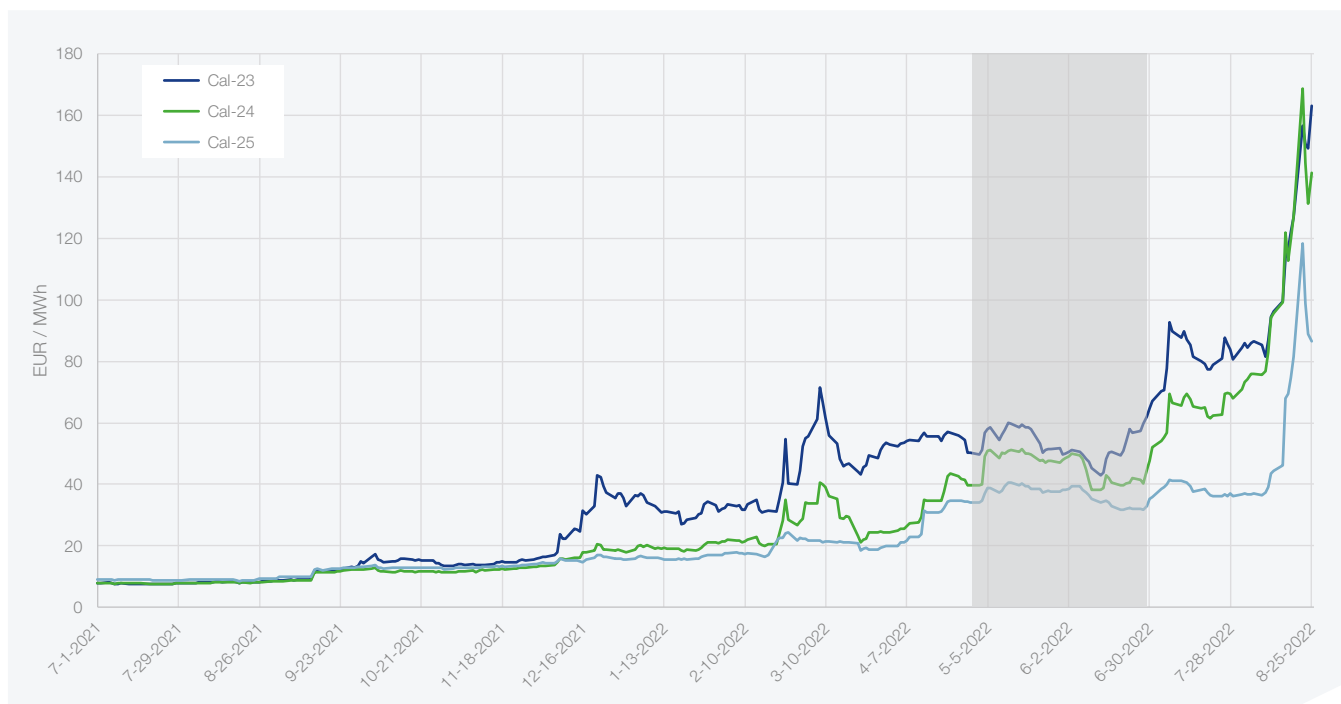
Onder ondersteunende diensten vallen het leveren van balanceringsreserves, blindvermogen, redispatch, herstelvoorzieningen en het compenseren van netverliezen. Deze ondersteunende diensten worden door TenneT ingekocht om onder andere de stabiliteit van het systeem te borgen en de spanning en frequentie binnen het systeem onder controle te houden. De ondersteunende diensten vormen een kostenpost voor TenneT, maar zijn daarmee een aanvullende bron van inkomsten voor elektriciteitsproducenten.

Naast de ondersteunende diensten is er een markt

<sup>22</sup> Hierbij wordt gebruikt gemaakt van opties op Duitse baseload contracten, omdat de Duitse markt meer liquide is dan de Nederlandse waardoor er meer betrouwbare data beschikbaar is.

<sup>23</sup> Zie: <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten-nederland>





Figuur B3-3: Prijzen voor 'at the money'-call opties op Duitse base load producten. Het grijze vlak geeft de periode 01-05-2022 – 30-06-2022 weer, die gebruikt is voor de analyse naar de economische levensvatbaarheid zoals gepresenteerd in sectie 4.2.

voor balanceringsenergie. Binnen het elektriciteitsstelsel wordt iedere consument en producent van elektriciteit vertegenwoordigd door een Balance Responsible Party (BRP). Iedere BRP is ervoor verantwoordelijk dat hij precies zoveel energie op het stelsel inbrengt of uit het stelsel opneemt als vooraf gepland. Dit omdat de balans tussen elektriciteitsproductie en consumptie te allen tijde gelijk moet zijn. Doordat de elektriciteitsproductie uit zonne- en windenergie en de elektriciteitsconsumptie niet met volledige accuraatheid voorspeld kunnen worden, zullen er altijd onbalansen ontstaan. Deze onbalansen kunnen opgelost worden met de aansturing van elektriciteitscentrales of vraagrespons. Binnen Nederland komt hiervoor een onbalansprijs tot stand op de balanceringsmarkt. Partijen die een onbalans veroorzaken moeten deze prijs betalen, terwijl partijen die bijdragen aan het oplossen van de onbalans deze prijs ontvangen. Hiermee vormt dit doorgaans een inkomstenbron voor eigenaren van centrales die aangestuurd kunnen worden, terwijl dit een kostenpost is voor producenten van zonne- en windenergie en vertegenwoordigers van consumenten.

### B 3.4 Overige inkomsten

Onder overige inkomsten vallen met name de inkomsten van warmteproductie van een warmtekrachtkoppeling. Een warmtekrachtkoppeling produceert naast elektriciteit ook warmte. Deze warmte kan gebruikt worden voor de verwarming van huizen met stadsverwarming, verwarming van kassen in de glastuinbouw, of als input voor industriële processen. De waarde van warmte is gekoppeld aan de prijzen van aardgas. Immers, de verbranding van aardgas is de meest gebruikte bron van warmte, als geen gebruik gemaakt wordt van een warmtekrachtkoppeling.

Naast warmte zouden voor producenten van duurzame energie ook de verkoop van Garanties van Oorsprong onder overige inkomsten kunnen vallen. Voor conventionele eenheden gaat dit echter niet op.