

Monitor Leveringszekerheid 2025



TenneT TSO B.V.

Versie: 2.0 (publiek) [15-5-2025]

C1 - Public Information

EPN-2025-022

Voorwoord

Het is helder dat ons elektriciteitssysteem fundamenteel en op tempo verandert. Gebeurtenissen in landen om ons heen laten zien dat deze beweging en realiteit niet altijd even eenvoudig is. We zetten stevig in op verduurzaming en dat is goed nieuws voor het halen van de CO2 doelstellingen en energie-onafhankelijkheid van Nederland. Tegelijkertijd brengt dit nieuwe uitdagingen met zich mee. Duurzame bronnen, zoals zon en wind, leveren niet altijd stroom op het moment dat de vraag het grootst is en vaak ook niet op de plek waar de vraag is. Het elektriciteitssysteem wordt daardoor niet alleen dynamischer, maar ook kwetsbaarder, én het vraagt veel meer investeringen en innovaties in infrastructuur.

Bij TenneT doen we er alles aan om ervoor te zorgen dat het hoogspanningsnet 24/7 beschikbaar is voor het transport van elektriciteit. Onze netbeschikbaarheid is nog altijd hoog: 99,99988%. Met de leveringszekerheid in de zin van voldoende aanbod in relatie tot de vraag zit het ook goed. Voorlopig.

De boodschap van deze editie van de Monitor Leveringszekerheid is namelijk duidelijk: tot 2030 blijft de leveringszekerheid in de basisprognose binnen de vastgestelde normen. Maar daarna neemt het risico op tekorten snel toe. Met name door het sluiten van conventionele centrales, terwijl de vraag naar elektriciteit naar verwachting juist sterk gaat stijgen na 2030. De opkomst van duurzame opwek, opslag en vraagrespons compenseert dat voorlopig nog onvoldoende.

TenneT adviseert de opdrachtgever van dit rapport, het ministerie van Klimaat en Groene Groei, om alert te zijn. Het is namelijk van groot belang dat er tijdig meer flexibiliteit komt en er voldoende regelbaar vermogen beschikbaar blijft om aan de systeemeisen te kunnen blijven voldoen. Dat vraagt om onderzoek naar en gerichte keuzes over flexibiliteitsinstrumenten, zoals vraagrespons, opslag, en – als het écht niet anders kan én onder strikte

voorwaarden – capaciteitsmechanismen. Het kabinet heeft hiervoor al belangrijke stappen aangegeven in de kamerbrief over leveringszekerheid ‘Leveringszekerheid van elektriciteit’ (KGG, december 2024).

Leveringszekerheid gaat in de monitor over de mate waarin alle elektriciteitsbronnen samen in staat zijn om in alle elektriciteitsvraag te voorzien. Voor consumenten is leveringszekerheid natuurlijk meer dan dat. Opgewekte elektriciteit is pas waardevol als het ook betrouwbaar geleverd kan worden op de plek waar we het willen gebruiken.

Naast dit rapport is TenneT daarom ook bezig met de vraag wat ervoor nodig is om die elektriciteit op een betrouwbare manier te transporteren naar alle locaties waar vraag is. Dit doen we in het investeringsplan, waarin we aangeven hoe we van plan zijn het hoogspanningsnet op de juiste plaatsen effectief en efficiënt te versterken door te investeren in het hoogspanningsnet. Daarnaast werken we aan de Flexibility Needs Assessment. Hierin onderzoeken we wat er verder vereist is in het systeem om elektriciteit op ieder gewenst moment bij de gebruiker, de consument te krijgen, want leveringszekerheid is complexer dan alleen aan de vraag kunnen voldoen. Belangrijk hierbij is om te onderzoeken wat er nodig is om afwijkingen in de markt van elektriciteitsvraag en elektriciteitsproductie uit wind en zon te op te vangen en welke middelen nodig zijn om het netwerk te ontlasten wanneer overbelasting dreigt.

Wij blijven ons inzetten voor een betrouwbaar, CO2 arm en leveringszeker elektriciteitssysteem – vandaag én morgen.

Maarten Abbenhuis
Chief Operating Officer, TenneT

Samenvatting en advies

Samenvatting

TenneT voert een jaarlijkse monitoring uit van de middellange en lange termijn leveringszekerheid van elektriciteit. Hiermee wil TenneT inzicht bieden in de verwachte ontwikkeling van de toekomstige leveringszekerheid van elektriciteit.

Dit rapport geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot en met 2035. De hoofdresultaten zijn samengevat in onderstaande tabel. Hierin staan de leveringszekerheidsindicatoren LOLE (Loss-of-Load Expectation) en EENS (Expected Energy Not Served) voor de onderzochte steekjaren 2030, 2033 en 2035.

Jaar	Loss of Load Expectation [Uur per jaar]	Expected Energy Not Served [GWh per jaar]
2030	1,1	0,8
2033	12,6	14,1
2035	9,2	15,7

De resultaten van deze editie van de Monitor Leveringszekerheid zijn grotendeels in lijn met die van vorige editie van dit rapport. Tot en met 2030 blijft de leveringszekerheid in het basisscenario binnen de 4 uren norm. Daarna verslechtert de situatie snel. De reden hiervoor is de algemene trend in Nederland en omliggende landen van een afname van het conventionele vermogen, terwijl we tegelijkertijd van een grote toename van de elektriciteitsvraag uitgaan. De groei in het vermogen van vraagrespons, opslag en duurzame opwek is onvoldoende om dit te compenseren. Hoewel er sprake is van een verbetering van de leveringszekerheidsindicatoren ten opzichte van de vorige monitor, met name wat betreft de EENS, laten zowel steekjaar 2033 als 2035 een significante overschrijding van de LOLE-norm zien met respectievelijk 12,6 en 9,2 uur per jaar.

De mate van overschrijding van de norm hangt nauw samen met de aannames over de toename van de elektriciteitsvraag en het beschikbare regelbaar vermogen, uit bijvoorbeeld conventioneel vermogen, batterijcapaciteit of vraagrespons. Deze aannames kennen grote onzekerheden. Wanneer de elektrificatie minder snel verloopt dan wordt aangenomen, zal de elektriciteitsvraag minder snel stijgen met een

verbetering van de leveringszekerheid tot gevolg. Daar staat tegenover dat de beoordeelde economische levensvatbaarheid van verschillende capaciteitsbronnen is verslechterd ten opzichte van de vorige editie van de monitor. De resultaten laten zien dat de levensvatbaarheid van een deel van het thermische gasvermogen in gevaar is. Daarmee bestaat er een reëel risico dat het beschikbare regelbaar vermogen lager zal zijn dan aangenomen, met nog grotere overschrijding van de LOLE-norm tot gevolg. De gevoeligheidsanalyse op basis van de economische levensvatbaarheidsanalyse laat zien dat dit al in 2030 kan leiden tot een overschrijding van de LOLE-norm.

Advies

Gezien de toename van de risico's vanaf 2030 is het van belang om actie te ondernemen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit en regelbaar vermogen aan de vraag- en aanbodzijde realiseert om de leveringszekerheid te blijven waarborgen.

In lijn met het advies in de vorige monitor adviseert TenneT daarom om een aantal maatregelen verder te ontwikkelen en te implementeren, welke onderdeel kunnen zijn van een uitvoeringsplan zoals bedoeld in de Europese

Verordening 2019/943. Dit is van belang, omdat een dergelijk uitvoeringsplan een voorwaarde vormt voor toestemming van de Europese Commissie om, indien noodzakelijk, meer ingrijpende instrumenten zoals capaciteitsmechanismen in te mogen voeren.

Met de kamerbrief 'Leveringszekerheid van elektriciteit' heeft het kabinet al een belangrijke basis gelegd voor dergelijke maatregelen (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024). TenneT roept de overheid op om door te pakken op de in de kamerbrief beschreven initiatieven, waaronder: a) het laten uitvoeren van nader onderzoek naar de invoering van capaciteitsmechanismen die geschikt zouden kunnen zijn voor de Nederlandse situatie en een te snelle terugval van bestaand regelbaar vermogen zouden kunnen voorkomen; en b) zich actief te richten op de verdere ontwikkeling van vraagrespons voor leveringszekerheid, middels het laten uitvoeren van een onderzoek naar het potentieel van vraagrespons voor de borging van de leveringszekerheid en belemmeringen die het benutten van dit potentieel in de weg staan. Vraagrespons kan namelijk een belangrijke bijdrage leveren aan het verbeteren van de leveringszekerheid.

Als aanvullende maatregel adviseert TenneT om c) maatregelen te onderzoeken die middellange en lange termijn energieopslag kunnen stimuleren. Dit type opslag zou, naast bekendere technieken als conventionele gascentrales, vraagrespons, interconnectie en conventionele (of bestaande) batterijopslag, in potentie een significante bijdrage aan leveringszekerheid kunnen leveren in de toekomst. Dit advies is in lijn met de intenties die het kabinet eerder heeft geuit in de kamerbrief routekaart energieopslag (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b). De resultaten in deze monitor bevestigen dat middellange en lange termijn energieopslag een relatief grote bijdrage aan de leveringszekerheid leveren (zie paragraaf 4.1.3).

Tot slot adviseert TenneT wederom om de ontwikkelingen in buurlanden en hun nationale beleidsvoornemens, die de beschikbaarheid van regelbaar thermisch vermogen kunnen beïnvloeden, nauwlettend te volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix tussen landen af te stemmen.



Summary and advice

Summary

TenneT conducts an annual monitoring of the medium- and long-term resource adequacy. With this report, TenneT aims to provide insights into the expected development of the future resource adequacy, which is an important factor in shaping the future electricity system.

This report provides insights into the expected development of resource adequacy in the Netherlands until 2035. The main results are summarized in the table below. It shows the resource adequacy indicators LOLE (Loss-of-Load Expectation) and EENS (Expected Energy Not Served) for the considered years 2030, 2033 and 2035.

Jaar	Loss of Load Expectation [Uur per jaar]	Expected Energy Not Served [GWh per jaar]
2030	1,1	0,8
2033	12,6	14,1
2035	9,2	15,7

The results of this edition of the Monitor Leveringszekerheid are largely in line with those of the last edition of the report. Up to and including 2030 the resource adequacy in the base scenario remains within the 4 hour LOLE norm. After that the situation rapidly deteriorates. The reason for this is the trend in the Netherlands and surrounding countries of a reduction in conventional capacity, with a simultaneous expectation of a large electricity demand increase. The growth in the capacity of demand response, storage and sustainable production technologies is insufficient to compensate for this effect. Despite an improvement of adequacy indicators compared to the previous version of the monitor, in particular with regards to EENS, both 2033 and 2035 show a significant exceedance of the LOLE norm, with respectively 12,6 and 9,2 hours per year.

The levels of exceedance of the norm is closely related to the assumptions about the increase in the electricity demand and the available flexible capacity, e.g. from conventional capacity, battery capacity or demand side response. These assumptions have large uncertainties. When the electrification does not happen at the expected speed, the electricity demand will increase by a lower rate, leading to the improvement of resource adequacy. On the other

hand, the rated economic viability of the different capacity sources generally reduced compared to the last version of the monitor. The results show that the viability of a part of the thermal gas capacity is at risk. With that there is a real risk that the available capacity will be lower than assumed, with consequently an even bigger exceedance of the LOLE norm. The sensitivity analysis based on the economic viability analysis shows that this could already lead to an exceedance of this norm already in 2030.

Advice

Considering the increased risks from 2030 onwards it is important to take action to ensure that the market is enabled to timely realize enough flexibility and flexible production capacity on the demand and the supply side to ensure resource adequacy.

In line with the advice from the last monitor TenneT, therefore, advises the government to take continue to develop and implement several measures, which could be part of an implementation plan as meant in the European Regulation 2019/943. This is important, because such an implementation plan is a prerequisite for a permission by the European Commission to, if necessary, implement more

drastic measures such as capacity mechanisms.

With the letter to the parliament 'resource adequacy of electricity' the cabinet already laid an important foundation for measures (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024).

TenneT calls on the government to move forward with the initiatives described in the parliamentary letter, in particular:

a) having further research carried out to the introduction of capacity mechanisms that could be appropriate for the Dutch situation and prevent an excessive decline in existing production capacity; and b) actively focus on the further development of DSR for security of supply, by commissioning a study on the potential of DSR for ensuring resource adequacy and barriers to exploiting this potential. Demand response can make an important contribution to improving security of supply.

As an additional measure, TenneT recommends to c) investigate measures that can stimulate medium and long-term energy storage. In addition to known techniques such as conventional gas-fired power plants, demand response, interconnection and conventional (or existing) battery storage, this type of storage could potentially make

a significant contribution to resource adequacy in the future.

This advice is in line with the intentions previously expressed by the cabinet in the letter to parliament on the Energy Storage Roadmap (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b) The results in this monitor confirm that medium- and long-term energy storage make a relatively large contribution to resource adequacy (see section 4.1.2).

Finally, TenneT again advises to closely monitor developments in neighbouring countries and their national policy intentions, which may affect the availability of adjustable thermal capacity, and, where possible, to coordinate between countries on decisions that intervene in the energy mix.



Inhoudsopgave

1 Inleiding	8
2 Proces Monitor Leveringszekerheid	10
3 Scenario's	12
3.1 Verhaallijnen	14
3.2 Ontwikkelingen Vraag	14
3.3 Ontwikkelingen Aanbod	18
3.4 Ontwikkelingen Flexibiliteit	18
3.5 Gevoeligheden	21
4 Resultaten	24
4.1 Leveringszekerheidsresultaten	25
4.2 Resultaten economische levensvatbaarheidscheck	37
4.3 Discussie leveringszekerheidsrisico's	44
5 Conclusies en advies	46
5.1 Conclusies	47
5.2 Advies	47
Bijlage 1 Methodologie	48
Bijlage 2 Scenario details	66
Bijlage 3 Long Duration Energy Storage	76
Bijlage 4 Bronnen	79

1 Inleiding

De Monitor Leveringszekerheid (monitor, MLZ) is een jaarlijks onderzoek naar leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland in de komende 10 jaar, uitgevoerd door TenneT.¹ Dit rapport geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot en met 2035, op basis van steekjaren 2030, 2033 en 2035.

Het doel van de monitor is voornamelijk om te kijken naar leveringszekerheid in de zin van de mate waarin de verwachte productie, opslag en import van elektriciteit in staat zullen zijn om aan de vraag te kunnen voldoen. Er wordt niet expliciet gekeken naar de risico's van brandstoftekorten.² Ook wordt in deze analyse niet gekeken naar congestie op het Nederlandse interne hoogspanningsnet. De tekstbox aan het einde van dit hoofdstuk gaat nader in op de gebruikte terminologie rondom leveringszekerheid.

De scenario's waar de monitor op is gebaseerd, worden opgebouwd aan de hand van verschillende bronnen. Als basis worden hiervoor de scenario's gebruikt van de European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Dit is een jaarlijkse studie naar de Europese leveringszekerheid, die TenneT jaarlijks uitvoert in samenwerking met de andere Europese netbeheerders en ENTSO-E. De aannames van de ERAA worden opgesteld door ENTSO-E en de netbeheerders op basis van nationale prognoses van de Europese lidstaten, de meest recente politieke toezeggingen en bestaande of verwachte ontwikkelingen



- 1 TenneT voert vanuit haar marktfaciliteringstaak jaarlijks een monitoring van de lange termijn leveringszekerheid uit. De monitor en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 16, tweede lid, onderdeel f van de Elektriciteitswet 1998, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid) door het ministerie is toegewezen aan TenneT. (Rijksoverheid, 1998). Verder wordt deze taak beschreven in de Europese Elektriciteitsverordening (Regulation (EU) 2019/943). De Energiewet zal de Elektriciteitswet 1998 vervangen vanaf 1 januari 2026, de verantwoordelijkheden blijven hierin onveranderd (Rijksoverheid, 2025b).
- 2 In kortere termijn rapporten zoals de Seasonal Outlook van ENTSO-E wordt wel gekeken naar wat de benodigde gasvolumes zijn voor elektriciteitsproductie en wordt dieper ingegaan op de risico's van brandstoftekorten.

en beleidsmaatregelen. Deze aannames worden binnen de ERAA vervolgens aangevuld aan de hand van de Economic Viability Analysis (EVA). De EVA is een stap waarin op basis van de economische condities in de modellen capaciteit uit bedrijf wordt genomen, bijgebouwd of waarvan de levensduur wordt verlengd. Voor Nederland worden de ERAA scenario's geactualiseerd op basis van de laatste inzichten zoals die eind 2024 bij TenneT beschikbaar waren. Hierbij wordt ook gebruik gemaakt van de scenario's die in samenwerking met Netbeheer Nederland worden opgesteld.

Op basis van deze gegevens worden berekeningen gemaakt om inzicht te krijgen in de verwachte elektriciteitsmarkt in de genoemde steekjaren. Er bestaat echter een grote mate van onzekerheid ten aanzien van de toekomstige ontwikkelingen. In dit rapport worden daarom bovenop het basisscenario een tweetal gevoeligheden bestudeerd om de leveringszekerheidsrisico's van potentiële ontwikkelingen binnen het systeem in te kunnen schatten. Dit betreft een tragere ontwikkeling van de elektrificatie voor 2033 en minder dan verwacht gasvermogen in 2035. Daarnaast worden alle scenario's doorgerekend voor een veelvoud aan mogelijke uitval van eenheden en weerscondities.

Het rapport bestaat uit vier onderdelen. In hoofdstuk 2 wordt ten eerste het proces van de Monitor Leveringszekerheid toegelicht. In hoofdstuk 3 worden de scenario's toegelicht die zijn gebruikt in de doorrekeningen. Hoofdstuk 4 geeft vervolgens een overzicht van de leveringszekerheidsanalyses en de economische levensvatbaarheidscheck. Aan de hand van deze analyses geeft hoofdstuk 5 de hoofdconclusies. Ook wordt hierin een advies aan het Ministerie van Klimaat en Groene Groei gegeven met betrekking tot de vraag of en zo ja welke maatregelen getroffen zouden kunnen worden ten behoeve van het waarborgen van de toekomstige leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem.

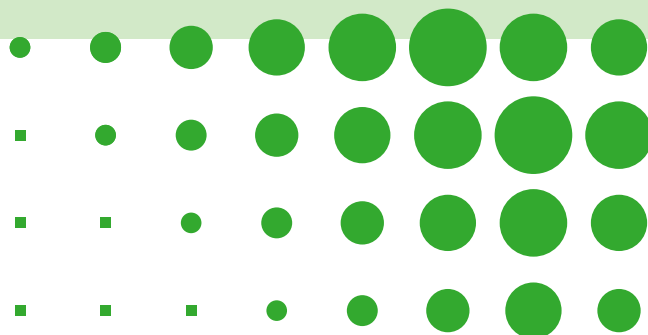
Terminologie leveringszekerheid en gebruik in de monitor

De Monitor Leveringszekerheid bestudeert de leveringszekerheid van elektriciteit. In dit rapport wordt daarmee verwezen naar de mogelijkheid van het elektriciteitssysteem om aan de vraag te voldoen, inclusief productiecapaciteit, beschikbaarheid van weersafhankelijke bronnen, vraagrespons, import en andere bronnen van flexibiliteit. Er wordt niet expliciet gekeken naar de risico's van brandstoftekorten. Ook wordt in de monitor niet gekeken naar congestie op het Nederland-se elektriciteitsnet en andere systeemissues in het elektriciteitsnetwerk. In het Engels wordt voor deze afbakening van leveringszekerheid de term *resource adequacy* gebruikt. *System adequacy* is in de Engelse terminologie het bredere concept, waarbij ook bijvoorbeeld transportcapaciteit van het netwerk meegenomen kunnen worden. In het Nederlands is de terminologie minder goed afgebakend.

De Nederlandse versies van Europese verordeningen spreken over de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening. (Regulation (EU) 2019/943). Nederlandse wetgeving spreekt zowel over leveringszekerheid en voorzieningszekerheid, maar deze worden niet verder onderling gedefinieerd.

ACM vertaalt in een recent position paper *resource adequacy* met voorzieningszekerheid. Voorzieningszekerheid is in die context onderdeel van leveringszekerheid. In deze terminologie vallen ook transmissiezekerheid en systeemstabiliteit onder leveringszekerheid. (ACM, 2025)

In deze monitor houden we voor leveringszekerheid de definitie aan van *resource adequacy*.



2 Proces Monitor Leveringszekerheid

De monitor wordt jaarlijks uitgevoerd aan de hand van een vaste methodologie. De stappen in deze methodologie leiden gezamenlijk tot een zo compleet mogelijk beeld van de leveringszekerheidsrisico's voor de onderzochte steekjaren.

In het kort bestaat het proces uit de volgende stappen:

1. Het opstellen van scenario's op basis van gegevens en prognoses van de bij TenneT aangesloten partijen en overige bronnen.
2. Het uitvoeren van simulaties van de Europese elektriciteitsmarkt op basis van deze scenario's.
3. Het analyseren van leveringszekerheidsindicatoren op basis van de resultaten uit de marktsimulaties.
4. Het analyseren van de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen (economische levensvatbaarheidscheck, EVC).
5. Het opstellen van conclusies en advies.

Hieronder worden de verschillende processtappen kort toegelicht. Een aantal onderdelen worden in meer detail besproken in bijlage B1.

Het proces van de Monitor Leveringszekerheid start met het opstellen van scenario's rondom de ontwikkeling van de vraag en aanbod van elektriciteit. Hiervoor doet TenneT een uitvraag onder aangesloten partijen om informatie te delen over bestaande elektriciteitsproductiemiddelen, verbruiksinstallaties en opslag, en over de toekomstplannen voor deze en eventuele geplande eenheden.³ Deze informatie wordt aangevuld met TenneTs eigen verwachtingen rondom de ontwikkeling van vraag en aanbod. Hierbij wordt onder



³ Dit doet TenneT op basis van de Netcode elektriciteit artikel 13.11 lid 3. Hierin worden de plichten beschreven voor bij TenneT aangesloten partijen over het aanleveren van gegevens over de komende 10 jaar met betrekking tot de door hen beheerde installaties. (Rijksoverheid, 2025c).

andere gebruik gemaakt van de toekomstscenario's die zijn opgesteld in samenwerking met alle Nederlandse netbeheerders binnen Netbeheer Nederland.

Voor de ontwikkelingen rondom de vraag en aanbod van elektriciteit in het buitenland wordt gebruik gemaakt van scenario's uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024. Dit is het jaarlijkse onderzoek dat door ENTSO-E gedaan wordt naar de risico's voor leveringszekerheid binnen de EU. De scenario's van de ERAA komen tot stand op basis van gegevens die door de individuele Transmission System Operators (Hoogspanningsnetbeheerders, TSOs) worden aangeleverd voor het eigen marktgebied. Deze scenario's worden vervolgens binnen de ERAA verrijkt aan de hand van een Economic Viability Assessment (EVA). Met deze EVA worden investeringen en desinvesteringen in productiecapaciteit, vraagrespons-capaciteit en batterijen gesimuleerd. Voor het Nederlandse systeem wordt de door de EVA gegenereerde gegevens niet gebruikt, deze worden wel op het buitenland toegepast.

De opgestelde scenario's worden vervolgens doorgerekend aan de hand van simulaties van de Europese stroommarkt. In deze marktsimulaties wordt de elektriciteitsproductie, elektriciteitsvraag, elektriciteitsopslag, elektriciteitsconversie en de uitwisseling van elektriciteit tussen de landen geoptimaliseerd voor alle uren van een jaar voor heel Europa.⁴ Deze zogenoemde "jaarrondberekeningen" worden aan de hand van een Monte-Carloanalyse herhaald voor een set van 36 weersscenario's en 10 willekeurige scenario's voor uitval van eenheden en uitwisselingscapaciteit. Deze veelheid aan scenario's vergroten de robuustheid van de leveringszekerheidsindicatoren en geeft een spreiding weer in deze resultaten over deze onzekerheden. Voor meer informatie over Monte-Carlo, weersscenario's, uitvalscenario's en de leveringszekerheidsindicatoren zie bijlage B 1.1.

Op basis van de simulaties wordt de Loss-of Load Expectation (LOLE) en Expected Energy Not Served (EENS) bepaald. Dit zijn de belangrijkste indicatoren voor leveringszekerheid. Aan de hand van de LOLE-indicator

wordt bekeken of leveringszekerheid aan de leveringszekerheidsnorm voldoet. Daarnaast wordt een analyse uitgevoerd om te bepalen 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 (zie ook bijlage B 1.3).

De hierboven beschreven leveringszekerheidsanalyse wordt aangevuld met een economische levensvatbaarheidscheck waarin de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen wordt getoetst. Wanneer het aangenomen regelbare vermogen in de scenario's niet economisch levensvatbaar blijkt te zijn, bestaat er een aanvullend risico voor de leveringszekerheid. Het kan hierdoor namelijk zo zijn dat regelbaar vermogen op termijn uit bedrijf genomen zal worden, wat druk kan zetten op de leveringszekerheid.

Op basis van de resultaten van de analyses wordt een advies opgesteld voor het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) ten aanzien van eventuele maatregelen om additionele voorzieningen te treffen voor de leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening bij het identificeren van leveringszekerheidsrisico's.

Zoals iedere editie, zijn ook dit jaar een aantal verbeteringen en wijzigingen toegepast in de methodologie. Ten eerste wordt sinds deze editie gebruik gemaakt van toekomstige weersscenario's in plaats van historische klimaatjaren. Dit betekent dat de monitor beter rekening houdt met de invloed van veranderingen in het klimaat op leveringszekerheid. Zo zitten er minder koude jaren in de nieuwe dataset, maar wordt ook rekening gehouden met veranderingen in windpatronen en zoninstraling, welke steeds bepalender zijn voor de elektriciteitsvoorziening. Ten tweede wordt sinds deze editie curtailment management volledig meegemodelleerd. Curtailment management is een voorziening in de Europese marktkoppeling die ervoor zorgt dat energie ten tijde van tekorten op een eerlijke manier over Europa wordt verdeeld tussen landen die niet in hun eigen behoefte kunnen voorzien. De principes achter curtailment management worden verder uitgewerkt in bijlage B 1.5.

⁴ In de marktsimulaties wordt de markt gelijktijdig geoptimaliseerd voor Nederland, de rest van Europa en een aantal daaraan grenzende landen. In totaal worden ongeveer 60 biedzones (in de meeste gevallen samenvallend met landsgrenzen) meegenomen.

3 Scenario's

Voor alle berekeningen in deze monitor liggen scenario's aan de basis. Aan de hand van deze scenario's worden alle volgende berekeningen uitgevoerd. Hoewel scenario's altijd onzekerheden kennen, is het de belangrijkste manier om een inschatting te kunnen maken van het elektriciteitssysteem van de toekomst. In deze monitor bekijken we scenario's voor de steekjaren 2030, 2033 en 2035.



De Europese klimaatwet (Regulation (EU) 2021/1119) schrijft voor dat de Europese maatschappij klimaatneutraal moet zijn in 2050, met als gevolg dat de EU-landen dan gezamenlijk netto geen broeikasgassen meer mogen uitstoten. Hiervoor is een forse ombouw van het huidige Europese energiesysteem nodig, waaronder investeringen in groene opwektechnologieën en elektrificatie van de vraag, uitfaseren 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. het emissieniveau in 1990 (Europese Commissie, 2021). Daarnaast is in februari 2024 door de Europese Commissie voorgesteld om een concreet emissiedoel voor 2040 vast te leggen (90% reductie t.o.v. 1990), om marktpartijen en overheden een duidelijker kader te geven voor de verdere ontwikkeling van het Europese energiesysteem binnen het klimaatbeleid (Europese Commissie, 2024).

Om aan de Europese wetgeving te voldoen is per EU-land onder meer een Integraal Nationaal Energie- en Klimaatplan (INEK) opgesteld, met een vertaling van de Europese richtlijnen naar nationale doelstellingen en ambities voor hernieuwbare energie, energie-efficiëntie, reductie van broeikasgassen, interconnectie en innovatie. De lidstaten ontwikkelen 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) (PBL, 2024). Dat geeft inzicht in de ontwikkeling van de uitstoot van broeikasgassen en de ontwikkelingen in de energievoorziening en het elektriciteitsverbruik. Voor het buitenland worden gegevens overgenomen uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024 (ENTSO-E, 2025). De scenariogegevens worden voor ieder land door de betreffende TSO's bepaald.

Deze monitor kijkt naar steekjaren 2030, 2033 en 2035. 2030 en 2035 zijn als steekjaren ook onderzocht in de ERAA 2024, 2033 is opgenomen omdat in de monitor 2024 in 2033 een overschrijding van de 4-uurs LOLE-betrouwbaarheidsnorm geconstateerd is. Dat maakt het extra relevant om te onderzoeken hoe de leveringszekerheidsindicatoren zich voor dit steekjaar ontwikkelen. Hoewel Netbeheer Nederland kort voor publicatie van deze monitor nieuwe scenario's

gepubliceerd heeft (Netbeheer Nederland, 2025), dient voor de Nederlandse vraagontwikkeling in deze monitor — net als in de vorige — het 'Klimaatambitie' (KA) scenario uit het Investeringsplan 2024 (IP2024) grotendeels als basis (TenneT, 2024b). Naast het basisscenario zijn voor steekjaren 2033 en 2035 gevoeligheidsanalyses uitgevoerd.

Verschillen tussen scenario's in deze monitor en de Netbeheer Nederland 2025 scenario's

Omdat de gegevens uit de nieuwste scenario's niet tijdig beschikbaar waren om mee te nemen in deze monitor wijken de gegevens hierin op een aantal belangrijke punten af van de meest recente beelden. De laatste inzichten uit de Netbeheer Nederland scenario's (hierna NBNL 2025) maken duidelijk dat het verwachte verbruik in datacenters significant hoger ligt dan in deze monitor aangenomen als gevolg van de ontwikkelingen op het gebied van kunstmatige intelligentie (ca. 25 TWh in NBNL 2025 tegen ca. 10 TWh in MLZ in 2030 en ca. 38 TWh in het NBNL 2025 Koersvaste Middenweg (KM) scenario tegen ca. 12 TWh in 2035). Dit zorgt ervoor dat het totale elektriciteitsverbruik in deze monitor wat lager ligt dan de onderkant van het bereik van het verbruik in de verschillende verhaallijnen in de NBNL 2025 (een verschil van ca. 8 TWh in 2030 en ca. 24 TWh in 2035). Om de hogere vraag in de NBNL 2025 scenario's te dekken kennen ze ook meer opgesteld regelbaar en batterijvermogen. De verschillen zijn het grootst voor de gascentrales in 2035. Krimp vanaf 2030 van het opgesteld vermogen in de monitor en juist groei in de NBNL 2025 scenario's leidt tot een verschil ca. 5 GW.

De hogere vraag in de NBNL 2025 scenario's hebben in de basis een negatief effect op de leveringszekerheid. Tegelijkertijd is er ook meer economische ruimte voor regelbare opwek. Hernieuwbare opwek in deze monitor is namelijk in lijn met het NBNL 2025 KM scenario, zodat de extra vraag in de nieuwe scenario's voor een groot deel ingevuld zal worden door de regelbare opwek. Met het oog op leveringszekerheid zullen deze effecten elkaar naar verwachting voor een groot deel opheffen, al kan er zonder marktsimulaties uiteraard geen uitspraak worden gedaan over de precieze uitwerking van deze effecten.

3.1 Verhaallijnen

De verhaallijn van de basisscenario's volgt qua hernieuwbare opwek het KM scenario uit de Netbeheer Nederland 2025 scenario's (deze gegevens waren wel op tijd beschikbaar om in deze monitor mee te nemen) en qua vraag het KA scenario uit het IP2024. In beide studies zijn (o.a.) de steekjaren 2030 en 2035 uitgewerkt. Meer achtergrond over de gebruikte bronnen en aannames is uitvoerig beschreven in de bijbehorende scenariorapportages (Netbeheer Nederland, 2023; Netbeheer Nederland, 2025). De Nederlandse scenario's van deze monitor met de steekjaren 2030, 2033 en 2035 zijn hiervan afgeleid. Voor de ontwikkelingen in opgesteld vermogen van regelbare eenheden is uitgegaan van recente data afkomstig van bij TenneT aangesloten producenten. Aannames voor flexibele assets zijn gedaan op basis van recente informatie uit de wachtrij en veranderingen in verwachte business cases, zoals een verbeterde business case voor batterijen volgend uit sneller dan verwachte prijsdalingen (voor details zie B 2.3).

Veel energie wordt geproduceerd door wind op zee, wind op land en zon PV, terwijl gasverbruik in elektriciteitscentrales daalt en kolen vanaf 2030 uitgefaseerd zijn. Door groot-schalige elektrificatie neemt de vraag naar elektriciteit toe terwijl de totale energievraag daalt. Het grote aandeel van weersafhankelijke productiebronnen zorgt voor een toenemende 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). Slimmer energieverbruik (vraagsturing), power-to-heat, power-to-gas, uitwisseling met andere landen, opslag en flexibele productiemiddelen leveren flexibiliteit om met deze overschotten en tekorten om te gaan. Mochten deze middelen in een uur met tekorten niet voldoende flexibiliteit kunnen leveren om aan de vraag te voldoen ontstaat een uur met tekorten.

3.2 Ontwikkelingen vraag

3.2.1 Nederland

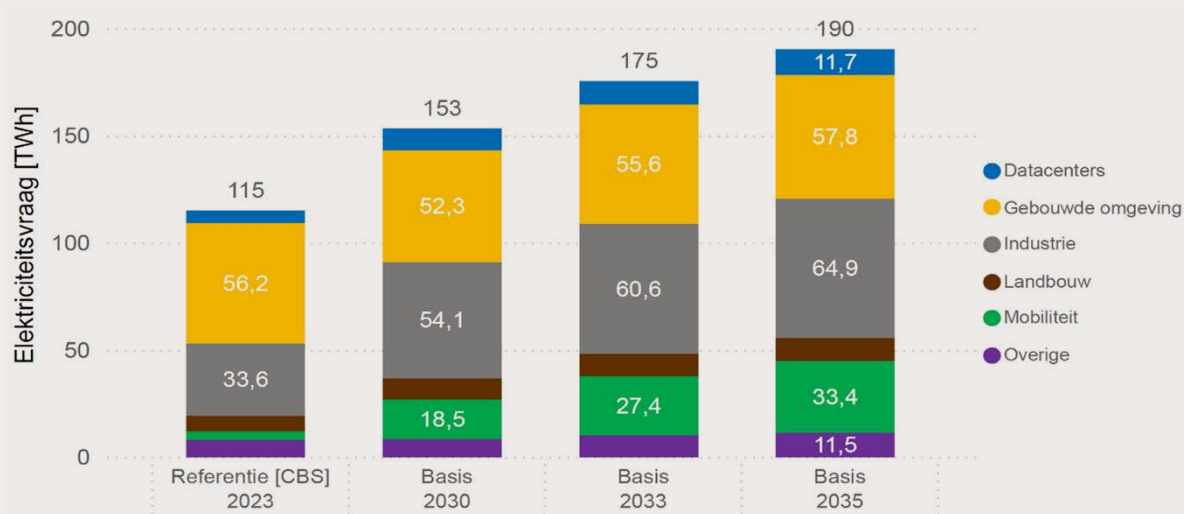
Ondanks uitdagingen als gevolg van congestie en het investeringsklimaat voor de industrie blijft de verwachting dat de komende jaren een significante groei van de elektriciteitsvraag plaats zal vinden. Elektrificatie blijft immers in alle sectoren een belangrijke verduurzamingsroute.

Figuur 3-1 toont de verwachte niet- of weinig flexibele elektriciteitsvraag per sector. Waar vraag weersafhankelijk is, bijvoorbeeld door verbruik van warmtepompen in de gebouwde omgeving, wordt de gemiddelde vraag over de 36 weerscenario's getoond. Prijsgevoelige vraag van elektrische boilers (power-to-heat), elektrolyzers (power-to-gas), zijn in het kader van leveringszekerheid niet relevant, omdat ze op momenten van schaarste geen elektriciteit zullen verbruiken. De jaarlijkse vraag van deze prijsgevoelige sectoren komt hier nog bovenop. Batterijvraag wordt afgezien van verliezen ook weer teruggeleverd en wordt daarom niet in deze figuur beschouwd. Het laden van elektrische voertuigen is gemodelleerd als beperkt verschuifbaar (zie bijlage B 2.3 voor details), de vraag hiervan is onderdeel van de categorie mobiliteit in figuur 3-1.

De inflexibele vraag groeit naar 153 TWh in 2030, waarna deze doorstijgt naar 175 TWh in 2033 en 190 TWh in 2035. Daarmee is de vraag marginaal hoger dan in de vorige editie van de monitor. Opvallend is dat de vraag in de gebouwde omgeving eerst afneemt, om daarna weer te groeien. De vraag van huishoudens neemt alleen maar toe, maar deze toename wordt gedempt (en in eerste instantie dus meer dan teniet gedaan) door energie-efficiëntie bij de overige gebouwen.

De vraag is voor zowel deze monitor als de laatste gebaseerd op de IP2024 scenario's⁵, het verschil wordt verklaard door het gebruik van geüpdatete weerscenario's die tot iets hoger verbruik leiden. Bijlage B 2.6 geeft in meer detail verschillen tussen de scenario's in deze en de vorige monitor.

5 Hoewel het redelijk is om te verwachten dat netcongestie een dempend effect zal hebben op de groei van de elektriciteitsvraag, wordt in de basisscenario's van de monitor rekening gehouden met een optimistische groei van de vraag. Immers, wanneer het toch lukt om in lijn met de verduurzamingsdoelen te elektrificeren moet dat niet tot onvoorziene leveringszekerheidsproblemen leiden.



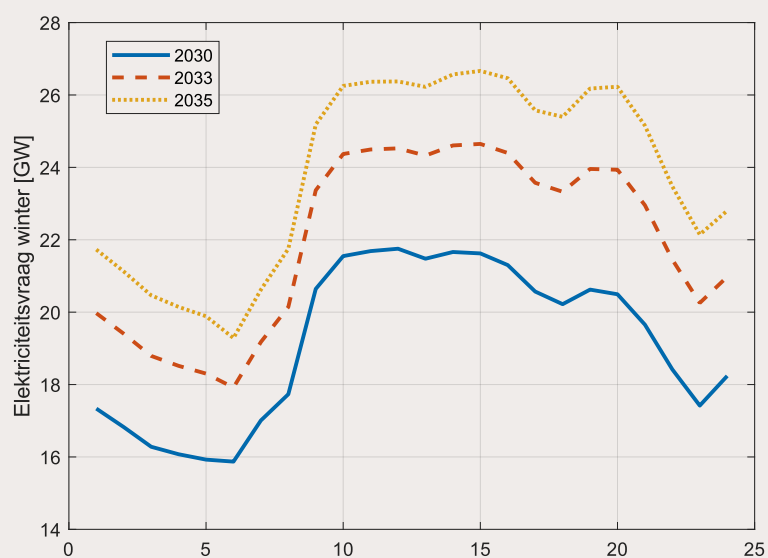
Figuur 3-1: Overzicht aannames elektrische vraag, inclusief referentiejaar. NB: prijsgevoelige vraag is hier niet weergegeven. Als gevolg van vraagrespons neemt de industriële vraag iets af in de uiteindelijke marktsimulaties (<1 TWh). Power-to-heat en power-to-gas verhogen de vraag, maar zijn niet relevant voor leveringszekerheid omdat deze niet produceren tijdens uren met hoge prijzen.

Figuur 3-2 geeft voor alle steekjaren het gemiddelde profiel van de inflexibele elektriciteitsvraag over de dag in de winter. Hier is duidelijk te zien dat de piekvraag tussen ongeveer 10:00 en 16:00 ligt en dat deze tussen 2030 en 2035 met ruim 4 GW stijgt. De vorm van het profiel blijft door de steekjaren heen grotendeels gelijk, maar wel is zichtbaar dat de avondpiek van 19:00 tot 20:00 dichterbij de dagpiek komt te liggen. Dit is een gevolg van de sterke toename van elektrificatie in de mobiliteit. De groei in elektriciteitsvraag in deze sector ligt verhoudingsgewijs hoger dan de groei van de totale vraag. Veel voertuigen worden opgeladen wanneer mensen thuiskomen van het werk, waardoor het profiel in deze uren in de latere jaren hoger ligt (ondanks dat een deel van de vraag verschoven wordt om de piek juist te mijden).

Het is verder belangrijk aan te tekenen dat niet al deze vraag over het netwerk wordt getransporteerd, een gedeelte wordt achter de meter geleverd. In de analyse in de monitor wordt de vraag en opwek zo veel mogelijk gesplitst om op zo laag mogelijk niveau te kunnen identificeren welke situaties samenhangen met tekorten.

3.2.2 Buitenland

Ook in het buitenland wordt geëlektrificeerd om invulling te geven aan de Europese en nationale klimaat- en efficiëntiedoelen. Figuur 3-3 laat zien dat de algemene trend een significante groei van de elektriciteitsvraag is. Voor het buitenland zijn geen 2033 waarden beschikbaar, deze zijn daarom gelijk gesteld aan de vraag in 2035.



Figuur 3-2: Profielen van het inflexibele deel van de elektriciteitsvraag voor een gemiddelde dag in de winter (21 december t/m 20 maart) voor alle steekjaren. Hier bovenop komt nog de vraag uit power-to-gas en power-to-heat en de vraag uit batterijen en moet vraagafname door vraagrespons nog worden afgetrokken.



Figuur 3-3: Aangenomen niet-flexibele elektrische vraag in een selectie van buurlanden⁶. NB: 2033 waarden waren niet beschikbaar, deze zijn daarom gelijk gesteld aan 2035.

⁶ Voor Duitsland is de vraag aanzienlijk lager dan in de vorige monitor. Het verschil wordt grotendeels verklaard door een verandering van definitie; waar in de vorige monitor de Duitse vraag als bruto-vraag werd weergegeven is in de nieuwste dataset die in deze monitor is gebruikt de opwek van zon-PV op gebouwen onderdeel van de vraag waardoor de vraag nu als netto-vraag wordt weergegeven. Voor de vraag in Nederland is dit niet het geval en worden elektriciteitsvraag en opwek apart van elkaar gemodelleerd en wordt niet gewerkt met netto profielen.

3.3 Ontwikkelingen Aanbod

3.3.1 Nederland

Om aan de aanbodzijde vorm te geven aan een CO₂-arm elektriciteitssysteem zal het opgestelde vermogen van zon-PV en wind de komende jaren snel blijven toenemen. Figuur 3-4 toont de aangenomen groei voor de verschillende niet-regelbare opwektechnologieën. Voor de getoonde capaciteiten voor zon PV worden zowel de maximale vermogens die aan het net geleverd kunnen worden weergegeven, als de paneelcapaciteit van zon PV waar geen netcapaciteit tegenover staat. De aansluitcapaciteit ligt immers lager dan de capaciteit van de zonnepanelen zelf. Mocht de ontwikkeling van wind en zon PV minder snel verlopen dan verondersteld, dan zal het effect hiervan op het niveau van leveringszekerheid beperkt zijn. Tekorten vinden immers vooral plaats op momenten dat er geen energie uit zon- en windvermogen beschikbaar is.

Het Nederlandse klimaatbeleid en de resulterende marktcondities, met minder draaiuren en dalende prijzen door productie van wind en zon-PV, leiden ertoe dat het productievermogen van regelbare bronnen in de komende jaren daalt tot zo'n 14,1 GW in 2035. Dit vermogen bestaat uit gascentrales, afvalverbrandingsinstallaties (AVIs), kerncentrale Borssele en kleinere biomassa installaties (figuur 3-5). Ter vergelijking: het regelbaar vermogen in referentiejaar 2023 is 24,0 GW.

Aangenomen is dat centrales op kolen vóór 2030 volledig zijn uitgefaseerd als gevolg van de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie (Rijksoverheid, 2024). Een deel van de gascentrales zal om economische of technische redenen uit bedrijf gaan⁷. Aangenomen is dat de kerncentrale in Borssele ook na 2033 nog in bedrijf blijft conform huidig beleidsvoornemen. Er zal in 2035 nog geen nieuwe kerncentrale aangesloten zijn (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025a).

3.3.2 Buitenland

Ook in onze buurlanden betekent de energietransitie een uitbreiding van capaciteit van wind en zon PV, al gaat dit voor Duitsland⁸ en het Verenigd Koninkrijk⁹ in tegenstelling tot Nederland gepaard met een toename van capaciteit van gascentrales. Voor de Nederlandse leveringszekerheid zijn vooral de keuzes van belang die in de grote buurlanden gemaakt worden wat betreft de capaciteit van deze regelbare centrales. De grootste problemen voor leveringszekerheid ontstaan immers wanneer een groter gebied met dezelfde, ongunstige, weersomstandigheden te maken heeft. Dan hebben meerdere buurlanden tegelijk weinig duurzame opwek en is importeren om dat te compenseren beperkt mogelijk. In deze gevallen heeft de beschikbaarheid van regelbaar vermogen grote effecten op de leveringszekerheid.

3.4 Ontwikkelingen Flexibiliteit

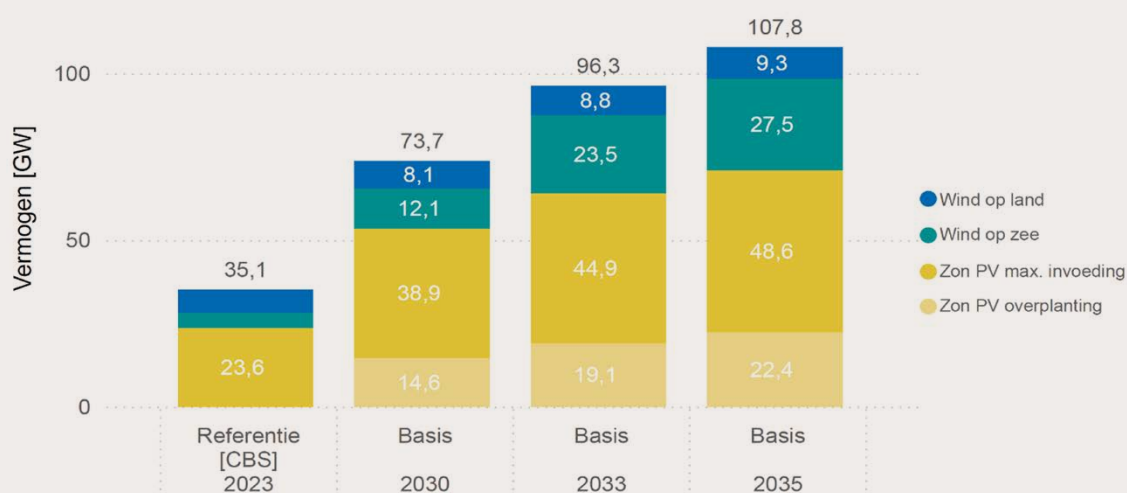
3.4.1 Nederland

Met een toename van wind en zon PV opwek enerzijds en weersafhankelijk verbruik anderzijds vraagt het elektriciteitssysteem om een opschaling van bestaande en introductie van nieuwe vormen van flexibel regelbaar vermogen om — op elk moment van het jaar — de balans tussen vraag en aanbod te kunnen borgen. Productieoverschotten kunnen worden opgeslagen in batterijen, geconverteerd naar warmte (power-to-heat) of naar groene moleculen (power-to-gas), geëxporteerd naar omringende landen of tijdelijk worden afgeregeld. Andersom kunnen in tijden van tekorten stuurbare elektriciteitsproductie uit centrales, vraagrespons (Demand Side Response, DSR) zowel in de industrie als van een deel van de warmtepompen en elektrische voertuigen, opslag en uitwisseling met het buitenland voor een evenwicht van vraag en aanbod zorgen.

⁷ Er wordt voor de gascentrales geen onderscheid gemaakt tussen methaan en waterstof als brandstof; voor deze studie is het type brandstof niet relevant. Aangenomen is dat bij (gedeeltelijke) ombouw van methaancentrale naar waterstof de capaciteit gelijk blijft.

⁸ De EVA uit het ERAA proces heeft een grote invloed op het opgestelde vermogen van gascentrales in Duitsland. De EVA resulteert in bijna 24 GW extra gascapaciteit in Duitsland, waarvan ruim 18 GW nieuwbouw, ten opzichte van de inschatting die door de Duitse TSOs was aangeleverd voor steekjaar 2035 (annex 3 (results), paragraaf 2.1.1 (detailed EVA results) (ENTSO-E, 2025)). Het is de vraag hoe waarschijnlijk deze uitkomst van de EVA in de praktijk is, gegeven de gevoeligheid voor inputwaarden van de EVA. Hoewel een toename mag worden verwacht van de gascapaciteit in Duitsland, gebaseerd op de 'Kraftwerkstrategie' die de Duitse overheid begin 2024 heeft opgesteld, is het onzeker tot hoeveel extra gascapaciteit dit zal leiden aangezien deze door het vallen het kabinet eind 2024 nog geen duidelijk beeld is omtrent de implementatie van deze Kraftwerksstrategie. Wanneer Duitsland onverhoopt toch minder capaciteit aan gascentrales zou hebben in 2035, mag verwacht worden dat dit een negatief effect zou hebben op de leveringszekerheid in Nederland.

⁹ In het Verenigd Koninkrijk worden gascentrales als noodzakelijk gezien voor leveringszekerheid, waarbij nieuwe centrales "CCS-ready" moeten zijn en oudere centrales zonder CO₂-afvang door kunnen draaien omdat ze maar weinig draaiuren maken.



Figuur 3-4: Aangenomen (niet-regelbaar) hernieuwbaar productievermogen. Zon PV is het vermogen dat ingevoerd kan worden op het elektriciteitsnet, dit is lager dan het paneelvermogen (zie B 2.3 voor details). Het deel biomassa betreft niet-regelbare must-run installaties.

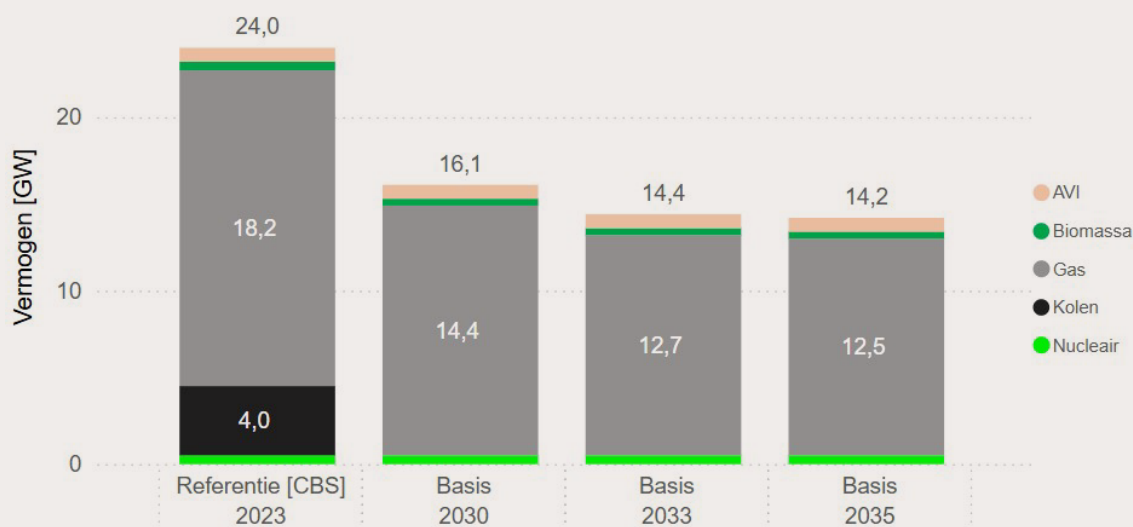
Figuur 3-7 toont de aangenomen opgestelde vermogens van flexibele middelen anders dan regelbare productiecapaciteit. Duidelijk is dat verwacht wordt dat alle vormen een significante groei zullen vertonen tot 2030, en dat deze groei tot 2035 aanhoudt. Voor DSR geldt dit nog het minst, met 'slechts' een verdrievoudiging van het beschikbare vermogen tussen 2023 en 2035.

Nieuw in deze versie van de monitor is de aanwezigheid van multiday en intraday Long Duration Energy Storage (LDES). Deze vormen van opslag kunnen (wanneer voldoende opgeladen) gedurende langere perioden energie leveren, waarmee ze het systeem kunnen ondersteunen tijdens perioden van krapte. Zie voor meer over LDES in Bijlage 3. Aanvullende informatie over de technische eigenschappen van opslag is te vinden in bijlage B 2.3.

Onzekerheden rondom marktontwikkeling flexibiliteit

Het inschatten van de toekomstige hoeveelheden flexibiliteit blijft omgeven met onzekerheid omdat het om grotendeels nieuwe middelen gaat met momenteel nog zeer beperkte marktvolumes. Dit speelt voor zowel power-to-x, als ook het potentieel aan vraagsturing en opslag. Bepalende factoren zijn naast de technische ontwikkeling (betrouwbaarheid en eigenschappen) met name de inpasbaarheid in de markt (business case) en het politieke klimaat (regelgeving, kaders en subsidies).

Zo hebben recente ontwikkelingen in prijzen en marktomstandigheden zoals tijdsduurgebonden transportrechten (TDTR, ook bekend als ATR85/ NFA85) er toe geleid dat in deze monitor de inschatting van het batterijvermogen hoger is dan in de vorige editie van de monitor. Ook is, als gevolg van technologische doorontwikkeling en groeiende behoefte, voor het eerst aangenomen dat er een vorm van LDES wordt ingezet.

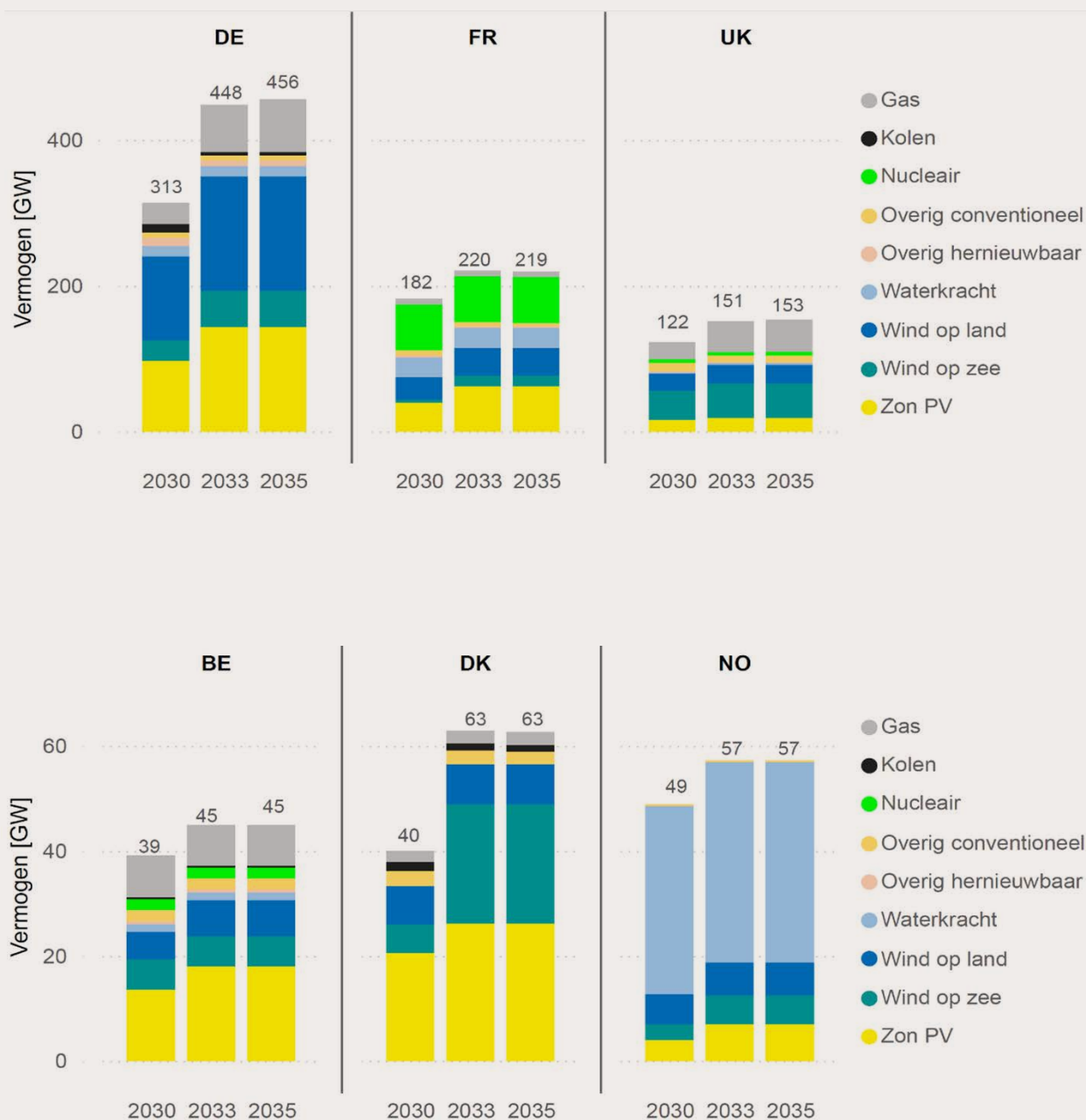


Figuur 3-5: Aangenomen opgesteld regelbaar vermogen.

3.4.2 Buitenland

Hoewel specifieke uitdagingen als gevolg van de energietransitie per land verschillen, groeit de behoefte aan flexibiliteit (aanvullend op het vermogen aan regelbare centrales) in alle landen. Ook in het buitenland wordt dit ingevuld met vraagsturing, (batterij)opslag, power-to-heat en power-to-gas. De scenarioaannames in deze monitor zijn overgenomen uit het basisscenario van de meest recente ERAA-studie, dus na toepassing van gemodelleerde investeringen, desinvesteringen en levensduurverlengingen

uit de Economic Viability Assessment (EVA) (ENTSO-E, 2025). Verschillen tussen landen worden voor een groot deel gedreven door het aandeel van wind en zon-PV productie. Duidelijk is bijvoorbeeld de aanzienlijk grotere rol van batterijopslag in Duitsland t.o.v. Frankrijk, dat vooral inzet op kerncentrales voor het behalen van de Europese en nationale klimaatdoelen. Figuur 3-8 toont voor de buurlanden de ontwikkeling van flexibiliteit anders dan regelbaar vermogen.



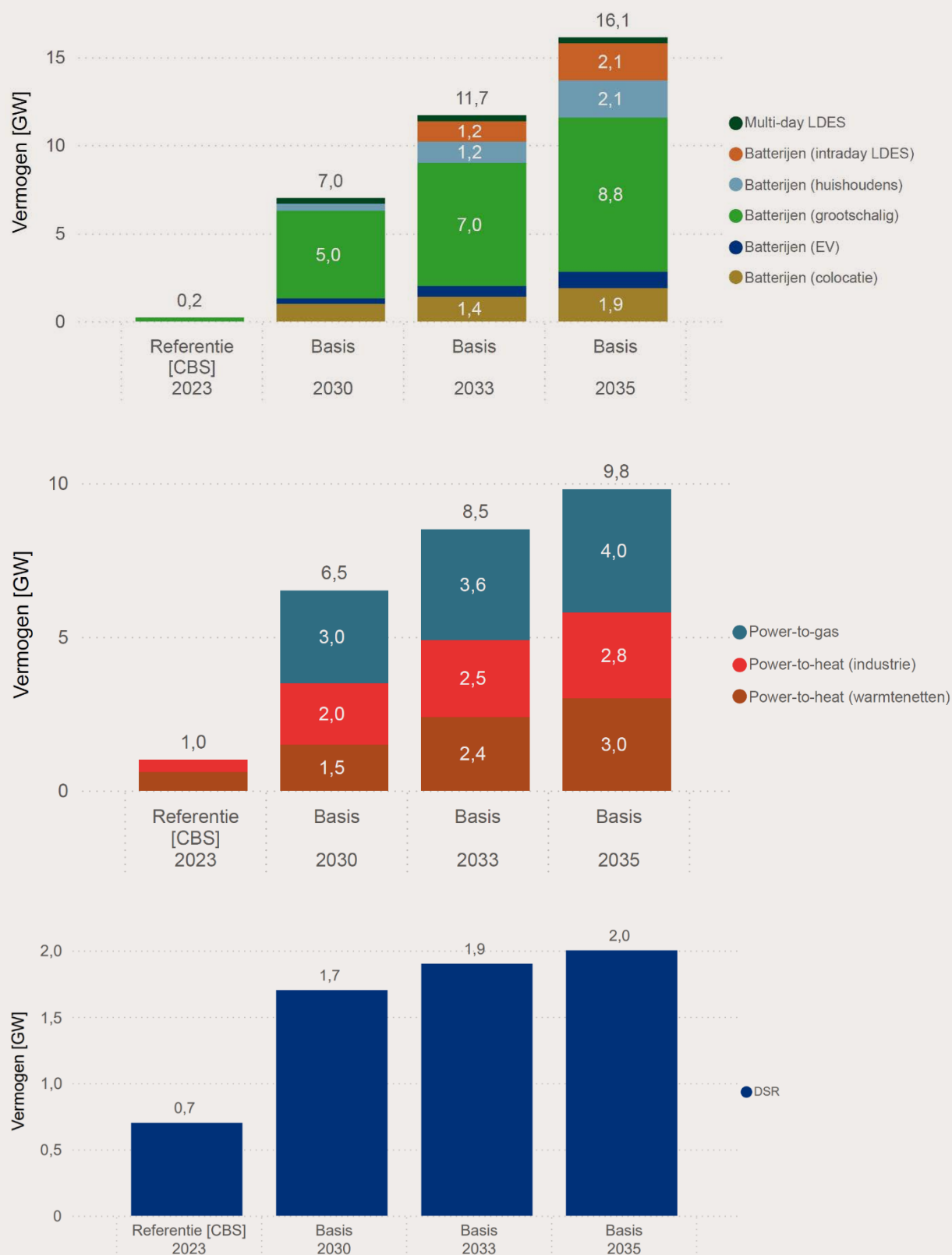
Figuur 3-6: Aangenomen opgesteld vermogen in een selectie van buurlanden.

3.5 Gevoeligheden

In deze monitor zijn drie gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Voor het steekjaar 2033 is dat voor een situatie met een lagere vraag en voor 2035 met een lagere capaciteit van regelbaar vermogen. Door gevoeligheidsanalyses uit te voeren kan een inschatting gemaakt worden van het effect op de leveringszekerheid wanneer ontwikkelingen in een ander tempo dan in het basisscenario plaatsvinden.

3.5.1 Lagere vraag in 2033

In de vorige monitor werd een LOLE van ruim 14 uur gevonden voor het steekjaar 2033. Dit is deels een gevolg van de verwachting dat het elektriciteitsverbruik in de komende jaren fors zal toenemen. De afgelopen jaren is die stijging echter nog niet ingezet, waardoor het interessant is om te onderzoeken wat het effect van een lagere vraag in 2033 is op de leveringszekerheid. De vraag kan bijvoorbeeld



Figuur 3-7: Aangenomen vermogens van bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit. Cijfers voor het referentiejaar zijn minder zeker dan in andere categorieën.

minder snel dan verwacht ontwikkelen doordat de politieke of maatschappelijk wensen veranderen, maar ook door technische redenen wanneer nieuwe vraag onvoldoende snel aangesloten kan worden. Verwacht mag worden dat een lagere vraag een positief effect heeft op de leveringszekerheid. In de gevoeligheid wordt aangenomen dat elektrificatie langzamer verloopt dan in de basis scenario's en is voor het steekjaar 2033 hetzelfde verbruik aangenomen als in het basisscenario voor steekjaar 2030. Dit is een aanzienlijke vermindering van de jaarlijkse vraag van 175 TWh naar 153 TWh. Figuur 3-2 liet zien dat de gemiddelde piekvraag op een dag in de winter hierdoor ongeveer 2 GW lager ligt.

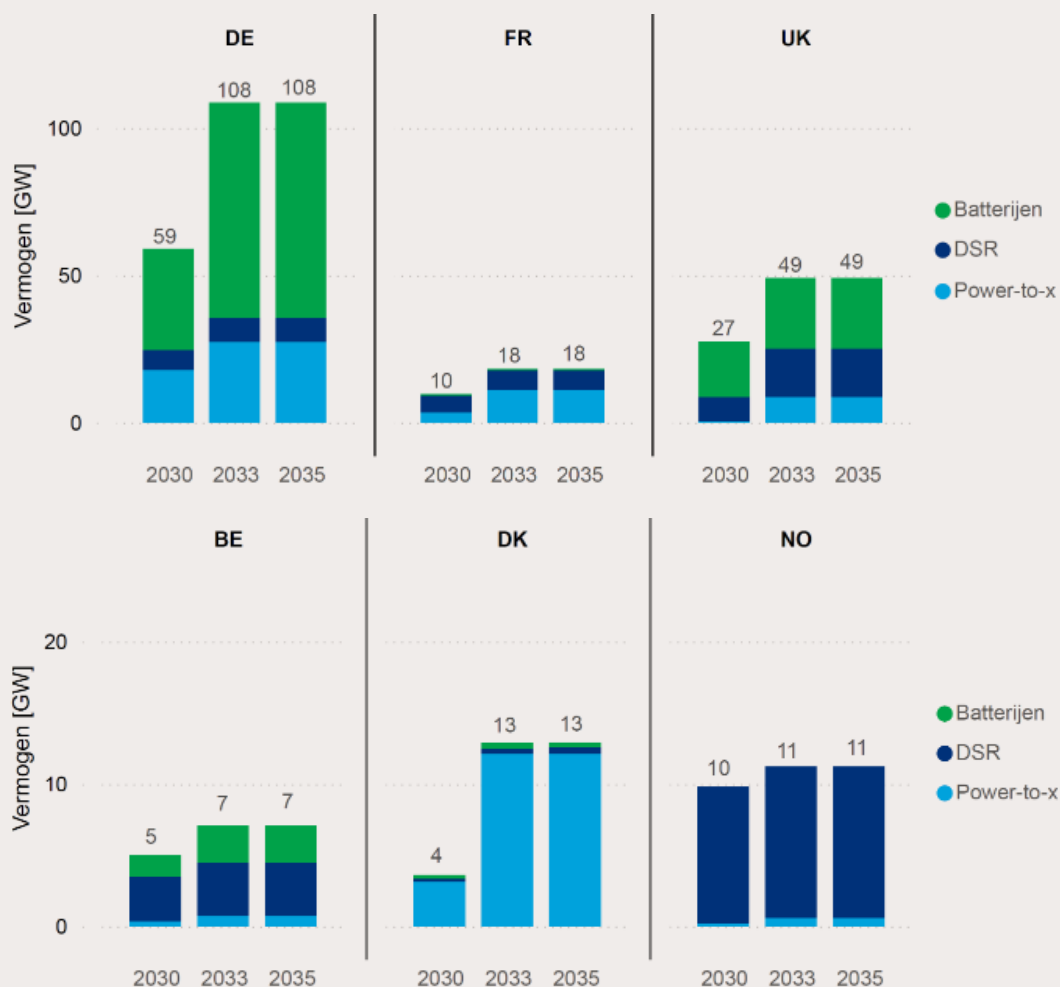
3.5.2 Lagere capaciteit van regelbaar vermogen in 2035

Wanneer regelbaar (gas)vermogen sneller afneemt dan wordt aangenomen valt te verwachten dat de leverings-

zekerheid daardoor negatief wordt beïnvloed. De impact hiervan wordt onderzocht in deze gevoeligheidsanalyse, waarbij er t.o.v. het basisscenario 1 GW (extra) uit bedrijf wordt genomen in 2035.

3.5.3 Lager gasvermogen in 2030 op basis van de economisch levensvatbaarheidsanalyse

Naar aanleiding van de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck (zie paragraaf 4.2) is er een derde gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Uit de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck blijkt dat met name in 2030 de levensvatbaarheid van gascentrales onder druk staat. Voor circa 1,7 GW van de stoom- en gasturbine (STEG) eenheden is de levensvatbaarheid als "in gevaar" beoordeeld. In deze gevoeligheidsanalyse wordt getest wat het effect is op leveringszekerheid van eventuele uitbedrijfname van dit vermogen.



Figuur 3-8: Aangenomen vermogens van bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit in een selectie van buurlanden.

4 Resultaten

De monitor bestudeert de verwachte leveringszekerheid van Nederland én de economische levensvatbaarheid van een aantal sleuteltechnologieën. Gezamenlijk beschrijven de verschillende analyses een beeld van de toekomstige leveringszekerheidsrisico's voor de onderzochte scenario's.

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

De eerste paragraaf van dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de verschillende steekjaren op basis van de belangrijkste leveringszekerheidsindicatoren LOLE en EENS, aangevuld met een drietal gevoeligheidsanalyses, een analyse rondom importafhankelijkheid en vergelijkingen

met de vorige editie van de monitor en de meest recente versie van ERAA.

De tweede paragraaf presenteert de economische levensvatbaarheid van verschillende technologieën elektriciteitscentrales, batterijen en vraagrespons.

De derde paragraaf is een verdere synthese en conclusie rondom alle resultaten en aanvullende overwegingen.



4.1 Leveringszekerheidsresultaten

4.1.1 Basisscenario

Tabel 4-1: Overzicht hoofdresultaten basisscenario.

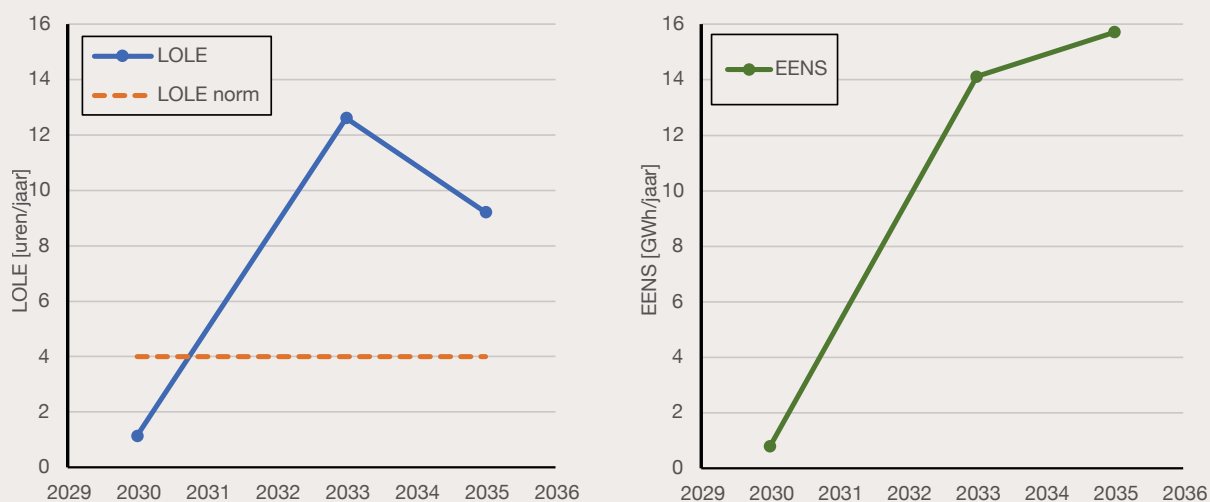
jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddeld	P95*	Gemiddeld	P95*
2030	1,1	8,5	0,8	2,2
2033	12,6	75,5	14,1	110,4
2035	9,2	74,5	15,7	149,2

*De P95 beschrijft de maximale waarde van 95% van de simulaties, wat betekent dat slechts 5% van de simulaties op een hogere LOLE-waarde komt dan deze waarde. Deze waarde kan ook gelezen worden als de maximale waarde die naar verwachting één keer in de 20 jaar voorkomt. De tegenhanger, de P5, is niet opgenomen omdat deze in alle simulaties gelijk is aan 0 uur per jaar en 0 GWh per jaar.

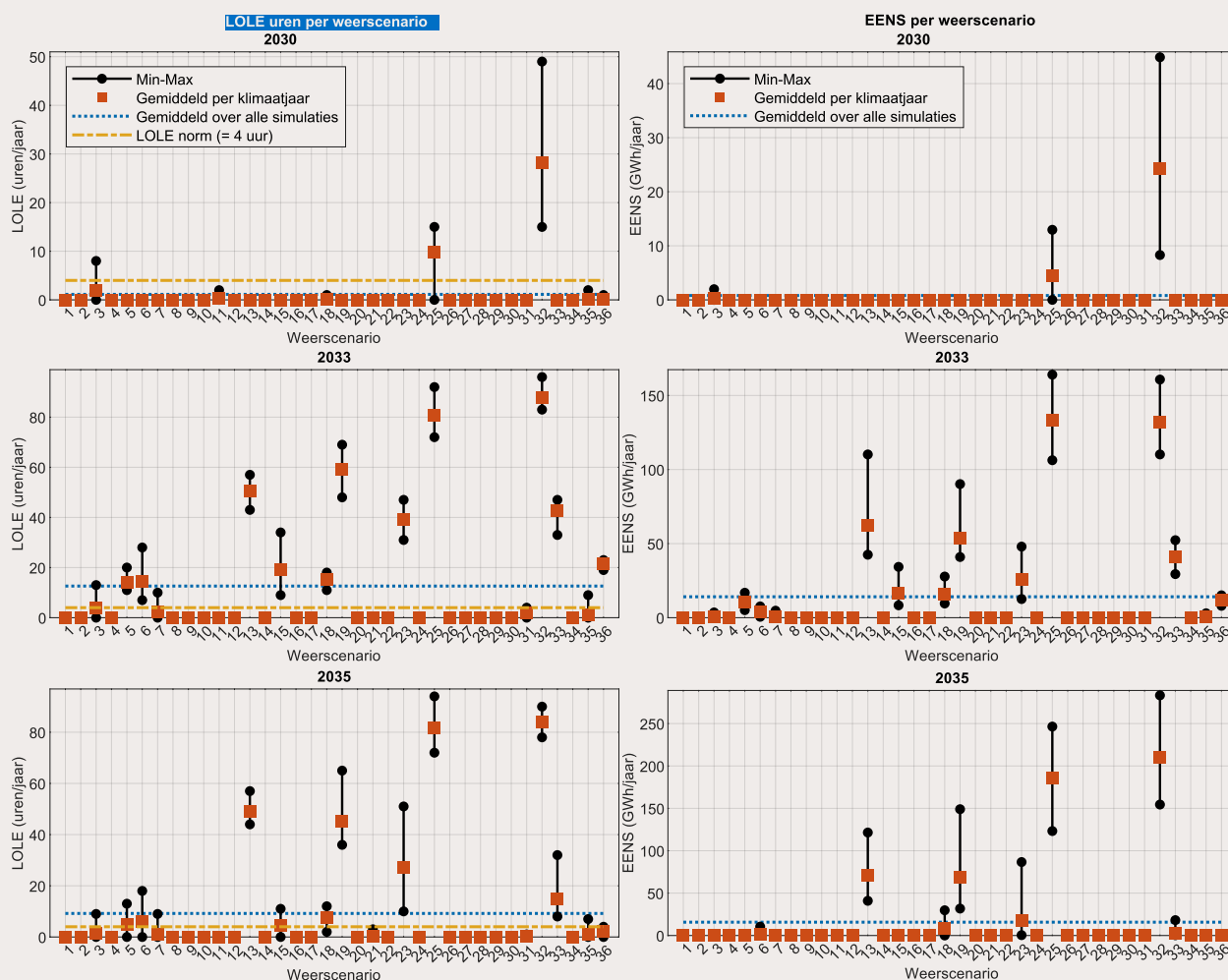
De resultaten, zoals weergegeven in tabel 4-1 en figuur 4-1, laten tussen 2030 en 2035 een ontwikkeling zien in de richting van een lager niveau van leveringszekerheid. Uit vorige edities bleek dat tot 2030 nauwelijks sprake is van situaties met tekorten. Dat de waarschijnlijkheid van tekorten na 2030 toeneemt, wordt in deze editie van de monitor bevestigd. In 2030 valt de LOLE nog binnen de norm van 4 uur per jaar. In de resultaten van 2033 wordt deze norm echter overschreden en komt de LOLE uit op 12,6 uur per jaar. In 2035 daalt de LOLE weer licht en komt deze uit op 9,2 uur per jaar. De stijging van de kans op tekorten is ook

zichtbaar in de EENS. Waar de EENS in 2030 slechts een zeer beperkte 0,8 GWh per jaar is, stijgt deze in 2033 naar 14,1 GWh en in 2035 naar 15,7 GWh. Hoe de sprong in LOLE en EENS tussen de jaren 2030 en 2033 verdeeld is over de tussenliggende jaren is niet geheel bekend omdat hiervoor geen simulaties zijn uitgevoerd. Het is wel aannemelijk dat een aanzienlijk deel van de sprong al gemaakt wordt tussen 2030 en 2031, omdat in 2031 naar verwachting al een vrij groot gedeelte van het gasvermogen uit bedrijf wordt genomen. Van de vraag kan verwacht worden dat deze vrij geleidelijk stijgt omdat deze bestaat uit veel meer kleinere eenheden.

Hoewel de LOLE dus tussen 2033 en 2035 afneemt, blijft de EENS stijgen. Dit wordt veroorzaakt door curtailment sharing. Curtailment sharing is een methodiek om tekorten op een eerlijke wijze onder landen te verdelen. Het is een correctie op het marktkoppelingsalgoritme, omdat het anders tot een oneerlijke verdeling kan leiden. Kort gezegd zorgt curtailment sharing voor een sterkere spreiding van de tekorten over een groter gebied. In plaats van één land met veel tekorten, zullen meer landen een kleinere hoeveelheid tekorten hebben. Hierdoor treden kleine tekorten vaker op, zonder dat het totale tekort in het systeem toeneemt. Het resultaat hiervan is dat de LOLE stijgt. Dit effect treedt sterker op in de simulaties voor 2033 dan in de simulaties voor 2035, waardoor er in 2033 sprake van meer LOLE uren dan in 2035, terwijl de EENS kleiner is. Het model is in deze simulatie beter in staat de EENS over de uren en landen te spreiden door de samenstelling van het systeem.



Figuur 4-1: overzicht hoofdresultaten voor steekjaren 2030, 2033 en 2035.

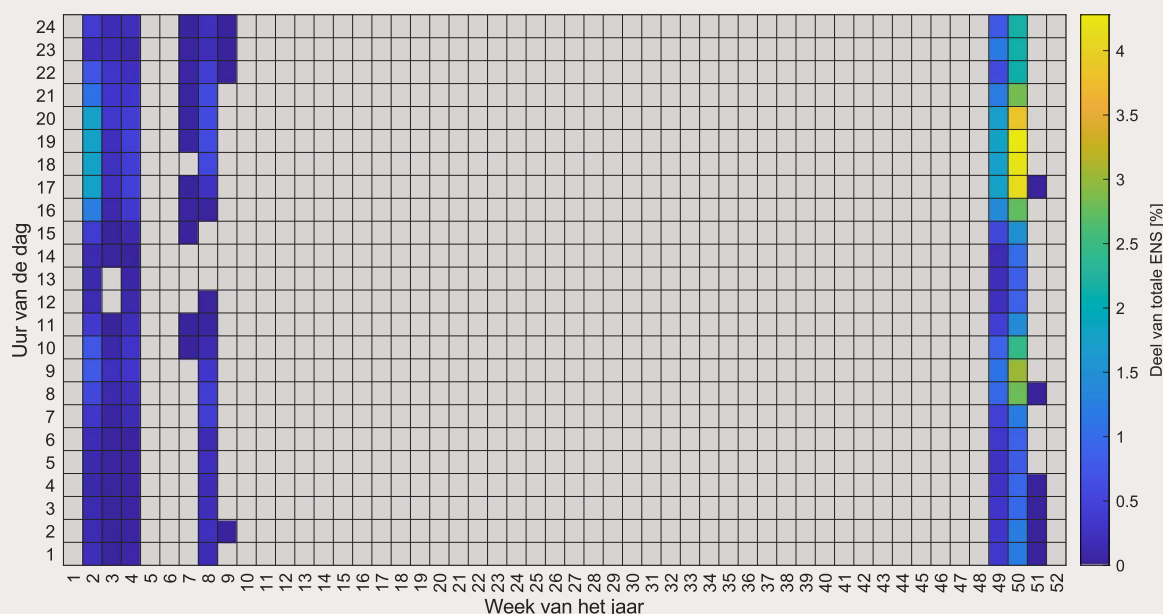


Figuur 4-2: Verdeling van LOLE (linkerkolom) en EENS (rechterkolom) over de weerscenario's (x-as). De spreiding binnen een weerscenario is het gevolg van de verschillende uitvalsscenario's. Voor ieder weerscenario wordt de maximumwaarde, de minimumwaarde en het gemiddelde getoond. Zie voor de gebruikte gegevens voor ieder van de weerscenario's bijlage B1.2.

Het is overigens niet zo dat Nederland een tekort kan hebben terwijl het eigen vermogen wordt geëxporteerd. Dit wordt voorkomen door de local matching constraint. Het principe achter curtailment sharing en local matching wordt verder besproken in bijlage B 1.5.

Figuur 4-2 toont de spreiding van de tekorten over de verschillende weerscenario's en uitvalsscenario's voor alle steekjaren. De x-as geeft het weerscenario weer, hierin zijn 12 weerscenario's verwerkt die elk door 3 verschillende klimaatmodellen zijn gegenereerd. (Zie bijlage B 1.2 voor meer informatie over de weerscenario's). De figuur toont aan dat de tekorten sterk bepaald worden door de weerscenario's. In steekjaar 2030 is het aantal weerjaren met tekorten beperkt tot 8 van de 36 weerscenario's. In slechts

één weerscenario, nummer 32, treden er tekorten op in alle uitvalsscenario's. Uit de grafieken blijkt dat dit weerscenario ook voor de leveringszekerheid in de steekjaren 2033 en 2035 het meest uitdagende is. In dit weerscenario komen situaties met grote residuele vraag, de vraag min opwek uit zon en wind, dan ook aanzienlijk vaker voor. In 2035 ligt de gemiddelde LOLE voor het meest extreme weerscenario op 84,1 uur met 210 GWh per jaar aan EENS. De jaren met grote tekorten trekken het gemiddelde sterk omhoog, zo komt in 2033 slechts 37% van de simulaties uit boven de 0 uur per jaar uit, maar komt het gemiddelde desondanks op 12,6 uur per jaar. In 63% van de situaties is de opwek dus wel voldoende om aan de vraag te voldoen. De tekorten zijn in de rest van de gevallen zo hoog dat het systeem alsnog ruim boven de norm uitkomt.



Figuur 4-3: Verdeling van tekorten over de uren van de dag (y-as) en weken van het jaar (x-as) over alle steekjaren. In grijze vakken komen geen tekorten voor.

Verder valt het ook op dat ondanks de hoge gemiddelde LOLE waarden, er nog steeds veel weerscenario's zijn zonder tekorten. Dat het elektriciteitssysteem steeds meer weersafhankelijk wordt, is te verklaren doordat de warmtevoorziening wordt geëlektrificeerd en energieproductie steeds meer bepaald wordt van beschikbare energie uit zon en wind. Hiermee wordt dus ook de leveringszekerheid steeds meer gedreven door de weersomstandigheden.

Het onderscheid tussen weerscenario's is in deze editie van de monitor sterker zichtbaar dan in voorgaande edities. Dit is het gevolg van de overstap van het gebruik van historische klimaatjaren naar het gebruik van toekomstige weerscenario's. In plaats van klimaatgegevens van jaren in het verleden zijn aan de hand van klimaatmodellen weergegevens gegenereerd voor toekomstige jaren (zie voor meer informatie ook bijlage B1.2). Gemiddeld zijn er in de nieuwe weerscenario's minder koude winters, en hoewel dit ook gepaard gaat met een lichte daling van wind en een toename van bewolking met lagere zonproductie als gevolg, is het effect netto positief voor leveringszekerheid.

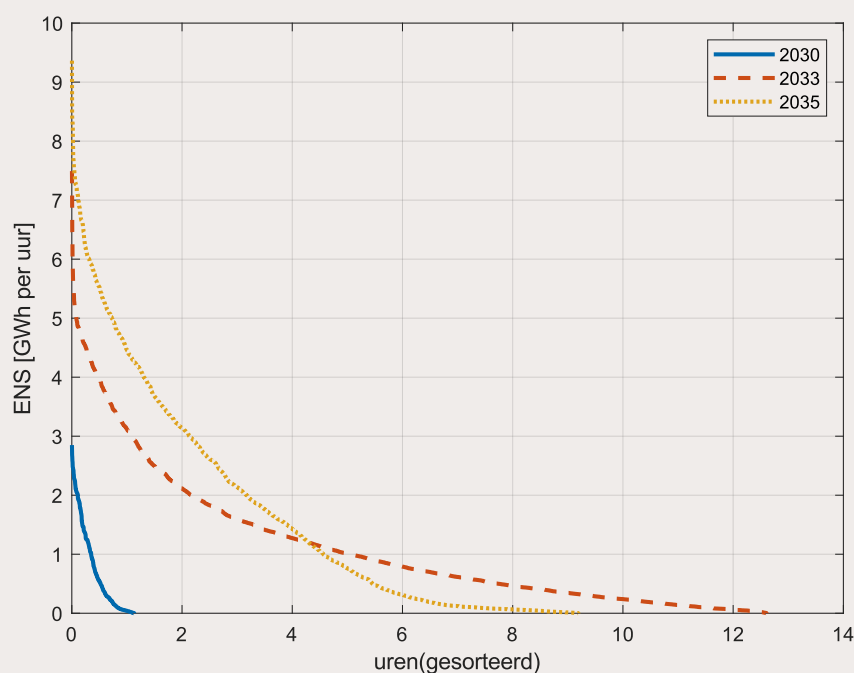
Dat de tekorten zeer sterk samenhangen met weerscondities wordt ook goed zichtbaar in figuur 4-3. Deze figuur laat zien

hoe de tekorten zijn verspreid over de weken van het jaar en de uren van de dag. Te zien is dat de tekorten uitsluitend voorkomen in de wintermaanden, de eerste en laatste weken van het jaar. In deze weken ligt de elektriciteitsvraag aanzienlijk hoger en is elektriciteitsproductie uit zon-PV aanzienlijk lager dan gemiddeld. Wanneer dit vervolgens samenvalt met het wegvallen van de wind voor langere periode, nemen de risico's op tekorten aanzienlijk toe. Zeker wanneer deze tekorten gelijktijdig zijn met tekorten in het buitenland.

Naast de verdeling van tekorten over het jaar, laat de figuur ook zien dat de tekorten met name voorkomen in de avonden, en in mindere mate in de ochtenduren. In de ochtenduren heeft dit met name te maken met een piek in de elektriciteitsvraag op het moment dat mensen naar hun werk gaan. En in de avond komt dit met name door het wegvallen van de elektriciteitsproductie uit zon-PV, terwijl de elektriciteitsvraag pas later op de avond afneemt.

Figuur 4-4 toont de ENS duurcurves voor de verschillende steekjaren. De ENS duurcurves tonen de waarschijnlijkheid van uurlijkse vermogenstekorten, uitgedrukt in een gemiddeld aantal uur per jaar.¹⁰ Zo laat de grafiek voor 2033

¹⁰ Ook in deze analyse moet weer rekening worden gehouden met het effect van curtailment sharing. Doordat curtailment sharing tekorten spreidt over landen neemt het aantal uren met kleine tekorten toe. Hierdoor wordt de grafiek minder lineair en krijgt deze een langere staart.



Figuur 4-4: ENS duurcurves waarbij de uren zijn gemiddeld over alle simulaties. De maximale waarde op de Y-as geeft de maximale uurlijkse ENS aan op basis van alle simulaties. De maximale waarde op de X-as geeft het gemiddeld aantal LOLE uren per jaar aan. De oppervlakte onder de curves is gelijk aan de gemiddelde jaarlijkse EENS.

zien dat er in gemiddeld 12,6 uren per jaar sprake is van een vermogenstekort (i.e. meer dan nul), dat dit in gemiddeld 2 uur per jaar meer is dan 2 GW, en dat het maximale vermogenstekort ongeveer 7,5 GW is.

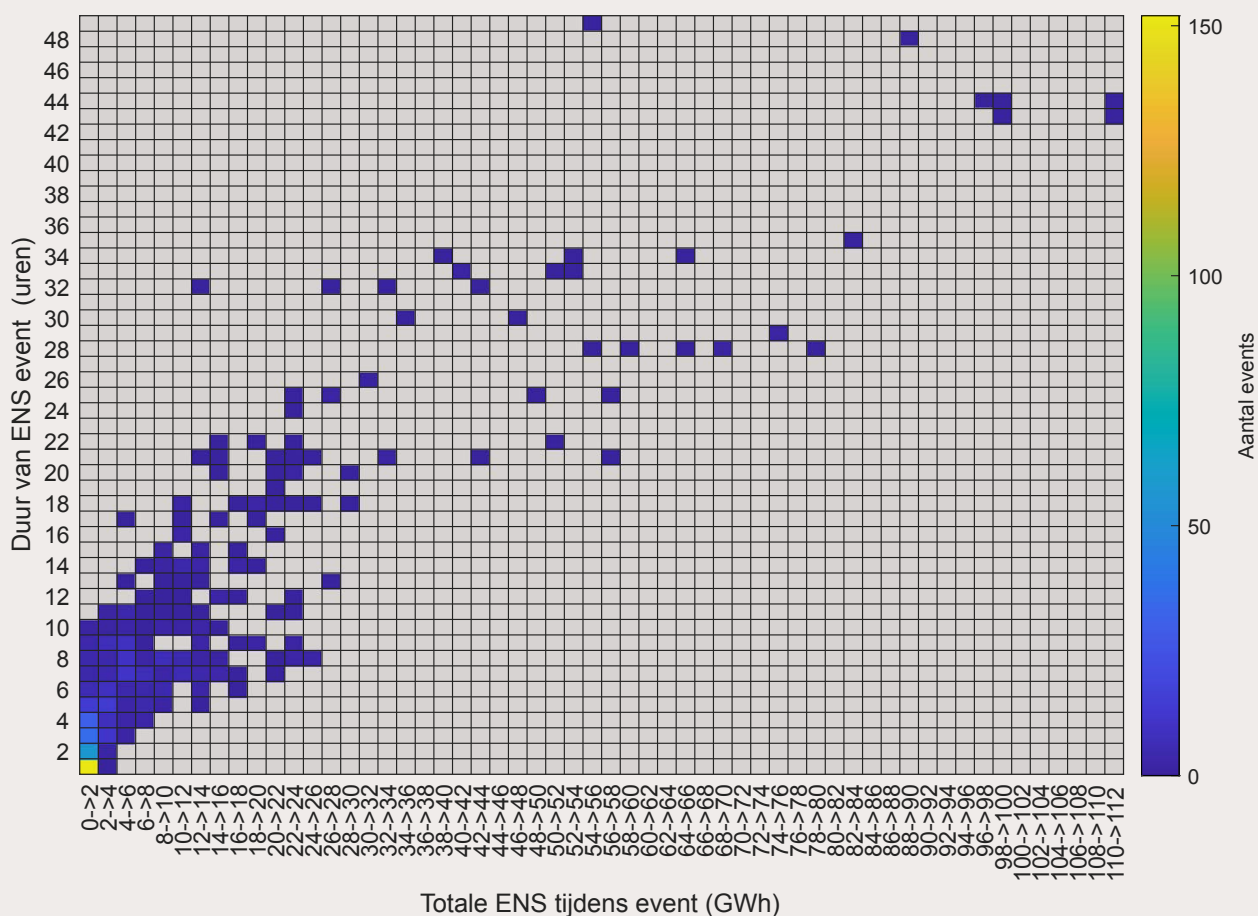
De ENS duurcurves kunnen een indicatie geven van het effect van het toevoegen van firm vermogen¹¹ aan het systeem. Zo zou in 2033 in theorie 1,3 GW aan firm vermogen de LOLE terug kunnen brengen naar een gemiddelde van 4 uur per jaar. Dit geldt echter alleen als het vermogen buiten de markt opereert en pas ingezet zou worden na het afwikkelen van de markt. Dit komt doordat extra vermogen binnen de markt zich niet persé lineair in een vermindering van tekorten vertaalt. Dit komt onder andere door marktkoppeling. Een deel van het additionele vermogen zou daardoor buitenlandse vraag kunnen bedienen. Daarnaast zou het extra vermogen in de markt ook voor hogere vulgraden kunnen zorgen van bijvoorbeeld batterijen,

waardoor er juist een grotere bijdrage kan zijn tijdens tekorten. Om vast te stellen wat de impact zou zijn van extra vermogen in de markt, zouden er dus aanvullende simulaties gedaan moeten worden.

Een andere manier om naar de tekorten te kijken is door de tekorten de beschouwen als losse events. Hierbij wordt niet naar de uurlijkse tekorten gekeken, maar naar de tekorten over meerdere aaneengesloten uren. Figuur 4-5 toont een indeling van individuele ENS events naar de duur van het tekort en het totale volume van het tekort op basis van de simulaties voor steekjaar 2033. In totaal waren er in de 360 simulaties ongeveer 650 events met tekorten. Dat wil zeggen dat er gemiddeld 1,8 events per jaar voorkomen.

De figuur laat zien dat de events met grote tekorten met name worden veroorzaakt door tekorten die langdurig aanhouden. Daarnaast laat de figuur zien dat de meeste

11 Een firm vermogen is een theoretische hoeveelheid vermogen dat altijd beschikbaar. Dit hoeft niet per sé opwekcapaciteit zijn, maar kan ook opslag of vraagresponso zijn. Afhankelijk van het type technologie kan met een derating factor worden bepaald welk deel van het vermogen daadwerkelijk beschikbaar is ten tijde van tekorten. Dit verminderde vermogen noemen we het firm vermogen. In het Engels wordt dit ook wel als Equivalent Firm Capacity aangeduid.



Figuur 4-5: Typering van situaties met aaneengesloten tekorten (ENS events) voor steekjaar 2033. Op de y-as wordt de duur van deze situaties weergegeven, op de x-as de totale niet geleverde energie per event. Als voorbeeld, het blok uiterst linksonder geeft het aantal events weer dat slechts 1 uur duurde, met een totaal tekort tussen de 0 en 2 GWh.

tekorten echter van korte duur zijn en dat de totale ENS gedurende die tekorten relatief beperkt blijft. Het meest voorkomende tekort duurt slechts 1 uur en betreft een tekort van maximaal 2 GWh. Dit betekent dat dit dominante deel van de situaties met tekorten opgelost kan worden een aanvullende 2 GWh aan energie, die binnen 1 á 2 uur inzetbaar is. Tussen de verschillende steekjaren veranderen de eigenschappen van events. Events duren gemiddeld langer, namelijk 3,3 uur in 2030 en 7,2 uur in 2033, en kennen gemiddeld een groter energietekort, stijgend van 2,4 GWh per event in 2030 naar 8,0 GWh per event in 2033.

4.1.2 Gevoeligheidsanalyses

Zoals toegelicht in paragraaf 3.5 zijn er drie gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. De eerste is een gevoeligheid met verminderde elektriciteitsvraag in 2033. De andere twee zijn gevoeligheden met minder regelbaar vermogen in 2030 en 2035. De resultaten van de gevoeligheidsanalyses worden in deze paragraaf besproken.

Verminderde vraag in 2033

In de eerste gevoeligheidsanalyse is voor steekjaar 2033 doorgerekend wat het effect zou zijn op LOLE en EENS als de vraag zich minder hard ontwikkelt dan in het hoofd-scenario wordt aangenomen.

Tabel 4-2: Resultaten van de gevoeligheid met verminderde vraag in vergelijking met het basisscenario voor 2033.

Scenario	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddeld	P95	Gemiddeld	P95
2033 basis	12,6	75,5	14,1	110,4
2033 met lagere vraag	8,1	50,0	5,3	42,5

Tabel 4-2 laat zien hoe deze vraagvermindering leidt tot een vermindering in LOLE en EENS. De EENS wordt verminderd met ongeveer 60% ten opzichte van de EENS in het basisscenario. Hoewel er ook een duidelijke vermindering in de totale LOLE te zien is, is de vermindering relatief gezien kleiner en blijft deze alsnog ruim boven de norm van 4 uur per jaar. Dit betekent dat zelfs wanneer de vraag minder hard groeit dan is geraamd in de scenario's, de kans nog altijd groot is dat de leveringszekerheidsnorm overschreden wordt. Tegelijkertijd moet daarbij wel worden opgemerkt dat de hoeveelheid EENS zeer beperkt is. De situatie is in dat geval dus wat minder urgent, maar blijft kritisch en blijft roepen om een vergroting van de flexibiliteit van het systeem om meer vraag te kunnen leveren.

Verminderd flexibel inzetbaar vermogen 2035

In de tweede gevoeligheidsanalyse is voor steekjaar 2035 doorgerekend wat het effect zou zijn van het verminderen van het gasvermogen met ongeveer 1 GW. Dit heeft voornamelijk als doel om te testen hoe gevoelig het systeem is voor het eventuele verdere vertrek van gasvermogen uit het systeem. Zoals verderop wordt besproken in paragraaf 4.2 blijkt uit de economische levensvatbaarheidscheck dat voor een gedeelte van de capaciteit een risico bestaat dat het niet rendabel kan opereren, ook niet in 2035. De impact van een mogelijk vertrek uit de markt van dat vermogen wordt aan de hand hiervan gekwantificeerd.

Tabel 4-3: Resultaten van de gevoeligheid met verminderd gasvermogen in vergelijking met het basisscenario voor 2035.

Scenario	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddeld	P95	Gemiddeld	P95
2035 basis	9,2	74,5	15,7	149,2
2035 min 1 GW gas-capaciteit	10,5	82,5	20,5	192,0

De resultaten van de gevoeligheid worden weergegeven in tabel 4-3. De LOLE neemt door de afname van productievermogen iets toe. Ook het aantal events neemt maar weinig toe, gemiddeld van 1,5 naar 1,6 per jaar. Opvallend is dat de EENS sterker stijgt, met 4,8 GWh. Situaties met tekorten worden dus vooral dieper. De gemiddelde grootte van een event stijgt van 10,3 naar 13,0 GWh. Dit duidt erop dat er weinig situaties bijkomen waarin Nederland niet aan zijn eigen vraag kan voldoen. In de situaties waarin ze dat wel zo is, wordt wel meer EENS toebedeeld. Dit effect wordt echter gedeeltelijk gedempt door het verdelen van tekorten over de verschillende landen in de curtailment sharing stap.

Dit is in lijn met de bevinding uit de vorige editie van de monitor dat veranderingen in het buitenland ook effect hebben op Nederland, andersom geldt dat veranderingen in Nederland ook effect kunnen hebben op het buitenland. Hoewel 1 GW voor het systeem met veel interconnectie blijkbaar dus geen extreme gevolgen heeft voor het systeem in Nederland, moet het worden gezien in samenhang met de status van de leveringszekerheid van de rest van Europa, met name in de aangrenzende landen. Als de leveringszekerheid ook in de omringende landen afneemt, zullen tekorten in het hele systeem toenemen.

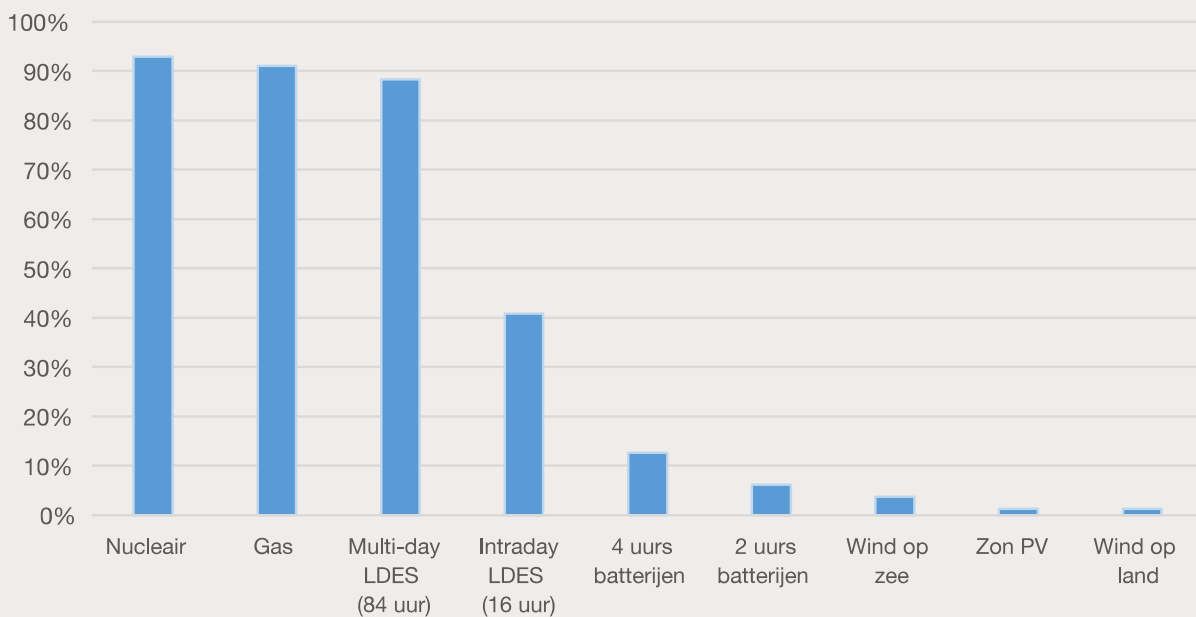
Economische levensvatbaarheidscheck 2030

Tot slot is er een aanvullende gevoeligheidsanalyse gedaan naar aanleiding van de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck (zie paragraaf 4.2). Uit de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck blijkt dat met name in 2030 de levensvatbaarheid van gascentrales onder druk staat. Voor circa 1,7 GW van de gas STEG eenheden is de levensvatbaarheid als “in gevaar” beoordeeld. Het gaat hier voornamelijk om oudere eenheden met een lage efficiëntie. Deze hebben onvoldoende inkomsten om periodiek groot onderhoud terug te verdienen. Dat betekent dat wanneer de noodzaak van dergelijk onderhoud zich in de komende jaren aandient, deze centrales mogelijk (tijdelijk) uit bedrijf genomen zullen worden. Om de risico's hiervan voor de leveringszekerheid te analyseren is een aanvullende gevoeligheidsanalyse gedaan waarbij deze 1,7 GW uit bedrijf genomen is. Tabel 4-4 toont hiervan de resultaten.

Tabel 4-4: Resultaten van de gevoeligheidsanalyse naar aanleiding van de economische levensvatbaarheidsresultaten voor 2030.

Scenario	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddeld	P95	Gemiddeld	P95
2030 basis	1,1	8,5	0,8	2,2
2030 min 1,7 GW gas-capaciteit	8,3	42	3,5	17,3

De resultaten laten zien dat het systeem ook in 2030 al vrij gevoelig is voor het wegvallen van productiecapaciteit. Hoewel in 2030 de LOLE onder de norm valt, blijkt het wegvallen van 1,7 GW aan gasvermogen ervoor zorgt dat de norm alsnog wordt overschreden met een LOLE van 8,3 uur per jaar. Ondertussen blijft de EENS nog wel beperkt met



Figuur 4-6: inzet van verschillende typen eenheden in Nederland in het scenario voor 2035 tijdens situaties met tekorten. Het percentage is het deel van het maximale productievermogen dat wordt ingezet tijdens tekorten. 2033 kent een vergelijkbare verhoudingsgewijze inzet.

3,5 GWh per jaar, ruim onder het niveau in de basis-scenario's voor 2033 en 2035. Ondanks dat geeft deze analyse wel aan dat het systeem ook al in 2030 iets gevoeliger blijkt te zijn dan in eerdere edities van de monitor vastgesteld. In deze analyse is het effect van curtailment sharing duidelijk aanwezig waardoor voornamelijk LOLE sterk kan toenemen doordat het aantal uren met kleine tekorten sterk stijgt bij relatief kleine veranderingen, kortom er zijn veel meer uren waarin gedeeld moet worden in tekorten terwijl dit beperkte additionele EENS oplevert.

4.1.3 Aanvullende analyses

Inzet eenheden tijdens tekorten

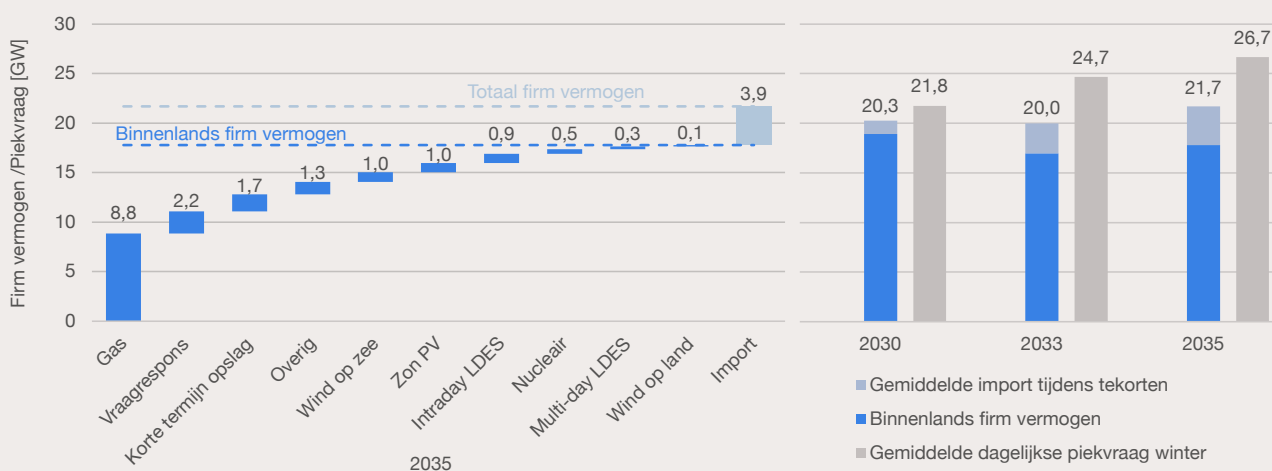
Verschillende typen eenheden kennen verschillende beperkingen voor hun inzet wat leidt tot verschillen in hun bijdrage tijdens tekorten. In figuur 4-6 is weergegeven in welke bijdrage verschillende eenheden hebben ten opzichte van hun geïnstalleerde vermogen voor het steekjaar 2035. De bijdragen voor 2033 verschillen nagenoeg niets en worden daarom niet nog apart weergegeven.

De bijdragen van wind en vooral zon-PV zijn zeer laag ten tijde van tekorten. Zoals eerder aangegeven komen situaties met tekorten vooral voor wanneer wind en zon langdurig beperkte productie hebben en de vraag tegelijkertijd hoog ligt in de koude wintermaanden tijdens piekuren. Dit betekent ook dat het verder verhogen van het wind- en zonc capaciteit slechts een beperkte impact heeft op de leveringszekerheid.

Voor opslag geldt dat de inzet afhankelijk is van de grootte van het opslagvolume. Bij opslag met grote energie-capaciteiten, zoals intraday energy storage en al helemaal bij multiday energy storage, is de inzet veel hoger dan bij bijvoorbeeld relatief kleine batterijen bij huishoudens (zie tekstblok over Long Duration Energy Storage). Zelfs groot-schalige batterijen met een opslagvermogen van 4 uur dragen voor slechts 15% van hun vermogen bij tijdens tekorten. Alsnog leveren batterijen daarmee een belangrijke bijdrage, maar deze neemt sterk af bij langer durende schaarste.

De inzet van gaseenheden wordt vooral beperkt door de beschikbaarheid van de eenheden. De beschikbaarheid van deze eenheden wordt bepaald door onverwachte uitval en gepland onderhoud. Gemiddeld hebben de gaseenheden een beschikbaarheid van ongeveer 91% tijdens tekorten. Dit geldt ook voor nucleair vermogen.

Figuur 4-7 toont de totale bijdrage aan firm capaciteit van de verschillende technologieën in steekjaar 2035. Door zijn hoge bijdrage tijdens tekorten blijft gascapaciteit de belangrijkste bron van firm vermogen. Deze wordt direct gevolgd door import. Ondanks dat er sprake is van gelijktijdige tekorten dragen omliggende landen significant bij aan het verminderen van tekorten (zie ook volgende paragraaf over importafhankelijkheid).



Figuur 4-7: Firm vermogen verdeeld over verschillende types vermogen voor steekjaar 2035 (links) en de totale firm vermogen en gemiddelde dagelijkse piekvraag aan de rechterkant. De gemiddelde dagelijks piekvraag is de piekvraag op een gemiddelde winterse dag, dat wil zeggen van 21 december tot en met 20 maart.

Long Duration Energy Storage (LDES)

In deze editie van de monitoring worden voor het eerst twee technologieën toegevoegd, namelijk intraday en multiday Long Duration Energy Storage (LDES). Zoals te zien in figuur 4-6, hebben deze technologieën een relatief belangrijke rol ten tijde van tekorten in verhouding tot hun productievermogen. Intraday LDES heeft in het 2035 scenario een opslagvolume van 16 uur, dat wil zeggen dat voor iedere MW, 16 MWh aan opslagvolume geladen kan worden. Multiday LDES is gemodelleerd als Compressed Air Energy Storage. CAES is een technologie waarbij lucht wordt samengeperst om later in een gasturbine te worden ingezet in combinatie met aardgas of waterstof voor elektriciteitsproductie. Afhankelijk van de eenheid kunnen zeer grote opslagvolumes worden bereikt, voor multiday LDES wordt daarom een opslag volume van 84 uur aangenomen. Vanwege de introductie van langdurige energieopslag in deze monitor is in bijlage 3 een hoofdstuk toegevoegd voor een verdere introductie van deze categorie aan technologieën.

Batterijen vormen gezamenlijk een tweede bron van binnenlandse capaciteit tijdens tekorten. Hoe sterker ze door hun energiecapaciteit beperkt worden hoe lager de bijdrage uitvalt. Hoewel batterijen met een opslagcapaciteit van 2 of 4 uur (korte termijn opslag in de grafiek) slechts een beperkte beschikbaarheid hebben is de capaciteit zo groot dat de bijdrage een belangrijke factor blijft.

Vraagrespons is de derde bron van binnenlandse capaciteit tijdens tekorten. Dit bestaat voornamelijk uit vraagreductie in de industrie. Ook al wordt de niet geleverde energie bij deze vorm van vraagdestructie niet meegerekend als tekort, is bij de inzet ervan al wel sprake van afname van economische activiteit vanwege hoge elektriciteitsprijzen¹². Hoewel vraagrespons belangrijk is voor leveringszekerheid, wordt het beperkt ingezet. In 2035 ligt de gemiddelde hoeveelheid ingezette DSR op ongeveer 750 GWh. Hiermee wordt in het model dus slechts een fractie, namelijk 0,3%, van de totale elektriciteitsvraag afgeschakeld om rekening te houden met hoge prijzen.

Tot slot leveren wind op zee en zon PV ondanks hun lage bijdrage tijdens tekorten alsnog een significante bijdrage van beide ongeveer 1 GW. Dit doordat er sprake is van grote opgestelde vermogens in het scenario.

Importafhankelijkheid

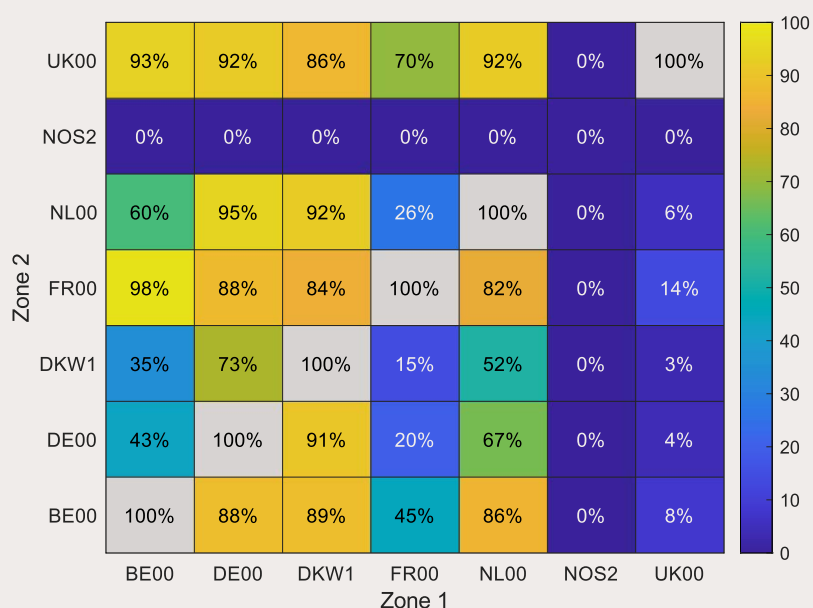
De leveringszekerheidsresultaten voor Nederland zijn sterk afhankelijk van de ontwikkelingen in vraag en aanbod in het buitenland. Tabel 4-5 toont enkele indicatoren rondom de importafhankelijkheid. Allereerst toont de tabel hoeveel firm vermogen zou moeten worden toegevoegd aan een hypothetisch systeem zonder interconnectie om tot een LOLE van 4 uur per jaar te komen. Daarnaast toont de tabel de gemiddelde import wanneer er sprake is van een tekort, uitgedrukt in absolute getallen, en als percentage van de maximale import.¹³

De tabel laat zien dat in dit hypothetische systeem in 2030 4,2 GW aan firm vermogen zou moeten worden toegevoegd om de LOLE-norm te halen. Voor 2035 ligt dit veel hoger met 8,6 GW. Dit geldt voor een geïsoleerd systeem en zegt alleen iets voor de mate van importafhankelijkheid. Dit moet dus niet begrepen worden als daadwerkelijke benodigd vermogen in Nederland. Het maakt duidelijk dat een onafhankelijk systeem al in 2030 niet meer haalbaar zou zijn. De tekorten zouden in dit systeem oplopen tot 419 uur per jaar met een EENS van 743 GWh. In 2035 loopt dit verder op tot een LOLE van 556 uur met een EENS van 1775 GWh. Doordat Nederland is verbonden met andere landen vallen de daadwerkelijke LOLE en EENS veel lager uit.

Om beter zicht te krijgen in de bijdrage van het buitenland aan de Nederlandse leveringszekerheid is het relevant is om te kijken naar de hoeveelheid import tijdens de tekorten. Import neemt toe tussen 2030 en 2035, zowel in absolute hoeveelheid als in het percentage van de maximale import. Dit komt door een combinatie van verschillende factoren; de groei van interconnectiecapaciteit, de groei van de tekorten in Nederland en de veranderende mogelijkheden van andere landen om bij te dragen in deze uren.

¹² De hoeveelheid ingezette vraagrespons is een graadmeter van de waarschijnlijkheid van de scenario aannames rond DSR.

¹³ De importcapaciteit van Nederland kan van uur tot uur verschillen. Daarnaast kan binnen flow-based marktkoppeling de importcapaciteit van Nederland beperkt worden door handel die buiten Nederland plaatsvindt. Hierdoor is het lastig te definiëren wat "de importcapaciteit" van Nederland is. In plaats daarvan wordt gekeken wat de maximale importpositie is van Nederland in de simulaties.



Figuur 4-8: Gelijktijdigheid van tekorten tussen Nederland en 6 relevante andere biedzones voor alle steekjaren. De getallen geven weer welk deel van de uren met tekorten in zone 2 (op de y-as) er ook tekorten waren in zone 1 (op de x-as). Zo geldt er bijvoorbeeld in 95% van de uren met tekorten in Nederland er ook tekorten waren in Duitsland, terwijl dat voor maar 6% van die uren het geval is in het Verenigd Koninkrijk. Noorwegen, het VK en Denemarken hebben meerdere biedzones. NOS2 is de aan Nederland grenzende biedzone in Noorwegen, hetzelfde geldt voor DKW1 voor Denemarken en UK00 voor het VK.

Tabel 4-5: Indicatoren van importafhankelijkheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem in alle steekjaren. De maximale import is berekend door te kijken naar import in alle uren van het jaar.

Steekjaar	Missing Firm Capacity voor een geïsoleerd systeem [GW]*	Gemiddelde import tijdens tekorten [GW]*	Maximale import in alle simulaties [GW]	Gemiddelde import tijdens tekorten als % van maximale import
2030	4,2	1,4	17,4	8%
2033	7,3	3,0	19,9	15%
2035	8,6	3,9	20,1	19%

In hoeverre andere landen in staat zijn bij te dragen tijdens tekorten, kan worden bekeken aan de hand van de simultaneïteit van tekorten. Figuur 4-8 laat voor alle steekjaren samen zien in hoeveel van de uren met tekorten in zone 2 op de Y-as er ook sprake is van tekorten in zone 1 op de X-as. Hier is bijvoorbeeld te zien dat ten tijde van Nederlandse tekorten (rij NL00) er in maar liefst 95% van

de gevallen ook sprake was van tekorten in Duitsland (DE00) en 60% in België (BE00). Er zijn echter zelden gelijktijdige tekorten met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. Voor bijvoorbeeld Duitsland geldt dat tijdens een kleiner deel van de uren met tekorten ook sprake was van tekorten in Nederland dan andersom. Deze asymmetrie heeft ermee te maken dat het totaal aantal uren met tekorten in Duitsland hoger ligt dan in Nederland, waardoor het automatisch minder vaak voorkomt dat Nederland gelijktijdige tekorten heeft.

Additionele interconnectiecapaciteit kan dus een toevoeging zijn voor leveringszekerheid, maar dat is wel afhankelijk van de zones waarop wordt aangesloten. Vooral additionele interconnectiecapaciteit met het VK en Noorwegen zou nuttig zijn, dus bovenop LionLink. Verder zou bijvoorbeeld het toevoegen van een directe verbinding met Frankrijk van waarde kunnen zijn voor leveringszekerheid. Om met zekerheid de waarde vast te stellen van verbindingen is een volledige kosten-batenanalyse nodig waarin zowel de situatie met als zonder de verbinding wordt beoordeeld op basis van vastgestelde criteria.

4.1.4 Vergelijking met andere leveringszekerheidsanalyses

Vergelijking met de Monitor Leveringszekerheid 2024.

Steekjaren 2030 en 2033 zijn in zowel deze editie van de monitor geanalyseerd, als in de vorige editie. Dit biedt de mogelijkheid de resultaten met elkaar te vergelijken. In tabel 4-6 worden enkele belangrijke getallen uit beide edities met elkaar vergeleken. De LOLE resultaten liggen in grote mate in lijn met elkaar. Toch is de situatie in met name in 2033 flink verbeterd, de EENS ligt namelijk aanzienlijk lager. Door de vele verschillen tussen de modellen van deze monitor en de modellen uit de vorige monitor is het lastig precies vast te stellen waardoor de resultaten er in deze editie positiever uitzien. Wel kunnen we wijzen op een aantal belangrijke elementen die kunnen dienen ter verklaring.

Tabel 4-6: overzicht van verschillen tussen deze en de vorige editie van de monitor, MLZ 2024.

		2030		2033	
		MLZ 2024	MLZ 2025	MLZ 2024	MLZ 2025
Aannames NL	Gasvermogen [GW]	14,0	14,4	12,4	12,7
	Vermogen vraagrespons [GW]	1,7	1,7	1,9	1,9
	Vermogen Batterijen [GW]	4,9	6,7	7,2	11,4
	Jaarlijkse vraag [TWh]	151	153	172	175
Resultaten	Importbijdrage [GW, gemiddeld tijdens tekorten]	1,5	1,4	3,3	3,0
	LOLE [uur per jaar]	1,4	1,1	14,2	12,6
	EENS [GWh per jaar]	2,2	0,8	49,8	14,1

Het belangrijkste effect voor de LOLE is het toevoegen van de curtailment sharing stap in de methodologie. Curtailment sharing is de operationele methode om ervoor te zorgen dat de tekorten eerlijk verdeeld worden over de verschillende landen door de verhoudingen tussen tekorten en nationale tekorten zoveel mogelijk gelijk te trekken. Deze stap is toegevoegd om de operationele praktijk weer te geven, het proces wordt verder besproken in bijlage B 1.5. Curtailment sharing heeft vooral een opdrijvend effect op de LOLE, maar de impact of EENS is meestal kleiner omdat tekorten beide kanten op gedeeld worden met de rest van

Europa. De resultaten voor en na curtailment sharing laten zien dat dit voor Nederland in steekjaar 2033 het geval is. Door toevoeging van curtailment sharing neemt de EENS lichtjes toe, de LOLE verandert in verhouding veel sterker (zie ter illustratie het voorbeeld in bijlage B 1.5). Om het effect van deze stap zo veel mogelijk uit te sluiten, gaan we verder vooral in op de verschillen in EENS tussen de verschillende edities van de monitor.

Ten eerste kunnen we verschillen in het buitenland aanwijzen of uitsluiten als reden voor de verschillen in de EENS resultaten. Hoewel een grote hoeveelheid aannames voor het buitenland in iedere editie in een belangrijke mate kunnen wijzigen en precieze effect van het buitenland op Nederland lastig zijn te identificeren, is de totale bijdrage van het buitenland eenvoudig uit te sluiten op basis van de importen tijdens tekorten. In de monitor 2024 was de gemiddelde importbijdrage tijdens tekorten voor 2033 3,3 GW (zie tabel 4-7 in het vorige rapport), in deze editie is de bijdrage juist iets lager, namelijk 3,0 GW. Hierin kan dus geen verklaring liggen voor de afname in EENS.

Verschillen in gasvermogen, vraag en DSR binnen Nederland kunnen ook weinig helpen in de verklaring van de verbetering van de situatie. Het gasvermogen en de vraag liggen een fractie hoger, maar niet voldoende om de verbetering te verklaren. Dan is er tenslotte het opslagvermogen. Hierin zijn wel grotere verschillen te zien. In 2033 is 4,2 GW additioneel opslagvermogen beschikbaar. Daarnaast is het totale opslagvolume in batterijen nog eens aanzienlijk gegroeid, namelijk van 26 naar 48 GWh (nog zonder de opslag uit multiday energy storage). Dit komt met name door het toevoegen van lange termijn opslag met een opslagcapaciteit van 12 uur en het feit dat de toevoegingen van de rest van de batterijcapaciteit voornamelijk zit in batterijen met 4 uren batterijen met dus een relatief groot opslagvolume.

Gezamenlijk voegt de nieuwe opslagcapaciteit een firm vermogen toe van ongeveer 1,2 GW op basis van de derating factoren, berekend zoals in paragraaf 4.1.3. Daar kan nog ongeveer 0,3 GW aan gascapaciteit aan worden toegevoegd, wat dus een totaal van ongeveer 1,5 GW aan additioneel firm vermogen betekent. Ook dit is echter nog niet voldoende om de verschillen te verklaren. Wanneer we de ENS duurcurve bekijken uit de vorige editie van de monitor en een inschatting maken van de resultaten door de uurlijkse ENS met 1,5 GW verminderen, houden we altijd nog 31 GWh aan EENS over, ongeveer de dubbele hoeveelheid van deze editie.

Een laatste groot verschil ligt in de vernieuwde weer-scenario's. Waar voorheen gebruik werd gemaakt van de

historische weerjaren 1982 tot en met 2016, is sinds deze editie gebruikt gemaakt van klimaatmodellen en worden toekomstige weerscenario's gebruikt (zie bijlage B 1.2). Zoals te zien in de spreiding van LOLE over de weerscenario's is deze factor zeer belangrijk voor de eindresultaten.

Dat de verklaring ligt in de verschillen in weerscenario's kan aannemelijk worden gemaakt door een vergelijking te maken in de duur en grootte van ENS-events. Dit kunnen we het beste doen op basis van de simulaties vóór curtailment sharing, omdat deze stap een sterk effect heeft op de vorm van deze events. De totale tekorten per event, gemiddelde tekorten per event en duur van de events zijn zeer vergelijkbaar in de simulaties uit deze en de vorige editie van de monitor, het verschil in resultaten wordt bijna exclusief veroorzaakt door het aantal events. Events komen ongeveer 3 keer zo vaak voor in de vorige editie van de MLZ voor steekjaar 2033. Dit maakt het waarschijnlijk dat we hier voornamelijk naar verschillen in de samenstelling van de klimaatdata kijken en dan met name verschillen in het voorkomen van kritische situaties. Hoewel het type situaties wat voorkomt niet veel verschilt, vinden we in deze weerscenario's aanzienlijk minder situaties die tot deze tekorten leiden.

Vergelijking met de ERAA 2024

In de vergelijking met de ERAA kunnen alleen steekjaren 2030 en 2035 worden beschouwd, omdat deze editie van de ERAA geen steekjaar 2033 kent. Ook hier is te zien in tabel 4-7 dat zowel LOLE als EENS van elkaar verschillen. Om de effecten buiten curtailment sharing te kunnen zien, kijken we eerst naar de verschillen in EENS.

Tabel 4-7: Overzicht van belangrijke verschillen en overeenkomsten tussen de monitor 2025 en ERAA 2024.

		2030		2035	
		ERAA 2024	MLZ 2025	ERAA 2024	MLZ 2025
Aannames NL	Gasvermogen [GW]	14,8	14,4	16,8	12,5
	Vermogen vraagrespons [GW]	2,7	1,7	5,1	2,0
	Vermogen Batterijen [GW]	4,9	6,7	10,0	15,8
	Jaarlijkse vraag [TWh]	153	153	192	192
Resultaten	LOLE [uur per jaar]	5,4	1,1	6,3	9,2
	EENS [GWh per jaar]	1,3	0,8	2,9	15,7

Voor 2030 zijn de verschillen in EENS beperkt, hoewel de tekorten binnen de ERAA sterker gespreid zijn over een groter aantal uren. Op basis van de toegevoegde geïnstalleerde vermogens zou je echter verwachten dat de EENS iets lager zou liggen in de ERAA, dat blijkt niet het geval. Deze verschillen vallen echter nog binnen de onzekerheid van de marktsimulaties en kleine verschillen in de modellering.

Voor 2035 zijn de verschillen in resultaten groter. De EENS is in de ERAA een stuk lager dan de EENS in deze editie van de monitor. In de ERAA zijn dezelfde weerscenario's gebruikt en wordt van dezelfde elektriciteitsvraag uitgegaan. Dit kan het verschil dus niet verklaren. Uit tabel 4-7 wordt echter duidelijk dat in de input van de modellen een aantal grote verschillen zitten. Een belangrijke daarvan zit in de geïnstalleerde vermogens. Deze verschillen worden veroorzaakt door kleine updates in scenario-aannames maar, nog belangrijker, door het effect van de ERAA Economic Viability Assessment (EVA).

In de EVA wordt in capaciteit geïnvesteerd, levensduur verlengd of juist capaciteit uit bedrijf genomen op basis van economische factoren. In de EVA wordt in 2035 3,1 GW aan DSR toegevoegd, en de levensduur van 3,6 GW aan gaseenheden verlengd waardoor deze in 2035 nog beschikbaar zijn. Er wordt, kortom, 6,7 GW aan vermogen toegevoegd door de EVA. In de monitor wordt deze stap niet gemaakt voor Nederlandse eenheden, omdat niet zeker is dat veronderstelde economische condities daadwerkelijk leiden tot een marktgedreven toevoeging van deze capaciteit. In combinatie met de geactualiseerde scenario-aannames komt het gas- en DSR-vermogen in de ERAA hierdoor 7,4 GW hoger uit dan in de monitor. Tegenover deze hogere aannames voor gas en DSR, staan lagere aannames voor het batterijvermogen. Alles bij elkaar ligt het aangenomen firm vermogen in de ERAA daarmee ongeveer 6 GW hoger dan in deze monitor. Dat de EENS resultaten in de ERAA veel lager liggen valt dus te verwachten.

De verschillen in LOLE hangen niet helemaal samen met verschillen in EENS. De hoeveelheid EENS per LOLE uur ligt aanzienlijk lager in de ERAA. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de keuze binnen de ERAA om dit jaar te werken met een hogere minimum stable factor (MSF) in de curtailment sharing stap. Dit is een parameter waarmee wordt bepaald hoeveel vrijheid het model heeft om te zorgen dat de tekorten op een eerlijke wijze over biedzones met tekorten wordt verdeeld. In bijlage B 1.5 wordt meer uitleg gegeven over curtailment sharing en waarom TenneT een andere waarde voor deze parameter heeft gebruikt.

In ERAA 2024 worden tot slot ook resultaten voor steekjaren 2026 en 2028 gepresenteerd. Deze laten voor Nederland in

2028 een LOLE waarde zien boven de 4 uren norm. Dit wordt veroorzaakt door een de uitkomst van het in ERAA gebruikte investeringsmodel op basis waarvan al vanaf 2026 3,4 GW aan kolencapaciteit uit bedrijf zal worden genomen. Omdat TenneT hier nog geen signalen van heeft ontvangen, marktpartijen geven namelijk aan dat deze capaciteit tot en met 2029 in bedrijf zal blijven, wordt deze capaciteit tot en met 2029 als beschikbaar beschouwd. Verder zien wij ook na uitbedrijfsname in 2030 nog geen acute leveringszekerheidsproblemen, terwijl de situatie vóór 2030 juist gunstiger is. Tenslotte denken wij dat de combinatie met de hierboven genoemde MSF parameter voor curtailment sharing zorgt voor een overschatting van de LOLE-resultaten in de ERAA voor Nederland. De EENS blijft zelfs met dit verminderde kolenvermogen beperkt tot 1,8 GWh, de sterke spreiding zorgt echter voor een hoge LOLE. TenneT verwacht in de periode vóór 2030 voor Nederland daarom nog geen leveringszekerheidsrisico's.

4.2 Resultaten economische levensvatbaarheidscheck

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck gepresenteerd.¹⁴ Het belangrijkste doel van deze analyse is na te gaan of het aangenomen opgesteld vermogen aan productiecapaciteit, batterijen en vraagsturing in de scenario's van de monitor plausibel en economisch levensvatbaar zijn. Wanneer het opgesteld vermogen als niet levensvatbaar wordt beoordeeld, betekent dit dat er een risico bestaat dat bestaande capaciteit vroegtijdig uit bedrijf zal worden genomen of dat veronderstelde investeringen niet zullen plaatsvinden. Dit kan een additioneel risico voor de leveringszekerheid vormen.

In deze editie van de monitor is voor de economische levensvatbaarheidscheck gebruik gemaakt van dezelfde methodologie als in voorgaande editie, die was geïntroduceerd in een in 2024 gepubliceerde whitepaper (TenneT, 2024a). Deze methodologie is gebaseerd op het kwantificeren van een aantal belangrijke value drivers (VD) voor elk type capaciteit. Deze value drivers vertegenwoordigen samen de totale jaarlijkse netto-inkomsten, en worden vergeleken met de geraamde vaste kosten en eventuele kapitaalkosten bij nieuwe investeringen. De mate waarin de jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten kunnen dekken, bepaalt of de

verschillende eenheden beoordeeld worden als 'zeer waarschijnlijk levensvatbaar', 'waarschijnlijk levensvatbaar', 'mogelijk levensvatbaar' of 'levensvatbaarheid in gevaar'.

Ten opzichte van de vorige editie van de monitor is de methodologie voor de economische levensvatbaarheidsanalyse op een aantal punten gewijzigd en zijn enkele aannames in de analyse geactualiseerd. De belangrijkste zijn:

- De optiewaarde standardproducten (VD2) is verlaagd als gevolg van de lagere prijsvolatiliteit op de termijnmarkten.
- De Weighted Average Cost of Capital (WACC) is opnieuw ingeschat, specifiek voor Nederland op basis van recente marktomstandigheden. Op basis van deze nieuwe WACC zijn ook de 'hurdle rates' voor investeringen bijgewerkt.
- De bandbreedte van vaste kosten, die wordt gebruikt om de levensvatbaarheid van verschillende technologieën te beoordelen, is geactualiseerd. Een belangrijk verschil is dat de kosten voor groot onderhoud aan gascentrales nu worden behandeld als een kapitaalinvestering (CAPEX) in plaats van als normale onderhoudskosten. Hierdoor vallen ze onder dezelfde WACC-benadering als andere nieuwe investeringen.

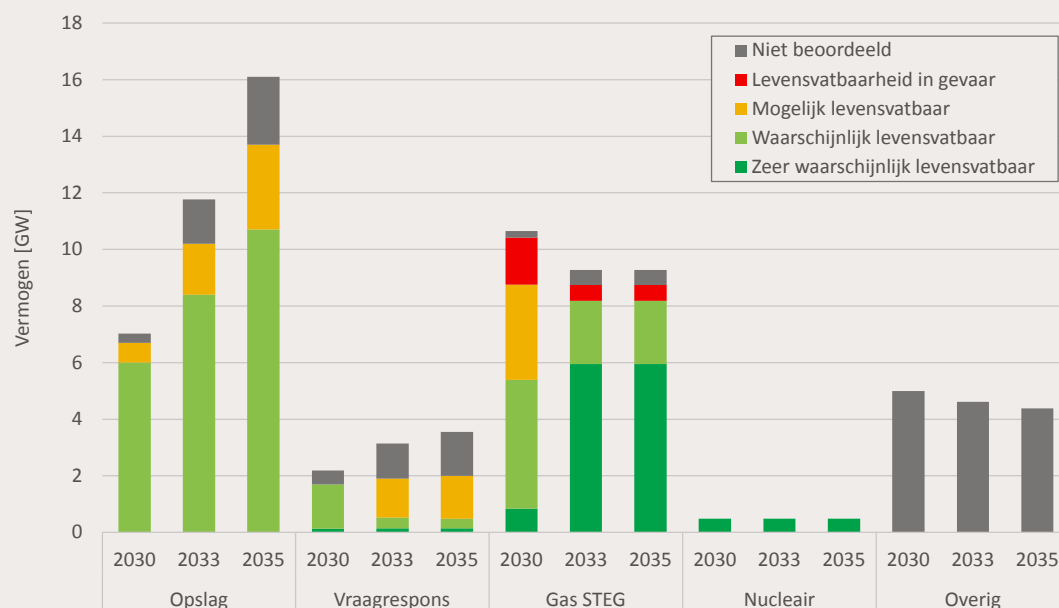
Meer details hierover zijn te vinden in bijlage B 1.6.

4.2.1 Overzicht hoofdresultaten

Figuur toont het resultaat van de economische levensvatbaarheidscheck voor geselecteerde sleuteltechnologieën voor de drie steekjaren. Samengevat laten de resultaten van de analyse het volgende zien:

- Het grootste deel van het thermische gasvermogen is 'waarschijnlijk levensvatbaar' of 'zeer waarschijnlijk levensvatbaar' bevonden in 2033 en 2035. Echter, voor ongeveer 1.7 GW aan gascentrales in 2030 geldt dat de levensvatbaarheid in gevaar is. Dit betreft met name oudere centrales met een lagere efficiëntie. Van deze elektriciteitscentrales wordt niet verwacht dat ze de investeringskosten van periodiek groot onderhoud (Hot Gas Path Inspection) kunnen terugverdienen, laat staan de kosten van een major overhaul. Hierdoor lopen ze het risico om uit bedrijf genomen te worden

¹⁴ De economische levensvatbaarheidsanalyse (Economic Viability Check, EVC) die hier door TenneT is uitgevoerd, staat los van de Economic Viability Analysis (EVA) die als onderdeel van de ERAA is uitgevoerd. De analyse in deze MLZ is hoofdzakelijk een controle op de levensvatbaarheid van het opgesteld vermogen waarvan in de scenario's wordt uitgegaan, zonder dat het opgesteld vermogen daadwerkelijk wordt gewijzigd. De EVA die in het kader van de ERAA wordt uitgevoerd, maakt echter gebruik van een investeringsmodel om centrales uit bedrijf te nemen of erin te investeren op basis van een algoritme dat is gebaseerd op systeemkosten (of winst).

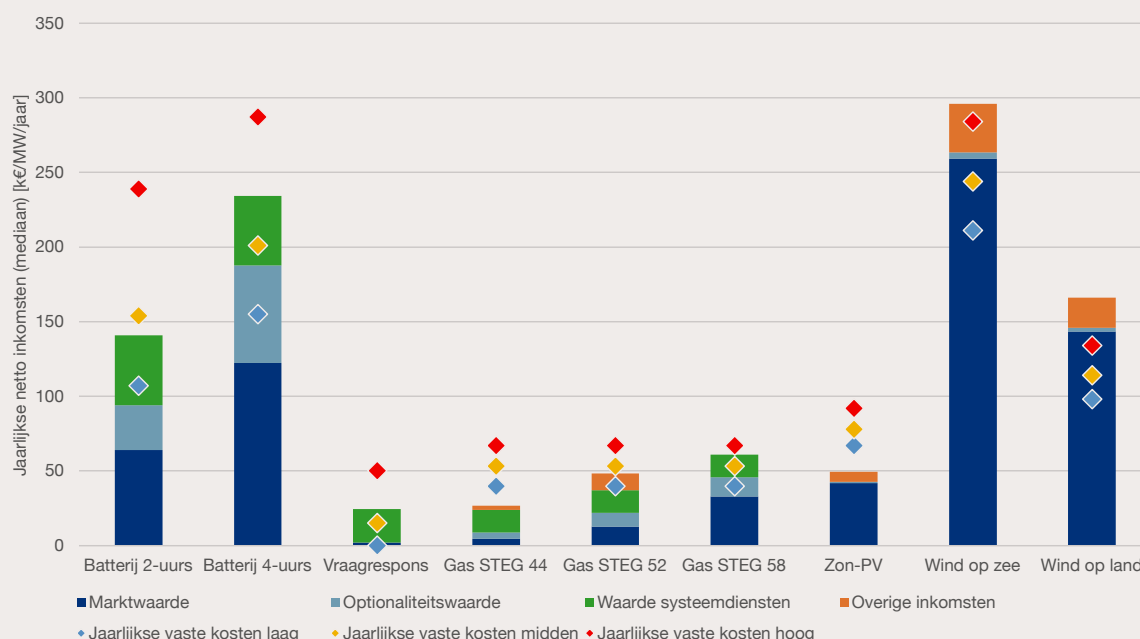


Figuur 4-9: Economische levensvatbaarheidsresultaten van de veronderstelde capaciteiten per steekjaar, per technologie in het basisscenario. De categorie opslag omvat, 2-uurs batterijen, 4-uurs batterijen (wel beoordeeld), intraday LDES en multiday LDES (niet beoordeeld). vraagrespons omvat industriële afschakeling (wel beoordeeld), evenals flexibiliteit van warmtepompen en elektrische vervoer (niet beoordeeld). overig omvat met name kleinschalige installaties, waarvoor veelal onvoldoende informatie is om de levensvatbaarheid te beoordelen. Dit zijn onder andere kleine gasturbines, WKK-installaties in de glastuinbouw, WKK-installaties in de industrie, biomassa WKK-installaties, afvalverbrandingsinstallaties en installaties geïnstalleerd bij o.a. ziekenhuizen en universiteiten.

- wanneer groot onderhoud nodig is. Voor sommige van deze centrales zijn er dan ook sluitingen aangekondigd tussen 2030 en 2033. Hoewel de situatie in 2033 en 2035 verbetert, zijn er ook dan nog centrales waarvan de levensvatbaarheid in gevaar is.
- Binnen de categorie opslag zijn de 4-uurs batterijen waarschijnlijk levensvatbaar. Dit houdt in dat deze batterijen waarschijnlijk voldoende inkomsten kunnen genereren om zowel hun investeringskosten als de netwerktarieven te kunnen dekken, wanneer er sprake is van korting op de netwerktarieven via een tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR) contract. Voor de 2-uurs batterijen is dat mogelijk (niet) het geval. Deze zullen mogelijk alleen levensvatbaar zijn wanneer deze worden geplaatst achter een bestaande netaansluiting in combinatie met opwek (co-location).¹⁵
- Vraagrespons vertoont ook risico's met betrekking tot de levensvatbaarheid. De beoordeling van vraagrespons is met name afhankelijk van de inkomsten uit systeemdiensten. Deze inkomsten dalen tussen 2030 en 2035 doordat er steeds meer aanbieders zijn voor deze systeemdiensten. Hierdoor wordt de levensvatbaarheid van het grootste deel van de (industriële) vraagrespons in 2033 en 2035 als “mogelijk levensvatbaar” beoordeeld. Dit betekent dat deze capaciteit alleen levensvatbaar is wanneer de jaarlijkse vaste kosten en investeringskosten nihil zijn.¹⁶

¹⁵ Zie bijlage B 1.6 en specifiek Tabel B1-7 voor een verklaring van de jaarlijkse vaste-kostenniveaus. Hierbij moet worden opgemerkt dat TenneT slechts over beperkte gegevens beschikt over de werkelijke kosten van vraagrespons, en dat onze gehanteerde bandbreedtes voor vaste kosten meestal indicatieve schattingen zijn.

¹⁶ Aangezien het merendeel van de batterijcapaciteit zich nog in de planningsfase bevindt, beschikt TenneT niet over voldoende gegevens om afzonderlijke batterij-eenheden apart te modelleren, zoals dat wel gebeurt voor thermische centrales. Daarom kan de haalbaarheid enkel worden beoordeeld op basis van de geaggregeerde capaciteit per opslagtype (bijv. 4-uurs batterijen).



Figuur 4-10: Uitsplitsing van jaarlijkse netto inkomsten over de verschillende value drivers voor het basisscenario in steekjaar 2030. Daarnaast worden de aangenomen jaarlijkse vaste kosten getoond door de gekeurde ruitjes. De grafiek laat de mediane jaarlijkse netto inkomsten zien, op basis waarvan de levensvatbaarheidsbeoordeling gedaan wordt, voor één representatieve eenheid voor elk technologie type. De categorie gas STEG 44 omvat met name oudere gascentrales met een efficiëntie rond 44% of lager. De categorie gas STEG 58 omvat modernere gascentrales met een efficiëntie rond 58% of hoger. De categorie gas STEG 52 ligt hier qua efficiëntie tussenin, rond 52%. Zie bijlage B 1.6 en specifiek Tabel B1-7 voor een verklaring van de jaarlijkse vaste-kostenniveaus.

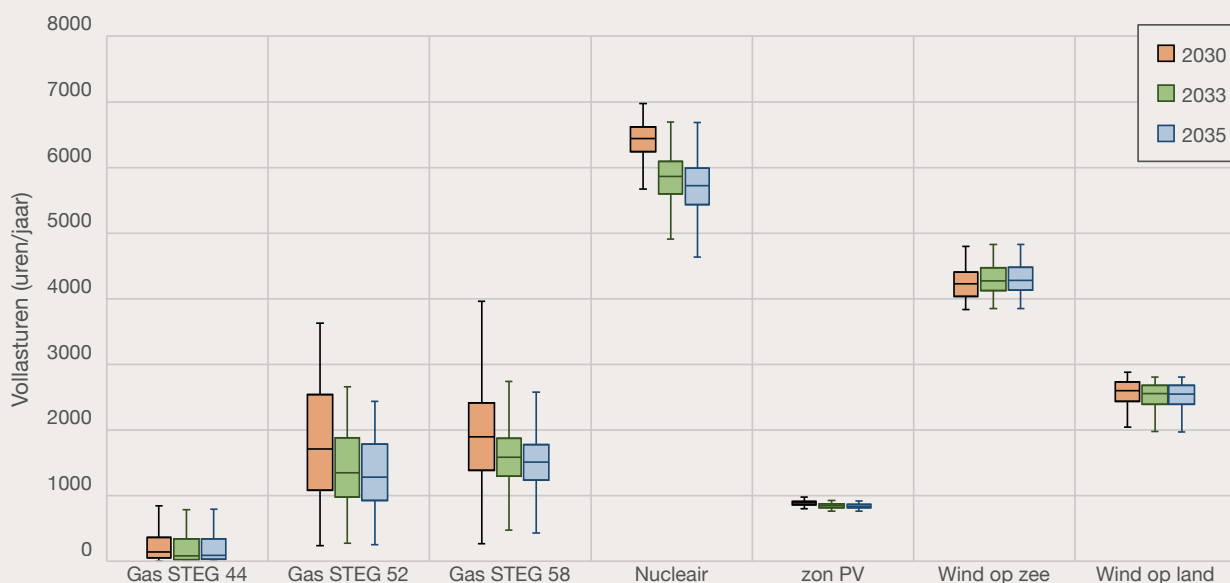
Ten opzichte van de analyse in de vorige editie van de monitor is de situatie rondom de economische levensvatbaarheid verslechterd. De belangrijkste oorzaken hiervan zijn:

- Lagere geschatte optiewaarde van thermische centrales, als gevolg van afnemende volatiliteit op de (termijn-)markt in het afgelopen jaar, door een verdere stabilisering van de markt na de energiecrisis.
- Hogere aannames voor vaste kosten van thermische centrales door de nieuwe benadering waarbij grote onderhoudsinterventies als kapitaalinvesteringen worden behandeld (en daardoor ook onderworpen zijn aan een hurdle rate).
- De leveringszekerheidssituatie in deze editie van de monitor is iets verbeterd. Voor de levensvatbaarheidscheck betekend dit dat er minder jaren zijn in de resultaten met hoge prijzen ten gevolge van tekorten en activatie van vraagrespons.

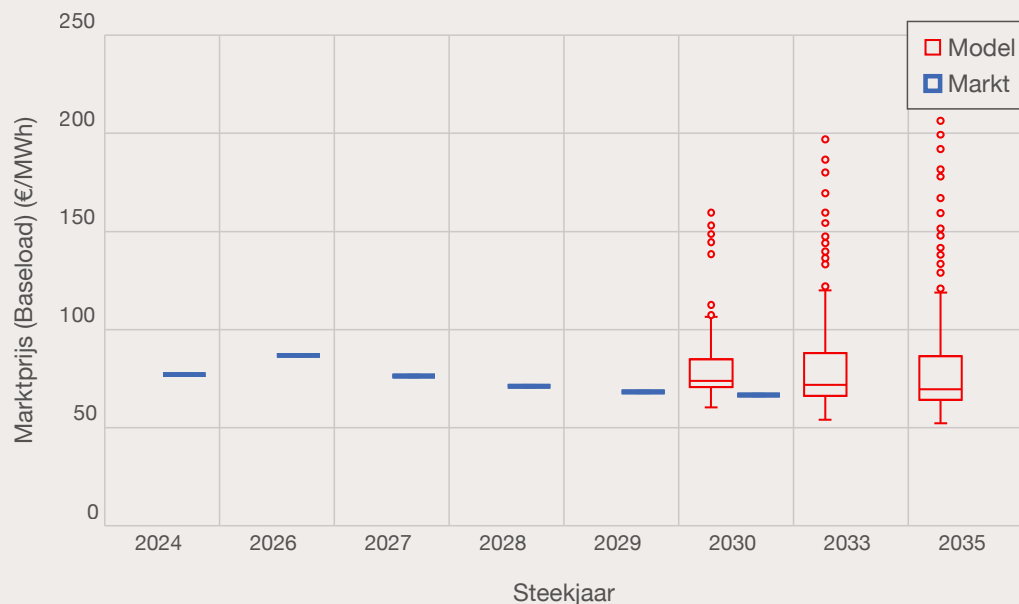
Naar aanleiding van de bevindingen voor 2030, waarin van 1,7 GW aan gas STEG eenheden de levensvatbaarheid als “in gevaar” is beoordeeld, is een aanvullende gevoeligheid doorgerekend voor de leveringszekerheidsanalyse. In deze gevoeligheid is de betreffende 1,7 GW uit bedrijf genomen. De resultaten van deze gevoeligheidsanalyse zijn terug te vinden in paragraaf 4.1.2.

Figuur 4-10 toont een uitsplitsing van de jaarlijkse netto inkomsten over de verschillende value drivers voor verschillende technologie types. Daarnaast wordt de geschatte vaste kosten getoond inclusief kapitaalkosten voor nieuwe investeringen (batterijen en RES) of groot onderhoud (gas STEG). De figuur laat zien dat de minst efficiënte gascentrales (STEG 44) vrijwel geen inkomsten behalen uit de markt. De meeste inkomsten worden gehaald uit het leveren van systeemdiensten.¹⁷ Dit blijft echter onvoldoende om aan de vaste kosten te kunnen voldoen.

¹⁷ Hierbij is aangenomen dat deze centrales mFRR kunnen leveren zonder gedispached te zijn. Hoewel STEG's over het algemeen niet snel genoeg kunnen opstarten voor de levering van mFRR, zou dit wel kunnen wanneer dit product geleverd wordt vanuit een portfolio waarin ook een flexibeler asset beschikbaar is zoals een batterij.



Figuur 4-11: Verdeling van de gesimuleerde vollasturen voor geselecteerde technologieën. De boxplots laten de verdeling van de vollasturen zien op basis van alle modeliteraties (weer- en uitvalsscenario's) voor alle eenheden binnen de categorie. De horizontale lijn in de box laat hierbij de mediaan zien.



Figuur 4-12: Vergelijking van de gesimuleerde baseload elektriciteitsprijzen in Nederland met de huidige prijzen op de termijnmarkten. De 'model'-reeks toont de verdeling van de gemodelleerde baseloadprijzen over alle gesimuleerde weerscenario's en uitvalpatronen, voor de drie beschouwde steekjaren 2030, 2033 en 2035. De 'markt'-reeks toont het gemiddelde van de uurlijkse day-ahead prijzen voor 2024 en de gemiddelde EEX baseloadprijzen voor beschikbare termijncontracten voor de jaren 2026 tot 2030 (gebaseerd op slotkoersen van 1 januari tot en met 18 maart 2025). (Bron: EPEX, EEX via EnAppSys.)

De efficiëntere gascentrales (STEG 52 en STEG 58) laten meer marktinkomsten zien, maar deze alleen zijn onvoldoende om de vaste kosten te dekken. De centrales zijn afhankelijk van de aanvullende optionaliteitswaarde en inkomsten uit systeemdiensten en eventueel de levering van warmte.

De figuur laat ook zien dat de economische levensvatbaarheid van nieuwe investeringen in met name zon-PV onder druk staat. Aangezien zon-PV echter weinig bijdraagt aan de leveringszekerheid, zijn de risico's die hieruit voortvloeien voor leveringszekerheid beperkt. Om wat meer context te geven bij de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse, laten figuur 4-11 en figuur 4-12 respectievelijk de gesimuleerde vollasturen en baseload elektriciteitsprijzen¹⁸ zien. De vollasturen van de thermische eenheden laten een neergaande trend zien als gevolg van een toename aan zon-PV en windenergie. Voor de meest inefficiënte gascentrales geldt dat deze in de helft van de simulaties nagenoeg geen draaiuren hebben. Maar zelfs in de simulatie met de meeste vollasturen, blijven deze onder de 1000 uren per jaar. De efficiëntere gascentrales hebben meer vollasturen, maar deze blijven grotendeels onder de 2000 uren per jaar.

Figuur 4-12 toont de verdeling van de gesimuleerde baseloadprijzen in Nederland over alle weer- en uitvalscenario's. Ter vergelijking wordt ook de historische gemiddelde uurlijkse day-ahead prijs voor 2024 weergegeven, evenals recente handelsprijzen voor Nederlandse baseload-termijncontracten (futures) van EEX. Het model laat mediane baseloadprijzen zien van respectievelijk 74, 72 en 69 €/MWh voor de steekjaren 2030, 2033 en 2035. Deze prijzen zijn goed vergelijkbaar met het recente prijsniveau en de prijzen van baseload termijncontracten.

Kijkend naar de jaren die in de monitor zijn gemodelleerd (2030 tot 2035), laten de resultaten zien dat de mediane prijs licht daalt over de tijd, terwijl de spreiding tussen de simulaties toeneemt. Dit is grotendeels het gevolg van

de toenemende capaciteit aan zon- en windenergie in de scenario's, en de groeiende kans op tekorten. Door de groeiende hoeveelheden elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen met nul marginale kosten zijn er meer jaren met lagere gemiddelde prijzen, maar ook enkele jaren met aanzienlijk hogere prijzen als gevolg van schaarste-situaties (d.w.z. ENS). In extreme jaren kunnen de gemiddelde elektriciteitsprijzen twee tot drie keer zo hoog liggen als de mediaan.

4.2.2 Gevoeligheidsanalyses

Om de robuustheid van de levensvatbaarheidscheck te controleren zijn aanvullende gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. De gevoeligheidsanalyses zijn gericht op gasgestookte STEG-eenheden en opslag (batterijen), aangezien deze technologieën de meeste firm capaciteit bijdragen op momenten van tekorten (zie paragraaf 4.1.3). Hiermee vertegenwoordigen ze vanuit levensvatbaarheids-perspectief de grootste risico's voor de leveringszekerheid. De gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd op basis van de volgende dimensies.

- Hogere vaste kosten: In deze gevoeligheid is een conservatievere set jaarlijkse vaste kostenband-breedtes voor thermische gascentrales en batterijen aangenomen die (i) hogere vaste kosten voor grote revisies bij gascentrales weerspiegelt, als gevolg van bijv. hogere kapitaalkosten of investeringsrisico's, en (ii) hogere nettarieven voor batterijen.
- Geen VD2: In deze gevoeligheid is geen optionaliteitswaarde op de termijnmarkt (VD2) voor thermische elektriciteitscentrales meegenomen.
- Lagere balanceringsinkomsten: In deze gevoeligheid zijn de aannames voor reserveproductenprijzen 50% lager dan in het basisscenario.

De specifieke aanpassingen voor de gevoeligheidsanalyses worden in tabel 4-8 in meer detail toegelicht.

¹⁸ Met de gesimuleerde 'baseloadprijzen' bedoelen we het gemiddelde van alle 8760 uurlijkse elektriciteitsprijzen in een gesimuleerd jaar. Dit is vergelijkbaar met een 'baseload'-elektriciteitscontract.

Tabel 4-8: Overzicht van de beschouwde gevoeligheidsanalyse in de beoordeling van de economische levensvatbaarheid

Gevoeligheid	Technologie	Beschrijving
Hogere vaste kosten	Gas STEG	In het basisscenario is de bandbreedte van de vaste kosten van STEG-eenheden gebaseerd op de geannualiseerde kosten van verschillende types groot onderhoud (Major Maintenance Events, MME's). Deze MME's worden als een investering beschouwd en hier zijn kapitaalkosten aan verbonden. In het laagste vaste-kostenniveau wordt aangenomen dat STEG-eenheden voldoende inkomsten moeten genereren om zowel de reguliere vaste kosten (FOM) als de investeringskosten voor periodiek groot onderhoud (Hot Gas Path Inspection) te dekken ($28 + 12 = 40$ €/kW/jaar totaal). Ze worden beoordeeld als "levensvatbaarheid in gevaar" wanneer dit niet het geval is. In deze gevoeligheid wordt veronderstelt dat de kosten van MME's 50% hoger te liggen. In deze gevoeligheid moet een STEG-eenheid dus minimaal 45 €/kW/jaar aan totale vaste kosten dekken om niet als "levensvatbaarheid in gevaar" te worden geclassificeerd. (Zie tabel B1-7 voor de aanpassingen in de midden en hoge vaste-kostenniveaus.)
	Batterijen	In het basisscenario wordt voor het laagste vaste-kostenniveau aangenomen dat batterijen worden geplaatst achter een bestaande netaansluiting (co-location) waardoor er geen sprake is van netwerktarieven. Om niet als "levensvatbaarheid in gevaar" beoordeeld te worden hoeven ze hierdoor enkel de reguliere vaste kosten (FOM) van 20 €/kW/jaar te dekken (naast de geannualiseerde kapitaalkosten). In deze gevoeligheid wordt ervan uitgegaan dat batterijen ook voor het laagste vaste-kostenniveau een aparte aansluiting op het EHS-net hebben en de bijbehorende netwerktarieven moeten betalen. Hierbij wordt wel aangenomen dat er sprake is van 65% korting door te kiezen voor een TDTR-contract en optimaal gebruik te maken van dynamische tarieven. Dit leidt tot jaarlijkse (niet-CAPEX) vaste kosten van circa 66 €/kW/jaar. (Zie tabel B1-7 voor de aanpassingen in de midden en hoge vaste-kostenniveaus.)
Geen VD2	Gas STEG	In het basisscenario wordt aan STEG-eenheden en andere thermische eenheden een optionaliteitswaarde op standaard termijnproducten (VD2) toegerekend. De hoogte hiervan is afhankelijk van het verschil tussen hun marginale kosten en de baseload-elektriciteitsprijs (zie bijlage B 1.6 voor details). De gemiddelde waarde die STEG-eenheden ontvangen voor deze value driver is 6 €/kW/jaar met een maximum van circa 18 €/kW/jaar voor een "at-the-money" eenheid. In deze gevoeligheidsanalyse wordt deze value driver op nul gezet.
	Batterijen	Deze gevoeligheid is niet doorgerekend voor batterijen omdat deze geen optionaliteitswaarde hebben op de termijnmarkten.
Lagere balancerings-inkomsten	Gas STEG en	In deze gevoeligheidsanalyse wordt aangenomen dat de prijs en dus de inkomsten uit balanceringscapaciteit 50% lager zijn dan in het basisscenario.

Figuur 4-13 toont de resultaten van de gevoeligheidsanalyses. De resultaten van alle drie de gevoeligheden benadrukken dat de levensvatbaarheid van gascentrales in het bijzonder in 2030 onder druk staat, en dat deze gevoelig is voor de aannames rondom de vaste kosten, extrinsieke waarde en inkomsten uit balanceringsdiensten. Concreet geldt dat, als een groter deel van de eenheden een ingrijpende en dure revisie moet ondergaan, of als de kosten van revisies aanzienlijk hoger liggen dan de inschattingen van TenneT, een groter deel van de geïnstalleerde thermische capaciteit met levensvatbaarheidsrisico's te maken kan krijgen. De resultaten tonen ook aan dat thermische centrales niet alleen afhankelijk zijn van inkomsten uit de groothandelsmarkt, maar ook de

aanvullende waarde uit balanceringsdiensten optionaliteit nodig hebben voor robuuste businesscase.

In de steekjaren 2033 en 2035 zijn de resultaten van de levensvatbaarheidsbeoordeling minder gevoelig voor veranderingen in vaste kosten, balanceringsdiensten of optionaliteit, omdat de marktinkomsten in deze jaren hoger liggen.

Voor de batterijen geldt dat de levensvatbaarheidsresultaten met name gevoelig zijn voor de hoogte van de vaste kosten, die samenhangen met de netwerktarieven. Wanneer deze hoger uitvallen zal de levensvatbaarheid van een deel van het vermogen in gevaar komen. Dit geldt voor alle steekjaren.



Figuur 4-13: Resultaten van de gevoeligheidsanalyses voor de economische levensvatbaarheid van de veronderstelde capaciteiten gas STEG en opslag. De categorie opslag omvat, 2-uurs batterijen, 4-uurs batterijen (wel beoordeeld), intraday LDES en multiday LDES (niet beoordeeld).

4.3 Discussie leveringszekerheidsrisico's

Zoals geconcludeerd in eerdere edities van de monitor nemen de leveringszekerheidsrisico's duidelijk toe over de komende tien jaar. Dit dankzij de afname van het conventionele productiepark, en de gelijktijdige verwachte groei in elektriciteitsvraag. Door de toenemende elektriciteitsproductie uit zon en wind, nemen de draaiuren van conventionele eenheden af. Ondanks dat ook het aantal uren met hoge prijzen toeneemt, staat de economische levensvatbaarheid van conventionele eenheden hierdoor onder druk. Zeker oudere centrales, met vaak een lagere efficiëntie, zien de inkomsten dalen. Zij zullen moeite hebben om de business case rond te krijgen voor investeringen in het verlengen van hun levensduur. In de scenario's zien we daarom ook dat een deel van deze eenheden uit bedrijf genomen wordt. Daarnaast laat de economische levensvatbaarheidscheck zien dat de levensvatbaarheid van een aanvullend deel van het conventionele productievermogen in gevaar komt. Hierdoor zal het conventionele productievermogen zakken tot ruim onder de piekvraag, maar daarnaast ook tot onder de residuele piekvraag (na aftrek van productie uit wind en zon).

Hoewel batterijen de rol van conventionele eenheden gedeeltelijk kunnen overnemen, kunnen batterijen niet hetzelfde firm vermogen leveren. Batterijen met relatief kleine opslagvolumes zijn tijdens tekorten snel leeg. Zo kunnen batterijen met een opslagvolume van 2 uur, zoals batterijen bij huishoudens, gemiddeld maar 7% van hun vermogen bijdragen tijdens tekorten. Ondanks dat er in de simulaties een belangrijkere rol is weggelegd voor opslag met grotere opslagvolumes, zoals intraday en multiday LDES, is er nog steeds te weinig firm vermogen beschikbaar om de leveringszekerheid in 2033 en 2035 te garanderen. Hiervoor zouden er ofwel nog veel meer batterijen, of batterijen met meer volume moeten komen. Dit zou echter ook de business case voor batterijen onder druk kunnen zetten.

Ook vraagrespons levert in de simulaties een belangrijke bijdrage aan de leveringszekerheid. Hoewel de afname van de vraag als reactie op elektriciteitsprijzen beperkt blijft (0,3% van de totale vraag), is het tijdens tekorten wel verantwoordelijk voor ongeveer 10% van het geleverde vermogen. De hoeveelheid vraagrespons in het systeem is echter een onzekere factor. Doordat TenneT aansluitingsaanvragen ontvangt voor batterijen, kunnen we een redelijke inschatting maken van de ontwikkeling van het batterijvermogen in Nederland. Hoeveel vraagrespons er in het systeem beschikbaar is, is een stuk lastiger in te

schatten. Het is daarom van belang dat hier uitgebreider onderzoek naar komt.

Interconnectie speelt tot slot een steeds belangrijkere rol in zijn bijdrage tijdens tekorten. Het toevoegen van interconnectiecapaciteit heeft daarbij echter niet in alle situaties effect. Alleen wanneer er ook voldoende flexibiliteit en regelbare capaciteit in de aangrenzende landen beschikbaar is voegt capaciteit ook toe aan geleverde energie tijdens tekorten in Nederland. Van deze beschikbaarheid blijkt met name in Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk sprake te zijn.

De gevoeligheidsanalyses laten zien dat het systeem gevoelig is voor verdere afname van opwekcapaciteit. In het basisscenario voor 2030 wordt de LOLE-norm nog niet overschreden. Wanneer echter alle eenheden waarvan de economische levensvatbaarheid als 'in gevaar' is beoordeeld (1,7 GW in totaal) uit bedrijf worden genomen, wordt de LOLE-norm in 2030 alsnog sterk overschreden. De EENS is in dat geval echter nog wel beperkt met een totaal van 3,5 GWh. Voor 2035 laat de gevoeligheidsanalyse zien dat een vermindering van 1 GW aan opwekcapaciteit resulteert in een EENS toename van ongeveer 5 GWh.

Daar staat tegenover dat een langzamere groei van de energievraag de situatie rondom leveringszekerheid aanzienlijk kan verbeteren. Wanneer het tempo van de elektrificatie lager blijkt dan verwacht, en de elektriciteitsvraag in 2033 circa 22 TWh lager uitvalt dan verwacht in het basisscenario, heeft dit een grote verbetering van de leveringszekerheid tot gevolg. Hoewel de LOLE-norm dan nog wel wordt overschreden, neemt de EENS met 8,8 GWh af. De elektriciteitsvraag is dan ook een belangrijke onzekerheid en één waar veel discussie over bestaat. Hoewel een groei richting 175 TWh in de komende 8 jaar zeer ambitieus is, moet daar tegelijkertijd wel bij gezegd worden dat deze groei nodig zal zijn om aan de klimaatdoelen te voldoen. Omdat overheidsbeleid gericht is op het halen van klimaatdoelen en inzet op een sterke elektrificering om deze te behalen zal het systeem hier dus wel op voorbereid moeten zijn. Daarnaast kan een achterblijvende elektrificering ook negatieve gevolgen hebben voor de economische levensvatbaarheid van bestaande conventionele eenheden of nieuwe investeringen in opslag.

Een nieuwe toevoeging in deze editie van de monitor is de modelering van curtailment sharing. Het effect hiervan is dat alle landen meer uren kennen met tekorten, maar dat die tekorten over het algemeen kleiner zijn. Hierdoor worden de

gemiddelde uurlijkse energietekorten kleiner, ondanks dat de LOLE toeneemt en de norm ruimschoots overschreden wordt. In het gros van de situaties in 2033 en 2035 zijn de tekorten kleiner dan 1 GW. Dit soort tekorten zijn aanzienlijk minder problematisch dan de diepst geobserveerde tekorten van 9 GW. Hoewel alle situaties met tekorten in principe onwenselijk zijn, omdat het systeem op dat moment onder stress staat, kan het economisch aanvaardbaar zijn om een aantal uur met tekorten te accepteren. Het voorkomen van alle mogelijke tekorten kan namelijk disproportioneel grote investeringen vereisen.

Uit de resultaten van de monitor is wederom gebleken dat de leveringszekerheid gevoelig is en gevoeliger zal worden voor de weerscondities, ook met de nieuw gebruikte klimaatgegevens. Er is een groot aantal weerscondities die tot helemaal geen tekorten leiden, ook in 2033 en 2035. In 2033 is er slechts sprake van tekorten in één op de drie simulaties. Hierbij spelen vooral de weerscenario's een belangrijke rol, duidelijk meer dan onverwachte uitval van eenheden. Of en in welke mate toekomstige tekorten zich daadwerkelijk zullen voordoen, zal dan ook sterk afhangen van specifieke weercondities die zich voor zullen doen. Het is dus alleszins niet gezegd dat er in het jaar 2033 daadwerkelijk een tekort zal voorkomen. Wel is duidelijk dat de kansen op tekorten aanzienlijk toenemen, en dat wanneer zij zich voordoen de kans groter wordt dat zij langer zullen aanhouden.

5 Conclusies en advies



5.1 Conclusies

De resultaten van deze editie van de Monitor Leveringszekerheid zijn grotendeels in lijn met die van vorige editie van dit rapport. Tot en met 2030 blijft de leveringszekerheid in het basisscenario binnen de 4 uren norm. Daarna verslechtert de situatie snel. De reden hiervoor is de algemene trend in Nederland en omringende landen van een afname van het conventionele vermogen, terwijl we tegelijkertijd van een grote toename van de vraag uitgaan. De groei in het vermogen van vraagrespons, opslag en duurzame opwek is onvoldoende om dit te compenseren. Hoewel er sprake is van een verbetering van de leveringszekerheidsindicatoren ten opzichte van de vorige monitor, met name wat betreft de EENS, laten zowel steekjaar 2033 als 2035 een significante overschrijding van de LOLE-norm zien met respectievelijk 12,6 en 9,2 uur per jaar.

De mate van overschrijding van de norm hangt nauw samen met de aannames over de toename van de elektriciteitsvraag en het beschikbare regelbaar vermogen, uit bijvoorbeeld conventioneel vermogen, batterijcapaciteit of vraagrespons. Deze aannames kennen grote onzekerheden. Wanneer de elektrificatie minder snel verloopt dan wordt aangenomen, zal de elektriciteitsvraag minder snel stijgen met een verbetering van de leveringszekerheid tot gevolg. Daar staat tegenover dat de beoordeelde economische levensvatbaarheid van verschillende capaciteitsbronnen is verslechterd ten opzichte van de vorige editie van de monitor. De resultaten laten zien dat de levensvatbaarheid van een deel van het thermische gasvermogen in gevaar is. Daarmee bestaat er een reëel risico dat het beschikbare regelbaar vermogen lager zal zijn dan aangenomen, met nog grotere overschrijding van de LOLE-norm tot gevolg. De gevoeligheidsanalyse op basis van de economische levensvatbaarheidsanalyse laat zien dat dit al in 2030 kan leiden tot een overschrijding van de LOLE-norm.

5.2 Advies

Gezien de toename van de risico's vanaf 2030 is het van belang om actie te ondernemen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit en regelbaar vermogen aan de vraag- en aanbodzijde realiseert om de leveringszekerheid te blijven waarborgen.

In lijn met het advies in de vorige monitor adviseert TenneT daarom om een aantal maatregelen verder te ontwikkelen en te implementeren, welke onderdeel kunnen zijn van een uitvoeringsplan zoals bedoeld in de Europese

Verordening 2019/943. Dit is van belang, omdat een dergelijk uitvoeringsplan een voorwaarde vormt voor toestemming van de Europese Commissie om, indien noodzakelijk, meer ingrijpende instrumenten zoals capaciteitsmechanismen in te mogen voeren.

Met de kamerbrief 'Leveringszekerheid van elektriciteit' heeft het kabinet al een belangrijke basis gelegd voor dergelijke maatregelen (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024). TenneT roept de overheid op om door te pakken op de in de kamerbrief beschreven initiatieven, waaronder:

- a) het laten uitvoeren van nader onderzoek naar de invoering van capaciteitsmechanismen die geschikt zouden kunnen zijn voor de Nederlandse situatie en een te snelle terugval van bestaand regelbaar vermogen zouden kunnen voorkomen; en
- b) zich actief te richten op de verdere ontwikkeling van vraagrespons voor leveringszekerheid, middels het laten uitvoeren van een onderzoek naar het potentieel van vraagrespons voor de borging van de leveringszekerheid en belemmeringen die het benutten van dit potentieel in de weg staan. Vraagrespons kan namelijk een belangrijke bijdrage leveren aan het verbeteren van de leveringszekerheid.

Als aanvullende maatregel adviseert TenneT om c) maatregelen te onderzoeken die middellange en lange termijn energieopslag kunnen stimuleren. Dit type opslag zou, naast bekendere technieken als conventionele gascentrales, vraagrespons, interconnectie en conventionele (of bestaande) batterijopslag, in potentie een significante bijdrage aan leveringszekerheid kunnen leveren in de toekomst. De resultaten in deze monitor bevestigen dat middellange en lange termijn energieopslag een relatief grote bijdrage aan de leveringszekerheid leveren (zie paragraaf 4.1.3). Dit advies is in lijn met de intenties die het kabinet eerder heeft geuit in de kamerbrief routekaart energieopslag. (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b).

Tot slot adviseert TenneT wederom om de ontwikkelingen in buurlanden en hun nationale beleidsvoornemens, die de beschikbaarheid van regelbaar thermisch vermogen kunnen beïnvloeden, nauwlettend te volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix tussen landen af te stemmen.

Bijlage 1 Methodologie



B 1.1 Monte-Carlo marktsimulaties

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

Het weer is een belangrijke bron van onzekerheid en variabiliteit in de modellen. Zo is elektriciteitsverbruik temperatuurafhankelijk en zijn de hoeveelheden beschikbare productie van wind- en zonne-energie afhankelijk van windkracht en zoninstraling. De weergeerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door gebruik te maken van verschillende weerscenario's. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. Hoe deze weerscenario's worden opgebouwd wordt beschreven in de volgende paragraaf.

Uitvalgerelateerde onzekerheid is een tweede belangrijke bron voor variaties in de simulatieresultaten. In de analyse wordt daarom rekening gehouden met onzekerheden over de uitval van zowel productie-eenheden als van interconnectiecapaciteit. Om deze onzekerheid te vatten wordt een groot aantal simulaties doorgerekend met verschillende uitvalscenario's. Voor iedere jaarrond-berekening wordt een willekeurige trekking gedaan, om te bepalen welke productie-eenheden en transportmiddelen niet beschikbaar zijn op basis van aangenomen uitvalkansen en verwachte reparatieduur van deze eenheden.

Voor de analyses worden de uitval- en weergeerelateerde onzekerheden gecombineerd. Ieder toekomstscenario wordt doorgerekend aan de hand van de Monte-Carlomethodiek met de verschillende weerscenario's 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. Hierbij wordt ieder scenario doorgerekend met 36 weerscenario's die worden gecombineerd met 10 verschillende uitvalscenario's.

B 1.2 Weerscenario's

Zoals genoemd in de vorige paragraaf worden de weerscondities in de modellen bepaald aan de hand van weerscenario's. Deze weerscondities worden vertaald in energietermen via modellen voor windproductie afhankelijk van windsnelheden, zonproductie op basis van zoninstraling en beschikbaarheid van waterkracht op basis van neerslag. Daarnaast wordt de elektriciteitsvraag beïnvloed door de temperatuur, met name wanneer er sprake is van elektrische verwarming via bijvoorbeeld warmtepompen. Voor de monitor wordt gebruik gemaakt van het Energy Transition Model (ETM) om weersafhankelijke vraagprofielen te creëren.

In vorige edities van de ERAA de monitor werd gebruik gemaakt van weerscenario's op basis van historische weerdata uit de jaren 1982 tot en met 2016. Hiermee test je dus of het systeem had voldaan aan de leveringszekerheidsnorm bij een klimaat dat gelijk blijft aan het klimaat van die periode. Om beter rekening te kunnen houden met de gevolgen van klimaatverandering heeft ENTSO-E in samenwerking met Copernicus Climate Change Services (C3S) een nieuwe database ontwikkeld met projecties van het weer voor toekomstige jaren op basis van klimaatmodellen. Deze database is gepubliceerd onder de naam Pan European Climate Database (PECD) 4.1. De data en documentatie rondom de PECD 4.1 is beschikbaar via het Climate Data Store van het Copernicus Climate Change Services (2024).

19 De volledige namen van de gebruikte klimaatmodellen zijn: CMCC-CM2-SR5 (CMR5), EC-Earth3 (ECE3), MPI-ESM1-2-HR (MEHR).

In deze editie van de monitor is gebruik gemaakt van weerscenario's op basis van drie klimaatmodellen voor emissiescenario (SSP245). Het gaat om de modellen CMR5, ECE3 en MEHR.¹⁹ Aan de hand van ieder model is weerdata gesimuleerd voor de jaren 2025 tot en met 2036. In totaal zijn er daarmee 36 weerscenario's voor de modellering van leveringszekerheid (zie tabel B1-1). Dezelfde weerscenario's zijn gebruikt in de simulaties voor ieder steekjaar in de leveringszekerheidsanalyse. Dat wil zeggen dat voor ieder steekjaar, weerscenario's zijn gebruikt die zijn gesimuleerd voor de periode 2025-2036. De reden hiervoor is om vergelijkbare resultaten te hebben voor de verschillende steekjaren. Een uitdagend weerscenario in 2030, bijvoorbeeld weerscenario 32, is hierdoor ook een uitdagend weerscenario in 2035.

Er is vooralsnog geen uitgebreide analyse beschikbaar die de verschillen tussen de eerder gebruikte historische weerscenario's en nieuwe geprojecteerde weerscenario's inzichtelijk maakt. Echter, zoals beschreven in paragraaf 4.1.4 lijkt het erop dat de geprojecteerde weerscenario's gunstiger zijn voor de leveringszekerheid dan de historische weerscenario's. Dit zou kunnen komen doordat er in de projecties sprake is van minder langdurige koude periodes, die sterkt samenhangen met situaties met tekorten. Er is echter geen gedetailleerde analyse uitgevoerd om deze hypothese te bevestigen.

Tabel B1-1: overzicht van gebruikte klimaatmodellen en gebruik in monitor.

Klimaatmodel	Periode	Nummering weerscenario's in de monitor
CMR5	2025-2036	1-12
ECE3	2025-2036	13-24
MEHR	2025-2036	25-36

B 1.3 Leveringszekerheidsindicatoren

In deze studie worden als centrale indicatoren voor leveringszekerheid 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 EENS-indicator is een belangrijke aanvulling op de LOLE om de grootte van tekorten aan te kunnen geven.

Loss-of-Load Expectation (LOLE)

De uitkomst van de Monte-Carlomethode 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 marktzone wordt vaak 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. In Nederland geldt een dergelijke LOLE-norm, maar er zijn ook varianten waarin andere kaders gelden voor het systeem, op basis van bijvoorbeeld EENS, LOLE en EENS of vergelijkbaar.

De gehanteerde LOLE-norm voor de beoordeling van het Nederlandse systeem is 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-Carlo simulaties samen door het gemiddelde te nemen van het aantal uren met tekorten per jaar. De verschillende simulaties kunnen echter een grote spreiding tonen over verscheidene scenario's en variaties in weer en uitval. Om deze reden wordt naast de gemiddelde waarden per scenario, ook inzicht gegeven in de spreiding over deze verschillende simulaties, en over de spreiding binnen het jaar. Een belangrijke aantekening in deze editie van de monitor is dat de hoeveelheid LOLE over het algemeen sterk kan toenemen door de curtailment sharing stap, zonder dat de EENS daarbij significant toeneemt. Het wordt daarom extra belangrijk om EENS mee te nemen in de beoordeling van de toekomstscenario's.

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 kan worden geleverd, terwijl daar wel vraag naar was. De Expected Energy Not Served (EENS) geeft de jaarlijkse verwachte hoeveelheid energie weer die niet geleverd kan worden 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 het 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 jaarrondberekeningen.

B 1.4 Flow-based marktkoppeling

Een groot deel van de handel in elektriciteit binnen Europa vindt plaats op de day-ahead markt. Deze markt is grensoverschrijdend. De Europese landen kunnen hierdoor stroom importeren en exporteren. Naast dat dit de totale welvaart binnen Europa vergroot, zorgt dit er ook voor dat landen elkaar kunnen ondersteunen in tijden van tekorten. De internationale handel vormt hierdoor een belangrijke factor voor de leveringszekerheid in Nederland.

Binnen de Nederlandse biedzone kan ongelimiteerde elektriciteitshandel plaatsvinden.²⁰ Tussen de Europese biedzone kan de handelscapaciteit wel beperkt worden door de capaciteit van de fysieke infrastructuur. Hiertoe vindt een dagelijks proces van capaciteitsberekeningen plaats. Met behulp van een capaciteitsberekening wordt bepaald hoeveel capaciteit er beschikbaar is voor internationale handel. Deze capaciteit, en dus de import en export mogelijkheden van Nederland, kunnen van uur tot uur verschillen.

Binnen Europa wordt gebruik gemaakt van twee methodes voor de capaciteitsberekeningen. De eerste methode is die van de Net Transfer Capacity (NTC). Deze methode wordt toegepast op de handel tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen en Denemarken. De tweede methode is die van de Flow-Based capacity calculation. Deze methode wordt toegepast op de handel tussen Nederland en België en Duitsland, maar ook op de handel met alle andere landen binnen de Core flow-based capacity calculation region.

Het verschil tussen NTC en flow-based is dat in NTC enkel een limiet wordt gesteld op basis van de bilaterale handel tussen twee biedzones, terwijl in flow-based rekening gehouden wordt met alle handelsstromen binnen de flow-based regio. Handel tussen bijvoorbeeld Duitsland en Frankrijk heeft daardoor niet alleen effect op de handelscapaciteit tussen die beide landen, maar kan ook de handelscapaciteit met en tussen andere biedzones vergroten of verkleinen. Hierdoor kan het gebruik van de beschikbare capaciteit beter geoptimaliseerd worden om de totale welvaart te vergroten.

Binnen flow-based marktkoppeling is er eigenlijk geen sprake van bilaterale handel. In plaats daarvan wordt er gehandeld in een pool, terwijl de flow-based capaciteiten ervoor zorgen dat de totale handelsstromen binnen de

fysieke grenzen van het netwerk blijven. Hiervoor worden alle relevante netwerkelementen meegenomen in de capaciteitsberekening, waarbij wordt uitgerekend hoe een bepaalde import of export positie van iedere biedzone leidt tot een bepaalde hoeveelheid stroom over dat netwerkelement. Aan de hand van deze informatie, gecombineerd met de maximale capaciteit van de netwerkelementen, kan bepaald worden hoeveel elektriciteit tussen de biedzones in de flow-based regio uitgewisseld kan worden zonder een overbelasting te veroorzaken.

Het berekenen van de flow-based capaciteiten is een proces dat elke dag plaatsvindt en een dag voor de day-ahead veiling begint met het opstellen van een verwachting van de netwerkbelasting voor de dag na de day-ahead veiling. Vervolgens worden verschillende processtappen doorlopen voor de uiteindelijke flow-based capaciteiten beschikbaar zijn. Voor een probabilistische studie als de Monitor Leveringszekerheid, waarin 36 verschillende weerscenario's keer 8760 uren per jaar worden doorgerekend is het niet te doen om voor elk afzonderlijk uur een capaciteitsberekening uit te voeren. In plaats daarvan wordt gebruik gemaakt van een set representatieve flow-based capaciteiten, die op basis van een clustering aan elk uur van elk jaar worden toegekend. In de monitor is gebruik gemaakt van de representatieve flow-based capaciteiten die voor ERAA 2024 zijn berekend (ENTSO-E, 2025).

B 1.5 Curtailment management

Curtailment management is een mechanisme dat is geïncorporeerd in het Europese marktkoppingsalgoritme met als doel om tekorten op een eerlijke manier over de Europese biedzones te verdelen. Hierbij gaat het niet om solidariteit tussen de Europese lidstaten. Het is een correctie voor het feit dat tekorten binnen met name flow-based marktkoppeling, op een arbitraire en oneerlijke wijze toegewezen kunnen worden. Curtailment management bestaat uit twee onderdelen: de local matching constraint en curtailment sharing. Voor meer informatie zie de gedetailleerde omschrijving van het operationele marktkoppingsalgoritme (NEMO committee, 2019).

Local matching is een randvoorwaarde in het marktkoppingsalgoritme die ervoor zorgt dat biedzones die zelf voldoende vermogen hebben om aan hun eigen vraag de voldoen, geen tekorten toegewezen kunnen krijgen. Met andere woorden, landen met voldoende vermogen zullen

²⁰ Hoewel het stroomnetwerk binnen Nederland geen oneindige capaciteit heeft, wordt dit voor de markt wel aangenomen. Wanneer de fysieke netwerkcapaciteit overschreden wordt, is het aan de TSO om deze overschrijding op te lossen. De kosten hiervoor worden door de TSO gedragen.

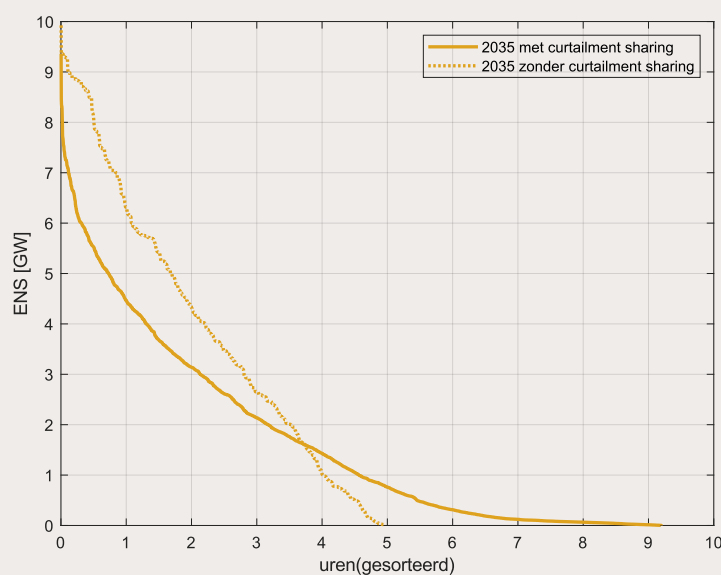
alleen dat vermogen exporteren dat zij over hebben ten opzichte van de elektriciteitsvraag binnen hun biedzone. Dit heeft voornamelijk als doel te zorgen dat landen die nationaal in balans zijn geen nadeel ondervinden van landen die dat niet zijn.

Wanneer er meerdere biedzones tegelijkertijd niet aan hun eigen vraag kunnen voldoen treedt curtailment sharing in werking. Curtailment sharing is de methode binnen het marktkoppelingsalgoritme om tekorten te verdelen zodat de tekorten binnen de biedzones proportioneel zijn aan hun lokale tekort (dat wil zeggen de lokale vraag minus lokale productie). Er zijn twee belangrijke redenen voor de toepassing van curtailment sharing. Ten eerste is de verdeling van de tekorten, op het moment dat meerdere biedzones tekorten hebben, arbitrair. Voor alle biedzones geldt namelijk dezelfde market price cap. Het maak voor de totale welvaart daardoor niet uit in welke biedzone een tekort terecht komt. Een verdeling op basis van nationale tekorten, wordt gezien als een eerlijke manier om dit te doen.

Ten tweede is dit een manier om de effecten van flow-factor competition te voorkomen waar het over tekorten gaat.

Flow-factor competition is een wenselijk fenomeen in flow-based marktkoppeling, waarbij biedzones zo efficiënt mogelijk gebruik maken van de beschikbare interconnectiecapaciteit. De biedzone die het meeste economische waarde kan creëren door gebruik te maken van een bepaalde verbinding, zal het meeste gebruikt ervan kunnen maken en dus de grootste flow-factor krijgen. Ten tijde van tekorten lijdt dit er echter toe dat de verdeling van tekorten over biedzones afhankelijk wordt van de impact hiervan op het netwerk. Hierdoor kunnen sommige biedzones een onevenredig deel van de tekorten toegewezen krijgen.²¹ Dit wordt gezien als een niet wenselijk effect van flow-based marktkoppeling en wordt daarom aan de hand van het curtailment sharing algoritme hersteld.

In de monitor wordt local matching direct meegenomen als een randvoorwaarde in de marktoptimalisatie. Sinds dit jaar is curtailment sharing toegevoegd als een post-processing optimalisatiestap. Hierin wordt na de eerste marktberkening de berekening herhaald en wordt de verdeling van ENS in verhouding tot lokale ENS toegevoegd aan het optimalisatiedoel. Hierin wordt alleen de verdeling van ENS en uitwisseling tijdens situaties met tekorten opnieuw berekend, maar wordt niets gewijzigd aan de inzet van generatoren.



Figuur B1-1: Effect van curtailment sharing voor steekjaar 2035 zichtbaar gemaakt in een ENS duurcurve. De totale EENS (oppervlakte onder de grafieken) is 19,2 GWh zonder, en 15,7 GWh met curtailment sharing.

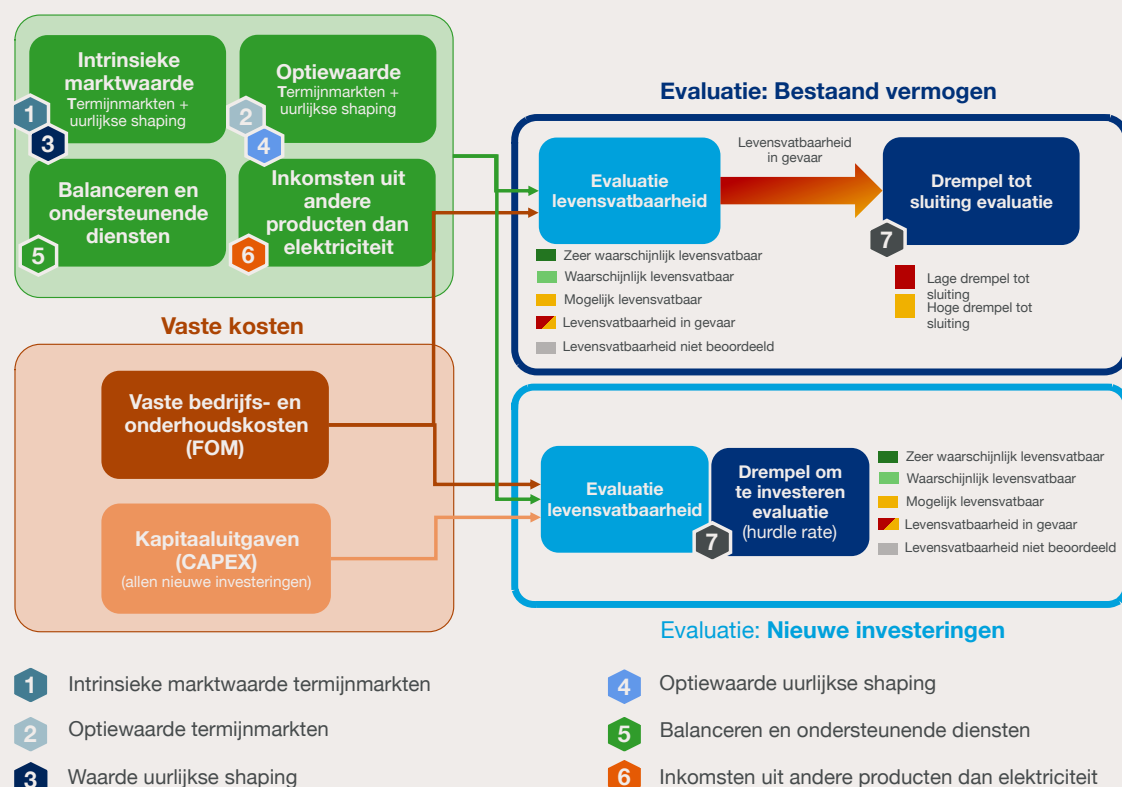
21 Dit hoeven echter niet steeds dezelfde biedzones te zijn. De effecten van flow-factor competition kunnen net als de flow-based parameters van uur tot uur verschillen.

Curtailement sharing kan kan de resultaten op verschillende manieren beïnvloeden, maar de algemene tendens is dat het de LOLE-uren in de meeste landen verhoogt, terwijl de totale tekorten in termen van ENS binnen het systeem ongeveer gelijk blijven. Zonder curtailement sharing zullen de tekorten zich dankzij flow-factor competition concentreren in één of enkele biedzones. Welke biedzones dat zijn hangt af van de specifieke parameters van het flow-based domein, en kan daardoor van uur tot uur verschillen. Op momenten van tekorten zullen de biedzones met een grote flow-factor relatief grote tekorten hebben, terwijl andere biedzones, die ook niet aan hun lokale vraag kunnen voldoen, wellicht helemaal geen tekort hebben. Via curtailement sharing worden deze tekorten als het ware uitgesmeerd over alle biedzones die niet aan hun lokale vraag kunnen voldoen. Hierdoor kunnen de grote tekorten afnemen, terwijl de kleine tekorten toenemen. Doordat er meer uren zijn met kleine tekorten, zal de LOLE toenemen.

In figuur B1-1 is te zien dat dit effect ook in de resultaten zichtbaar is. Uit de grafiek is af te lezen dat de LOLE zonder

curtailment sharing veel lager had gelegen, namelijk op 5,0 uur per jaar in plaats van 9,1. Dit komt met name doordat het aantal uren met tekorten kleiner dan 1 GW sterkt toeneemt. Tegelijkertijd neemt de EENS (oppervlakte onder de grafiek) juist af van 19,2 naar 15,7 GWh per jaar. In situaties waarin er grote tekorten zijn wordt een deel van de tekorten met andere biedzones gedeeld. Er zijn echter ook situaties waarin Nederland onvoldoende opwekcapaciteit heeft en tekorten deelt met andere biedzones waar het deze eerder niet deelde. Deze tendens is zichtbaar in alle simulaties en geldt ook voor andere landen. Er is geen land dat alleen maar voordeel heeft of nadeel heeft.

Zoals genoemd in paragraaf 4.1.4 is een belangrijke parameter voor de curtailment sharing post-processing optimalisatie de minimum stable factor (MSF). Bij het zoeken naar een betere verdeling van tekorten mag het model niet teveel afwijken van de initiële marktoptimalisatie. Als het model echter helemaal niet kan afwijken van de initiële marktoptimalisatie, kan de curtailment sharing optimalisatie mogelijk geen oplossing vinden. Met behulp van de MSF kan



Figuur B1-2: Overzicht van de methodologie van de economische levensvatbaarheidscheck (TenneT, 2024)

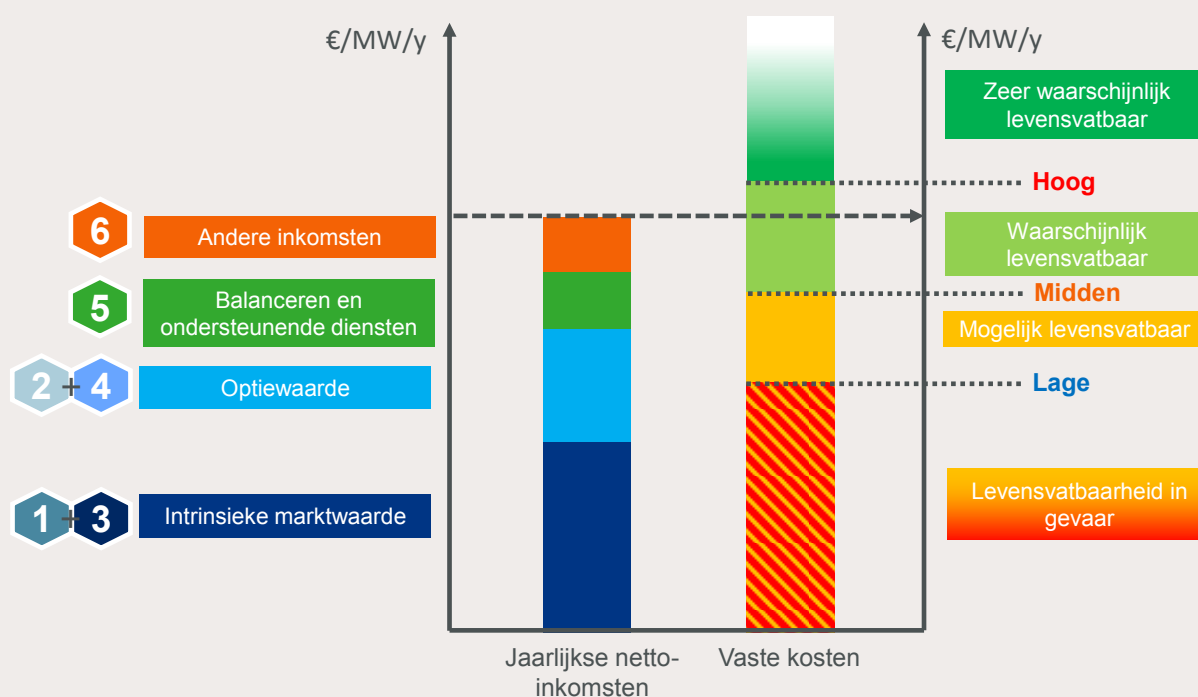
de dispatch van generatoren iets verlaagd worden om de curtailment sharing optimalisatie enige vrijheid te geven bij het vinden van een betere verdeling van de tekorten, maar hierdoor zal het totale tekort in het systeem toenemen. Hierdoor kan een eerlijkere verdeling van tekorten dus ten koste gaan van de totale sociaal-economische welvaart in het systeem.

TenneT heeft in de monitor een kleinere MSF gebruikt dan is toegepast in de simulaties van de ERAA. TenneT is van mening dat een eerlijkere verdeling van de tekorten niet ten koste mag gaan van de totale sociaal-economische welvaart. Daartoe heeft TenneT een minimale MSF gehanteerd die groot genoeg is om de curtailment sharing optimalisatie te kunnen oplossen, maar niet groter dan dat. Binnen de ERAA is dit jaar meer gewicht gehangen aan een eerlijkere verdeling van de tekorten, ten koste van een toename van de totale tekorten. Hierdoor is er sprake van meer curtailment sharing in de ERAA, met als gevolg dat de LOLE-waarde in 2030 in de ERAA voor Nederland een stuk hoger ligt, terwijl de EENS vergelijkbaar is.

B 1.6 Economische levensvatbaarheidscheck

Voor het tweede jaar op rij heeft TenneT een beoordeling uitgevoerd van de economische levensvatbaarheid van de capaciteiten in de MLZ-scenario's, op basis van een kwantificering van verschillende bronnen van inkomsten (value drivers, VD), zie figuur B1-2. De som van deze factoren wordt vervolgens vergeleken met een schatting van de vaste kosten. De mate waarin de jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten dekken, bepaalt de verwachte levensvatbaarheid. De methode is uitgebreid toegelicht in de bijlage van de MLZ 2024 en in een in 2024 gepubliceerde whitepaper (TenneT, 2024a). In deze bijlage lichten we enkele wijzigingen ten opzichte van vorige editie van de monitor toe. Tenzij anders vermeld, zijn de kostencijfers in dit rapport weergegeven in €2025.

De beoordeling van de levensvatbaarheid wordt uitgevoerd door de meest waarschijnlijke (d.w.z. de mediaan of het 50e percentiel) waarde van de jaarlijkse netto marktopbrengsten uit de Monte-Carlo simulaties voor elk steekjaar te vergelijken met de geschatte bandbreedte van de vaste kosten (figuur B1-3):



Figuur B1-3: De beoordeling van de levensvatbaarheid is gebaseerd op het verschil tussen de mediaan jaarlijkse netto-opbrengst en de geschatte vaste kosten. De vaste kosten omvatten de FOM en voor sommige technologieën zijn ook de CAPEX op jaarbasis opgenomen. In dit voorbeeld liggen de totale netto-inkomsten tussen de Midden en Hoog schatting van de vaste kosten, en wordt de centrale beschouwd als 'waarschijnlijk levensvatbaar'.

- Als de inkomsten hoger zijn dan de “Hoog” schatting van de vaste kosten (d.w.z. de eenheid behaalt een positieve brutomarge, zelfs in het meest pessimistische geval), wordt de eenheid “zeer waarschijnlijk levensvatbaar” geacht.
- Als de inkomsten tussen de “Midden” en “Hoog” schatting van de vaste kosten liggen, wordt de eenheid “waarschijnlijk levensvatbaar” geacht.
- Als de inkomsten tussen de “Lage” en “Midden” schatting van de vaste kosten liggen, wordt de eenheid “mogelijk levensvatbaar” geacht.
- Als de inkomsten lager zijn dan de “Lage” schatting van de vaste kosten, wordt de levensvatbaarheid van de eenheid als ‘levensvatbaarheid in gevaar’ beschouwd. Voor bestaande capaciteit geeft dit aan dat een installatie mogelijk economisch niet levensvatbaar is en het risico loopt (tijdelijk) uit de markt te worden genomen. Voor veronderstelde nieuwbouwcapaciteit geeft het aan dat de capaciteit mogelijk geen solide businesscase heeft en dus mogelijk niet wordt gerealiseerd. Beide wijzen op potentiële extra risico's voor de leveringszekerheid.

De reeks beschouwde vaste kosten kunnen zowel vaste bedrijfs- en onderhoudskosten (FOM) als geannualiseerde kapitaalkosten (CAPEX) omvatten, afhankelijk van de technologie. Voor technologieën waarin de komende jaren aanzienlijke nieuwe (her)investeringen worden verondersteld in de scenario's worden de CAPEX op jaarbasis wel meegenomen als onderdeel van de beoordeling van de levensvatbaarheid.

Ten opzichte van de MLZ 2024 zijn er verschillende verfijningen aangebracht in de gegevens, aannames en methodologie die binnen de MLZ zijn toegepast. De belangrijkste zijn:

- De optiewaarde standaardproducten (VD2) is verlaagd als gevolg van de lagere prijsvolatiliteit op de termijnmarkten.
- De Weighted Average Cost of Capital (WACC) is opnieuw ingeschat, specifiek voor Nederland op basis van recente marktomstandigheden. Op basis van deze nieuwe WACC zijn ook de hurdle rates voor investeringen bijgewerkt.
- De bandbreedte van vaste kosten, die wordt gebruikt om de levensvatbaarheid van verschillende technologieën te beoordelen, is geactualiseerd op basis van een nieuwe aanpak, waarbij duidelijker wordt aangegeven hoe deze aannames worden onderbouwd. Met name voor thermische gascentrales worden de kosten voor groot onderhoud meer behandeld als een kapitaalinvestering (CAPEX) dan als gewone vaste kosten. Ze vallen onder dezelfde WACC-benadering als andere nieuwe investeringen.

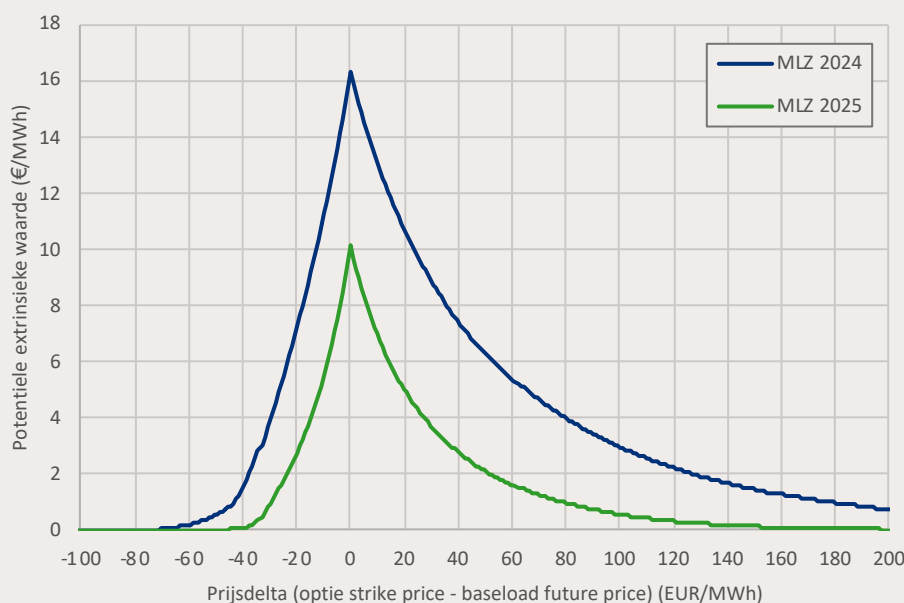
Deze aanpassingen worden in deze paragraaf verder toegelicht. Houd er rekening mee dat de reikwijdte van de beoordeling van de economische levensvatbaarheid onderhevig is aan de volgende beperkingen:

- De beoordeling omvat alleen de gemodelleerde steekjaren (2030, 2033 en 2035). Deze jaren worden onafhankelijk van elkaar beschouwd (bijvoorbeeld: de levensvatbaarheid in 2030 houdt geen rekening met gemodelleerde inkomsten in 2035).
- De beoordeling is vooral gericht op thermische centrales en opslag, omdat deze de grootste invloed hebben op de leveringszekerheid.
- De beoordeling houdt uitsluitend rekening met de levensvatbaarheid van de capaciteiten/centrales die in de TenneT-scenario's zijn aangenomen, inclusief bestaande en enkele nieuw te bouwen centrales. Er wordt geen rekening gehouden met aanvullende capaciteiten die buiten de scenarioveronderstellingen vallen.
- Voor verschillende technologieën heeft TenneT geen gegevens en modelleert daarom geen individuele eenheden. In dat geval wordt alleen de geaggregeerde capaciteit beoordeeld.
- Capaciteiten in het buitenland worden niet in beschouwing genomen.

Actualisering optiewaarde standaard termijnproducten (VD2) en aannames voor reserveproductenprijzen

Ten opzichte van de vorige editie van de monitor zijn de aannames rondom de optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten (futures) geactualiseerd. Net als in de vorige editie wordt deze optionaliteitswaarde ingeschat op basis van de marktprijzen van Duitse baseload opties. (Er wordt gebruik gemaakt van Duitse baseload opties omdat de markt hiervoor groter is dan voor Nederlandse opties. Hierdoor is de beschikbare data betrouwbaarder.) De benadering op basis van baseload opties is in meer detail uitgelegd in de whitepaper (TenneT, 2024a).

Figuur B1-4 toont de aangenomen potentiële extrinsieke waarde op basis van de prijzen van Duitse baseload opties, evenals de aangenomen waardes in de vorige editie van de monitor. De figuur laat zien dat een at-the-money centrale, met marginale kosten die gelijk zijn aan de baseload prijs, een potentiële extrinsieke waarde heeft van ~10 €/MWh. Voor een in-the-money centrale, met marginale kosten lager dan de baseload prijs, neemt de potentiële extrinsieke waarde snel af en bereikt nul bij marginale kosten van ruwweg 35 €/MWh onder de baseload prijs. Dit houdt in dat een diep



Figuur B1-4: Potentiële extrinsieke waarde van een toekomstige baseload optie als functie van de strike price, gebaseerd op de prijzen van Duitse baseload opties voor Cal-25, Cal-26 en Cal-27 van ICE Endex, gemiddeld over de periode van 60 dagen tussen 08-10-2024 en 06-12-2024. De x-as wordt uitgedrukt als de delta tussen de strike price van de optie en de settlement price van de onderliggende baseload future (termijncontract), en kan ook worden gelezen als de delta tussen de marginale kosten van de centrale en de baseload prijs. Daarnaast toont de figuur de potentiële extrinsieke waarde die is gebruikt in de vorige editie van de monitor.

in-the-money centrale, zoals een kerncentrale, nagenoeg geen optiewaarde heeft bovenop de intrinsieke marktwaarde. Voor een out-of-the-money centrale neemt de potentiële extrinsieke waarde minder snel af dan voor een in-the-money centrale. Bij marginale kosten van 50 €/MWh boven de baseload prijs, is de potentiële extrinsieke waarde nog circa 2 €/MWh.

De figuur laat ook zien dat de potentiële extrinsieke waarde is afgenomen ten opzichte van de vorige editie van de monitor. De maximale potentiële extrinsieke waarde ligt ongeveer 40% lager. Net als de energieprijzen, bereikten de optieprijsen een hoogtepunt tijdens de energiecrisis in 2022 toen er veel onzekerheid en volatiliteit was in de markt. Sindsdien zijn de optieprijsen gestaag afgenomen. In de economische levensvatbaarheidscheck wordt de rentabiliteit van het opgestelde vermogen geanalyseerd voor een steekjaar in de toekomst. Hierbij wordt aangenomen dat de potentiële extrinsieke waarde in de toekomst hetzelfde zal zijn als deze op dit moment is.²²

Op basis van de potentiële extrinsieke waarde wordt een optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten berekend voor de verschillende energiecentrales. Hierbij wordt rekening gehouden met de hoogte van de marginale kosten van de centrale (die wordt gezien als een strike price van een optie) ten opzichte van de gesimuleerde baseload price. De bijbehorende potentiële extrinsieke waarde wordt vermenigvuldigd met (i) het aantal baseload uren per jaar (8760), (ii) een beschikbaarheidsfactor (80-90% afhankelijk van het type centrale) en (iii) een factor die aangeeft hoeveel van de potentiële extrinsieke waarde mogelijk kan worden verzilverd. Net als in de vorige editie van de monitor wordt uitgegaan van een conservatieve aanname van 25%. Daarnaast is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij niets van de extrinsieke waarde wordt verzilverd. Op basis van deze 25% verzilveringspotentiële en een beschikbaarheid van 80%, heeft een at-the-money centrale een maximale extrinsieke waarde van circa 18 EUR/kW/jaar.

²² Het is onmogelijk om toekomstige marktvolatiliteit, en dus optionaliteit, echt te 'voorspellen'. Onze aanpak om de optionaliteitswaarde bij te werken op basis van de huidige marktomstandigheden houdt echter rekening met het feit dat de volatiliteit in de loop van de tijd varieert, en dus ook de waargenomen optionaliteitswaarde van energiecentrales. Als de prijzen volatieler worden en de optionaliteit toeneemt, kunnen producenten dus wel twee keer nadenken over het uit bedrijf nemen van een centrale, als de kans groot is dat er aan de bovenkant winst te behalen valt.

Naast de optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten, wordt er ook een optionaliteitswaarde aangenomen in de spotmarkten. Ook wel aangeduid als de optionaliteitswaarde op uurlijkse shaping. Tabel B1-2 toont hiervoor de aannames voor deze editie van de monitor. Deze zijn hetzelfde als in de vorige editie en worden gebruikt voor alle steekjaren. Voor de meeste technologieën wordt aangenomen dat deze optionaliteitswaarde slechts een paar EUR/MWh is, met een hogere waarde voor flexibele at-the-money technologieën. Voor batterijen, waar spot- en balanceringsmarkten een belangrijkere rol spelen in de inkomsten, wordt een hogere waarde gebruikt om rekening te houden met negatieve prijzen en een hogere verwachte prijsvolatiliteit in werkelijkheid (zie intrinsieke marktwaarde).

Tabel B1-2: Aangenomen waarde voor optiewaarde in spotmarkten

Technologie	Waarde (€/MWh)
Kernenergie	0
Gas STEG (alle typen)	2
Gasturbines (alle typen)	3
Batterij (alle typen)	50
Hernieuwbare energie (alle typen)	1
Vraagrespons (alle typen)	0

Ook de prijzen voor balanceringsreservecapaciteit zijn geactualiseerd ten opzichte van vorig jaar, waarbij de meest recente gegevens zijn verwerkt (zie tabel B1-3). De verwachte reservevolumes zijn grotendeels gelijk aan die in de vorige editie van de MLZ, met slechts enkele kleine aanpassingen op basis van geactualiseerde verwachtingen.²³ Het volume van FCR wordt verwacht ongewijzigd te blijven op ongeveer 60 MW.²⁴ Het volume van FRR opregelen (aFRR + mFRR) en FRR afregelen (aFRR + mFRR) is net als in vorige editie vastgesteld op respectievelijk 2000 MW en 1800 MW, voor het steekjaar 2030 en daarna. Dit is hoger dan de huidige FRR capaciteit. Dit komt doordat het referentie-incident, de maximale uitval, in de toekomst zal toenemen vanwege de 2 GW aansluitingen voor offshore wind.

²³ TenneT baseert de reserveprijzen op het gemiddelde van de afgelopen 3 jaar, met uitzondering van het jaar 2022, toen de prijzen uitzonderlijk hoog waren vanwege de energiecrisis. Vergeleken met 2023 zijn de reserveprijzen in 2024 gedaald, maar dit wordt niet weerspiegeld in de aannames van dit jaar, omdat het driejarig gemiddelde in 2025 geen gegevens meer bevat uit 2020, dat een vrij laag jaar was.

²⁴ Dit is niet het totale FCR vermogen in Nederland, wat op dit moment rond 120 MW ligt. Een deel hiervan is de afgelopen jaren echter in het buitenland gecontracteerd. Dit deel wordt daarom niet als bron van inkomsten gezien voor de marktpartijen in Nederland.

Tabel B1-3: Aannames voor balanceringsreserve

Product	Reserveprijs (€/MW/h)		Belangrijkste technologieën die capaciteit leveren
	MLZ 2024	MLZ 2025	
FCR	21	20	Alleen batterijen
aFRR opregelen	27	36	Meestal batterijen
aFRR afregelen	19	26	Batterijen, gascentrales, wind
mFRR opregelen	9	11	DSR, WKK en andere thermische centrales
mFRR afregelen	7	10	WKK en andere thermische centrales

Bijgewerkte WACC en hurdle rates

TenneT houdt rekening met investeringsrisico in zijn economische levensvatbaarheidscheck volgens de 'hurdle rate'-benadering zoals beschreven door Boudt (Boudt, 2022). Deze benadering wordt ook toegepast door de Belgische netbeheerder Elia en door ENTSO-E als onderdeel van de ERAA. Volgens de hurdle rate-benadering wordt ervan uitgegaan dat een investering alleen zal plaatsvinden als het verwachte rendement de hurdle rate van het project overstijgt. De hurdle rate (H) is gebaseerd op de geschatte gewogen gemiddelde kapitaalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) van een 'referentie' investeerder ($WACC^*$), en een technologie-specifieke hurdle-premie (p) die de verschillende investeringsrisico's (en verwachte rendementen) weerspiegelt voor investeringen in die technologie in vergelijking met de ($WACC^*$). TenneT hanteert deze hurdle rate bij het annualiseren van de vaste kosten voor nieuwe investeringen (inclusief grote revisies).

$$H = WACC^* + p$$

In de vorige editie van de MLZ ging TenneT ervan uit dat de door Boudt geschatte hurdle rates voor de Belgische situatie ook van toepassing waren op de Nederlandse situatie. In deze editie van de MLZ heeft TenneT echter zelf een berekening gemaakt van de referentie-WACC specifiek voor de Nederlandse situatie, volgens de door ACER aanbevolen methode (ACER, 2020), op basis van de meest recente beschikbare gegevens en aannames. De aanpak van ACER volgt een standaard Capital Asset Pricing Model (CAPM), dat de (pre-belasting en reële) WACC schat op basis van de geschatte kosten van eigen vermogen (Cost of Equity, CoE), kosten van vreemd vermogen (Cost of Debt, CoD), gearing ratio (g), vennootschapsbelastingtarief (t) en verwachte inflatie (i):

$$WACC^* = \frac{1 + \left[CoE \cdot \frac{1-g}{1-t} + CoD \cdot g \right]}{1+i} - 1$$

Tabel B1-4 toont de resultaten van de WACC berekeningen door TenneT, inclusief bronnen en aannames. De resulterende referentie WACC* (reëel, vóór belastingen) is vastgesteld op 5,2%.²⁵

Tabel B1-4: Berekening van de WACC-referentie voor Nederland

Variabele	Eenheid	Waarde
Cost of Equity (CoE)		
Long-term risk-free rate (r_f)	%	2,4% ^a
Systematic risk of the reference investor (β)		0,874 ^b
Equity risk premium	%	5% ^c
Country risk premium	%	0% ^d
CoE (nominal)	%	6,7%
Cost of (Gross) Debt		
CoD (nominal)	%	5,4% ^b
Weighted Average Cost of Capital (WACC)		
Gearing ratio (g) [$D/(D+E)$]	%	47,5% ^b
Tax rate (t)	%	25,8% ^e
Expected inflation (i)	%	2,0% ^f
WACC (nominal, post-tax)	%	5,4%
WACC (nominal, vanilla)	%	6,1%
WACC (nominal, pre-tax)	%	7,3%
WACC (real, pre-tax)	%	5,2%

- a Volgens de ACER-methodologie moet de risicovrije rente gebaseerd zijn op het gemiddelde rendement van het Eurozone-land met de beste kredietrating. Aangezien Nederland en Duitsland dezelfde kredietrating hebben, wordt de langetermijnrente (10-jaar staatsobligaties) van Duitsland gebruikt, omdat deze het laagst is (ECB, 2025a). De gemiddelde waarde van december 2024 tot en met februari 2025 wordt genomen.
- b De aandelenbeta (of 'levered' of 'equity' beta), de kosten van schulden en de hefboomratio worden door TenneT geschat op basis van financiële verslagen van publieke ondernemingen en Bloomberg-data voor een representatieve selectie van beursgenoteerde en niet-beursgenoteerde Europese bedrijven, waaronder Engie, RWE, E.ON, Vattenfall, EPH, Iberdrola, ENEL en Verbund.
- c Afgestemd met de aannames van ACM (ACM, 2023), ongeveer in lijn met (Damodaran, 2024)
- d Het risicopremie voor Nederland is gelijk aan die van Duitsland (Damodaran, 2024)
- e Onder aanname van Nederlandse bedrijfsbelastingen (Rijksoverheid, 2025a)
- f Langere termijn (5 jaar vooruit) Eurozone inflatie voorspelling (ECB, 2025b)

²⁵ Houd er rekening mee dat afwijkingen van de standaardveronderstellingen die ten grondslag liggen aan de CAPM-aanpak (bijv. constante hefboomratio, normaal verdeelde rendementen, etc.) impliciet worden meegenomen in de drempelwaarde.

In deze editie van de MLZ zijn de hurdle premies niet specifiek gekalibreerd voor Nederland, maar zijn de (geactualiseerde) waarden van Boudt gebruikt (Boudt, 2024).²⁶ De veronderstelde hurdle-premies en de totale toegepaste hurdle rates worden weergegeven in tabel B1-5. Merk op dat Boudt een onderscheid maakt tussen verschillende hurdle-premies voor

bestaande centrales, afhankelijk van of er sprake is van levensduurverlenging (renovatie) of niet. In onze studie hanteren we in plaats daarvan verschillende kosten-inschattingen voor de MMEs zelf, aangezien uit onze analyse blijkt dat dit een grotere invloed heeft op de eindresultaten dan het gehanteerde hurdle rate.

Tabel B1-5: Veronderstelde hurdle premiums en hurdle rates per technologie (reëel, vóór belastingen). Deze zijn alleen van toepassing op eenheden met een CAPEX-component (MME of nieuwbouw) in hun vaste kosten.

Technology	WACC*-referentie (%)	Hurdle-premie (%) a	Hurdle rate (%)
Bestaande STEG	5,2%	2,9%	8,2%
Bestaande OCGT	5,2%	2,9%	8,2%
Nieuwe batterijen, grootschalig	5,2%	3,5%	8,7%
Nieuwe zonne-energie (PV)	5,2%	2,9%	8,2%
Nieuwe windenergie op land	5,2%	2,9%	8,2%
Nieuwe windenergie op zee	5,2%	2,9%	8,2%

a De premies zijn gebaseerd op (Boudt, 2024).

Op basis van een veronderstelde specifiek 'overnight' CAPEX (€/kW) en een vereiste terugverdientijd of economische levensduur (t) in jaren, worden de hurdle rates (H) vervolgens gebruikt om de jaarlijkse kapitaalkosten of annuïteit (A) (€/kW/jaar) te berekenen voor nieuwe investeringen en voor MME's (ENTSO-E, 2023):

$$A = CAPEX \times \frac{H}{1 - \left(\frac{1}{1+H}\right)^t} - 1$$

Gewijzigde aanpak voor vaste kosten

In deze editie van de MLZ is de bandbreedte van vaste kosten, die wordt gebruikt om de levensvatbaarheid van verschillende technologieën te beoordelen, geactualiseerd op basis van een nieuwe aanpak, waarbij duidelijker wordt aangegeven hoe deze aannames worden onderbouwd. Voor elke technologie wordt één aspect van de vaste kostencomponenten geïdentificeerd als een 'kernonzekerheid', die wordt gevarieerd om de lage, middelhoge en hoge bandbreedte van de vaste kosten vast te stellen. De verschillende niveaus van deze kernonzekerheid worden vervolgens opgeteld bij de referentie

van de jaarlijkse vaste exploitatie- en onderhoudskosten (FOM) om de totale jaarlijkse vaste kosten te bepalen. De veronderstelde 'kernonzekerheden' zijn als volgt:

- Voor thermische elektriciteitscentrales wordt de noodzaak en de kosten van grote onderhoudsinterventies (ook wel 'Major Maintenance Events', of MMEs) gebruikt om de vaste kostenbandbreedte te bepalen. Daarnaast worden de kosten voor groot onderhoud bij thermische gascentrales behandeld als een kapitaalinvestering (CAPEX), die bij de jaarlijkse kosten berekening ook wordt onderworpen aan een hurdle rate.
- Voor batterijen wordt aangenomen dat onzekerheden in netwerktarieven de belangrijkste kostenbepalende factor zijn en,
- Voor zon-PV en wind zijn de investeringskosten de grootste onzekerheid. Deze technologieën worden echter niet geanalyseerd in de economische levensvatbaarheidscheck omdat ze maar beperkt bijdragen aan de leveringszekerheid.

²⁶ Het definiëren van hurdle-premies is grotendeels gebaseerd op heuristieken en expertbeoordelingen met betrekking tot de relatieve risico's, bijvoorbeeld door de verdeling van verwachte rendementen, beleidsontwikkelingen en model-/scenariowijzigingen. TenneT beschouwt de relatieve risico's van de verschillende technologieën als grotendeels vergelijkbaar tussen Nederland en België.

Gas STEG eenheden

Voor gascentrales moeten drie hoofdtypen MME's worden uitgevoerd om de centrales in goede operationele staat te houden. Deze hebben verschillende kosten en onderhoudsintervallen, zoals weergegeven in tabel B1-6. Aangezien MME's een aanzienlijke investering vereisen, is een aankomende MME meestal een belangrijk moment voor

exploitanten om de verwachte economische prestaties van een centrale te beoordelen en te beslissen of ze willen investeren in een MME om de centrale operationeel te houden. Als wordt verwacht dat toekomstige inkomsten de kosten van de volgende MME niet met een voldoende marge en terugverdientijd zullen dekken, zal een exploitant overwegen om de centrale tijdelijk of zelfs definitief uit bedrijf te nemen.

Tabel B1-6: Hoofdtypen grote onderhoudsinterventies (MME's) voor gas (STEG) centrales
(Bron: (UMS Group, 2017), (Pöyry, 2018))

MME soort	Totale kosten ^a		Kosten op jaarbasis ^b (€/kW/jaar)	Onderhoudsinterval ^c		
	Totaalbedrag (€ mln)	Specifiek (€/kW)		Draaiuren	Starts	Frequentie
Combustion Inspection (CI)	5 – 10,4	6 – 13	3 – 5	8000	450	Eens per 1-3 jaar
Hot Gas Path Inspection (HGPI)	20 – 26	26 – 32	11 – 13	24000	900	Eens per 4-6 jaar
Major overhaul	40 – 66	49 – 81	20 – 31	48000	2400	Eens per 8-16 jaar

a Gebaseerd op gegevens uit een interne studie uitgevoerd door TenneT in 2017, gecorrigeerd voor inflatie naar €2025 (UMS Group, 2017). Kosten weergegeven voor een 2 x 400 MW (800 MW totaal) CCGT.

b De geannualiseerde jaarlijkse kosten gaan uit van een hurdle rate van 8,2%, een terugverdientijd van 2 jaar voor CI's, en 3 jaar voor HGPI's en major overhauls. De verwachte terugverdientijd varieert per MME en per bedrijf, maar men verwacht iets tussen de 3 en 5 jaar.

c De hier vermelde frequentieband is gebaseerd op (Pöyry, 2018) data en de aanname van 6.000 draaiuren (ondergrens) of 150 starts (bovengrens) per jaar voor een STEG-eenheid. Deze aannames zijn vrij conservatief, aangezien het gemiddelde aantal draaiuren en jaarlijkse starts voor Nederlandse STEG's in de afgelopen 3 jaren ongeveer 4.600 draaiuren en 85 starts per jaar bedraagt, gebaseerd op gegevens van ENTSO-E.

Wat betreft de economische beoordeling van TenneT is het een uitdaging om deze MME beslissingsmomenten direct in onze beoordeling te verwerken, omdat het bij TenneT niet bekend is wat voor type MME een centrale te wachten staat, welke kosten hier precies aan verbonden zijn, wat de verwachte terugverdientijd is en wat het gewenste rendement op een dergelijke investering is. Bovendien houdt de modellering van TenneT alleen rekening met individuele jaren op de langere termijn (2030 en verder). Gezien de energietransitie en de onzekerheid over de toekomstige rol van gascentrales is er daarnaast ook de mogelijkheid dat exploitanten ervoor kiezen slechts het absolute minimum aan investeringen te doen om een centrale operationeel te houden, als de verwachting is dat deze op een bepaald moment in de toekomst zal moeten sluiten. Daarom hanteren we in deze editie van de MLZ de volgende aanpak:

- Het 'Lage' niveau gaat ervan uit dat een centrale een Hot Gas Path Inspection (HGPI) zal moeten ondergaan in de beoordeelde periode, met jaarlijkse vaste kosten van circa 12 €/kW/jaar (zie tabel B1-6). Een centrale

die deze kosten niet dekt, en dus geen bijdrage levert aan de financiering van de vereiste MMEs, wordt beoordeeld als 'Levensvatbaarheid in gevaar'. Een centrale die deze geannualiseerde kosten plus de reguliere jaarlijkse FOM wel dekt, wordt beoordeeld als 'Mogelijk levensvatbaar'.

- Het 'Midden' niveau gaat ervan uit dat een centrale een grote revisie (major overhaul) moet ondergaan in de beoordeelde periode. Een centrale die naar verwachting de geannualiseerde kosten van een typische grote revisie, circa 25 €/kW/jaar, naast de reguliere jaarlijkse FOM, dekt, wordt beoordeeld als 'Waarschijnlijk levensvatbaar'
- Het 'Hoog' niveau gaat ervan uit dat een centrale een zeer uitgebreide en dure grote revisie (mogelijk een levensduurverlenging) moet ondergaan in de beoordeelde periode (à 100 €/kW CAPEX), met jaarlijkse kosten van circa 39 €/kW/jaar. Een centrale die deze kosten, naast de reguliere jaarlijkse FOM, kan dekken, wordt beoordeeld als 'Zeer waarschijnlijk levensvatbaar'.

Batterijen

Voor batterijen zijn enkele aanvullende updates doorgevoerd ten opzichte van vorig jaar. Op basis van een aantal factoren zoals het aantal aansluitingsaanvragen, de waarschijnlijk grotere beschikbaarheid van ruimte in het net voor tijdsduurgebonden transportrechten (TDTR) en lagere nettarieven, gaan we ervan uit dat het merendeel van de grootschalige batterijen (50 MW+) op het extra hoogspanningsnet (EHS) zal worden aangesloten. In dit geval bedragen de maximale nettarieven 132 €/kW/jaar, in plaats van 165 €/kW/jaar op het HS net. De ‘Lage’, ‘Midden’ en ‘Hoog’ vaste-kostenniveaus worden op dezelfde manier aangenomen als in de vorige editie van de monitor:

- Het ‘Lage’ niveau gaat ervan uit dat batterijen geen nettarieven hoeven te betalen, bijvoorbeeld voor batterijen die zijn geplaatst achter een bestaande netaansluiting (co-location).
- Het ‘Midden’ niveau gaat ervan uit dat batterijen 65% korting op hun nettarieven kunnen krijgen door hun gebruikstijden te optimaliseren om verbruik in drukke perioden te vermijden en te kiezen voor een TDTR contract.
- Het ‘Hoog’ niveau gaat ervan uit dat batterijen geen TDTR contract afsluiten en dus het volledige tarief voor aansluiting op het EHS-net betalen zonder korting.

Naast nettarieven worden ook de geannualiseerde nieuwbouw CAPEX-kosten meegenomen in de totale jaarlijkse vaste kosten voor batterijen. We hanteren hetzelfde kostenreductiepad als in de vorige MLZ, namelijk dat de kosten voor 2-uurs (4-uurs) batterijen dalen van ongeveer 1000 €/kW (1600 €/kW) nu, naar 650 €/kW (950 €/kW) in 2028 en 350 €/kW (500 €/kW) in 2033. Aangezien we aannemen dat de uitrol van batterijen lineair over de tijd plaatsvindt, nemen we het cumulatieve gemiddelde van deze kosten tot 2030 als conservatieve schatting van wat

representatief is voor de periode 2030 tot 2035: 700 €/kW voor 2-uurs batterijen en 1100 €/kW voor 4-uurs batterijen. Rekening houdend met een economische levensduur van 15 jaar en een drempelrendement van 8,7% resulteert dit in geannualiseerde (risicogecorrigeerde) vaste nieuwbouw-kosten van respectievelijk 87 en 135 €/kW/jaar voor 2-uurs en 4-uurs batterijen. Deze niveaus blijven gelijk in de ‘Lage’, ‘Midden’ en ‘Hoge’ vaste-kostenniveaus; enkel de nettarieven variëren.

Hernieuwbare energiebronnen

Voor hernieuwbare energiebronnen (RES) zoals zon en wind voeren we geen volledige economische levensvatbaarheidscheck uit, omdat:

- Deze technologieën slechts beperkt bijdragen aan de leveringszekerheid.
- We op dit moment zonne-energie, wind op land en wind op zee alleen op geaggregeerd (technologie) niveau modelleren, en niet als individuele installaties. Hierdoor kunnen we geen onderscheid maken tussen bijvoorbeeld rooftop-PV en grootschalige grondgebonden PV, of tussen individuele windparken.
- Het merendeel van de RES-capaciteit enige vorm van subsidie ontvangt (zoals SDE++), die per installatie verschilt.
- De uitrolpaden voor RES zijn gebaseerd op de ambities van de Nederlandse overheid, en we gaan ervan uit dat er beleid zal worden gevoerd om te zorgen dat deze capaciteit rendabel wordt gerealiseerd.

Desondanks berekenen we wel de jaarlijkse netto marktinkomsten en vergelijken die met een reeks geschatte vaste kosten, om de ontwikkelingen in de tijd te monitoren.

Tabel B1-7 toont de veronderstelde vaste kosten voor alle technologieën.

Tabel B1-7: Basis van jaarlijkse vaste kostenramingen aangenomen in de economische beoordeling

Technologie	Referentie FOM (k€/MW/jaar)	Netwerktarieven ^b (k€/MW/jaar)			Geannualiseerde CAPEX (Annuïteit) (k€/MW/jaar)						Totale jaarlijkse vaste kosten (k€/MW/jaar)		
					Major Maintenance Event (MME)			Nieuwbouw					
		Lage	Midden	Hoog	Lage	Midden	Hoog	Lage	Midden	Hoog	Lage	Midden	Hoog
Basisscenario													
Kernenergie	- ^a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80 ^e	120 ^e	160 ^e
Steenkool	- ^a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20 ^e	35 ^e	50 ^e
Gas STEG	28 ^c	-	-	-	12 ^d	25 ^d	39 ^d	-	-	-	40	53	67
Gas OCGT	- ^a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 ^e	25 ^e	50 ^e
Batterij 2h	20	0	46	132	-	-	-	87 ^f			107	154	239
Batterij 4h	20	0	46	132	-	-	-	135 ^f			155	201	287
Zon-PV	10	-	-	-	-	-	-	57	68 ^g	82	67	78	92
Wind op land	15	-	-	-	-	-	-	83	99 ^h	119	98	114	134
Wind op zee	45	-	-	-	-	-	-	166	199 ⁱ	239	211	244	284
Vraagrespons	- ^a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0 ^e	15 ^e	50 ^e
Gevoeligheid (hoger vaste kosten)													
Gas STEG	28	-	-	-	17	38	58	-	-	-	45	66	88
Batterij 2-uur	20	46	89	132	-	-	-	87 ^f			154	196	239
Batterij 4-uur	20	46	89	132	-	-	-	135 ^f			201	244	307

a Voor bepaalde technologieën zijn onvoldoende gegevens beschikbaar om een gedetailleerde uitsplitsing van de kosten te geven, en wordt een vaste reeks jaarlijkse vaste kosten overwogen zoals in MLZ 2024.

b In deze editie van de MLZ gaan we ervan uit dat batterijen zich hoogstwaarschijnlijk op het EHS-net zullen aansluiten (en niet op het HS-net), aangezien de standaard nettatarieven lager liggen op 132 k€/MW/jaar. In het basisscenario gaat de ‘Lage’ schatting er echter van uit dat batterijen zijn geplaatst achter een bestaande netaansluiting, en daardoor zijn vrijgesteld van deze vergoeding. In de ‘Midden’ schatting gaan we ervan uit dat batterijen een korting van 65% op hun nettarieven kunnen krijgen door hun gebruikstijden te optimaliseren, zodat ze verbruik in drukke periodes vermijden en kunnen profiteren van dynamische nettarieven, en (ii) het kiezen voor een zogenaamd tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR). In de ‘Hoog’ schatting gaan we ervan uit dat zij geen gebruik maken van deze contracten, en daardoor geen korting ontvangen. In de gevoeligheidsanalyse worden conservatievere aannames gehanteerd: het ‘Lage’ niveau gaat uit van een korting van 65%, terwijl het ‘Midden’ niveau uitgaat van een korting van 33%.

c Op basis van een interne studie en gesprekken met marktdeelnemers. Dit cijfer omvat O&O-kosten (bijv. personeel, algemeen onderhoud, verzekering, lokale belastingen), SGA-kosten (bijv. IT, HR, Financiën, BD, hoofdkantoor, Juridische zaken), TenneT-netaansluitingskosten en kosten voor gaslogistiek. Geannualiseerde vaste kosten (Afschrijvingen en Amortisatie) voor kapitaalinvesteringen en MMEs zijn niet inbegrepen.

d De ‘Lage’ en ‘Midden’ schattingen van STEG’s zijn gebaseerd op middenschattingen van kosten van HGPI’s en major overhals uit een interne studie van TenneT (zie tabel B1-6). De ‘Hoge’ schatting is gebaseerd op een veronderstelde CAPEX van 100 €/kW (terugverdientijd van 3 jaar en een hurdle rate van 8%), wat ongeveer 20% hoger ligt dan de bovenschatting voor een groot onderhoud.

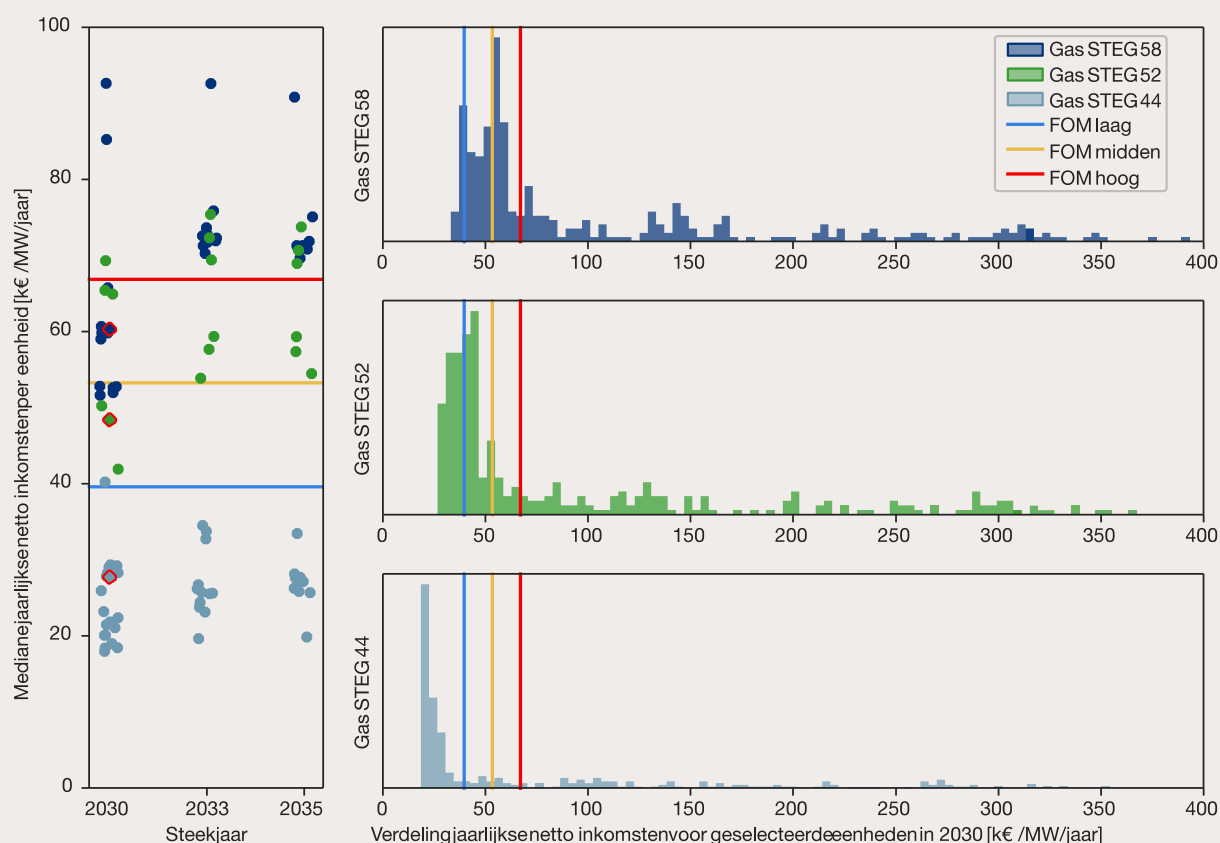
e Hetzelfde als MLZ 2024.

f Ervan uitgaande dat de nieuwbouw CAPEX voor 2-uur (4-uur) accu’s in de loop der tijd daalt van ruwweg 900 €/kW (1400 €/kW) in 2025 naar 500 €/kW (720 €/kW) in 2030, een gemiddelde aan van 350 €/kW (500 €/kW) in 2033, een economische levensduur van 15 jaar en een hurdle rate van 8,4%.

g Uitgaande van een gemiddelde CAPEX van 660 €/kW voor de periode 2025–2030, een economische levensduur van 20 jaar en een hurdle rate van 8,2%.De laag en hoog schattingen wijken 20% af van het midden

h Uitgaande van een gemiddelde CAPEX van 1045 €/kW voor de periode 2025–2030, een economische levensduur van 25 jaar en een hurdle rate van 8,2%. De lage en hoog schattingen wijken 20% af van het midden

i Uitgaande van een gemiddelde CAPEX van 2100 €/kW voor de periode 2025–2030, een economische levensduur van 25 jaar en een hurdle rate van 8,2%. De lage en hoog schattingen wijken 20% af van het midden



Figuur B1-5: De diagram links laat de hoogte van de mediane jaarlijkse netto inkomsten zien voor elke individuele gaseenheid ten opzichte van de aangenomen niveaus van de jaarlijkse vaste kosten (FOM), voor de drie steekjaren. Voor drie geselecteerde eenheden, links gemarkeerd met een rode rand, wordt rechts de verdeling (histogram) van de jaarlijkse netto inkomsten over alle modelsimulaties getoond voor steekjaar 2030. Merk op dat de diagrammen rechts zijn afgekapt op 400 k€/MW/jaar. In de meest extreme resultaten kunnen de jaarlijkse netto inkomsten echter tot boven 1000 k€/MW/jaar uitkomen.

Verdeling netto inkomsten gaseenheden

Figuur B1-5 toont de mediaan van de jaarlijkse netto inkomsten voor alle individuele gaseenheden in het model (links). Daarnaast toont de figuur voor drie specifieke eenheden de verdeling van de jaarlijkse netto inkomsten over alle modelsimulaties (rechts). De verdeling van de mediane netto inkomsten laat zien dat vrijwel alle eenheden in de categorie gas STEG 44, ofwel de minst efficiënte en veelal oude eenheden, onvoldoende netto inkomsten behalen om boven het lage FOM niveau uit te komen. Voor deze eenheden is de levensvatbaarheid in gevaar.

Veel van de meest efficiënte eenheden, categorie gas STEG 58, hebben in steekjaar 2033 en 2035 voldoende netto inkomsten om boven het hoge FOM niveau uit te komen. Hiermee worden ze als zeer waarschijnlijk levensvatbaar beoordeeld. In steekjaar 2030 komt een groot deel echter niet boven dit niveau uit, en wordt als mogelijk of waarschijnlijk levensvatbaar beoordeeld.

Zowel binnen de categorie gas STEG 52 als binnen de categorie gas STEG 58 is een brede spreiding te zien in de mediane jaarlijkse netto inkomsten. Naast kleine verschillen in efficiëntie, komt dit doordat sommige eenheden binnen deze categorieën een dubbele functie hebben en ook warmte of stoom leveren. Deze WKK's hebben hogere inkomsten om twee redenen. Allereerst behalen ze extra inkomsten voor het leveren van warmte. Daarnaast komen ze door de extra warmte-inkomsten lager in de merit order, waardoor ze relatief meer draaiuren maken. Hierdoor kunnen de WKK eenheden een stuk meer inkomsten hebben dan vergelijkbare eenheden die geen warmte leveren.

Hierbij moet echter wel opgemerkt worden dat TenneT beperkt inzicht heeft in de daadwerkelijke warmte-inkomsten van WKK eenheden. Binnen de modellen van de monitor worden warmte-inkomsten op dezelfde manier gemodelleerd als in de ERAA. Hierbij wordt een model ("Heat revenue tool") gebruikt om op basis van de beschikbare data uurlijkse "heat revenue profiles" te creëren waarmee de marginale kosten van WKK eenheden verlaagd worden.²⁷ Op basis van deze methodiek kan een goed algemeen beeld geschetst worden van het gedrag van WKK's in het systeem, maar het is niet zeker of dit voor een individuele eenheid ook een accuraat beeld geeft van de inkomsten.

27 Zie voor meer uitleg de methodologie bijlage van de ERAA (ENTSO-E, 2023).

Bijlage 2 Scenario details



B 2.1 Vraag

Tabel B2-1 toont de kwantificering van de elektriciteitsvraag voor Nederland in de verschillende scenario's.

Tabel B2-1: Kwantificering van de elektriciteitsvraag voor Nederland

Sector	Referentie 2023 [TWh]	Basis 2030 [TWh]	Basis 2033 [TWh]	Lagere vraag 2033 [TWh]	Basis en lagere regelbare capaciteit 2035 [TWh]
Gebouwde omgeving	56,2	52,3	55,6	52,3	57,8
Industrie	33,6	54,1	60,6	54,1	64,9
Datacenters	5,6	9,8	10,9	9,8	11,7
Mobiliteit	3,9	18,5	27,4	18,5	33,4
Landbouw	7,4	9,9	10,5	9,9	10,9
Overige	8,2	8,5	10,3	8,5	11,5
Totaal	114,8	153,1	175,4	153,1	190,2

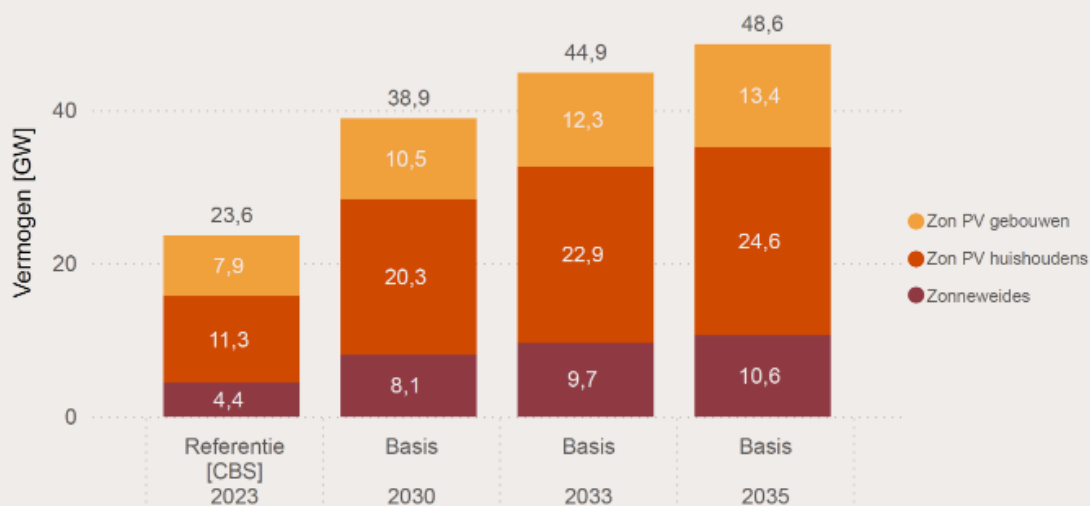
B 2.2 Aanbod

Tabel B2-2 toont de kwantificering van de geïnstalleerde opwek vermogens in Nederland in de verschillende scenario's.

Tabel B2-2: Kwantificering van de geïnstalleerde opwek vermogens in Nederland

Sector	Referentie 2023 [GW]	Basis 2030 [GW]	Basis en lagere vraag 2033 [GW]	Basis 2035 [GW]	Lagere regelbare capaciteit 2035 [GW]
Wind op land	6,8	8,1	8,8	9,3	9,3
Wind op zee	4,7	12,1	23,5	27,5	27,5
Zon PV	23,6	38,9	44,9	48,6	48,6
Overig hernieuwbaar*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal niet-regelbaar	35,1	59,1	77,2	85,5	85,5
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	18,2	14,4	12,7	12,5	11,5
Biomassa	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Overige	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Totaal regelbaar	24,0	16,1	14,3	14,1	13,1

* In de categorie Overig hernieuwbaar bevindt zich voor Nederland alleen waterkracht uit rivieren, dit vermogen is echter zo klein dat het wordt afgerond naar nul.



Figuur B2-1: Aangesloten zon PV vermogen per type (paneel capaciteit is hoger door overplanting).

Zon PV

Het aangesloten vermogen aan zon PV wordt in Figuur B2-1 uitgesplitst naar type installatie getoond. Er is onderscheid gemaakt tussen kleinschalige (huishoudens) en grootschalige (kantoorgebouwen e.d.) installaties op dak, evenals grootschalige veldopstellingen met regelmatig tientallen tot soms honderden MW aan opgesteld vermogen.

Per type zon PV is uitgegaan van verschillende overplantingpercentages – het aandeel van het (piek) paneelvermogen dat niet kan invoeden door een beperkt omvormer- en aansluitvermogen. Deze percentages worden getoond in tabel B2-3.

Tabel B2-3: Aangenomen overplantingpercentages per type zon PV.

Type	2030	2033	2035
Zon PV (huishoudens)	10%	10%	10%
Zon PV (gebouwen)	40%	43%	45%
Zonneweides	40%	43%	45%

Overplanting

Om de impact op het elektriciteitsnet van zon PV-installaties te beperken worden deze steeds vaker met een vermogen aangesloten dat lager is dan het vermogen van de zonnepanelen zelf. Omdat het aantal uren in het jaar waarop zonnepanelen maximaal produceren beperkt is, kan de netimpact op deze manier significant gereduceerd worden, terwijl de hoeveelheid niet-opgewekte energie beperkt is. Dit wordt vaak overplanting genoemd – het overdimensioneren van de panelen t.o.v. de netaansluitingscapaciteit – en draagt bij aan een betere integratie van hernieuwbare opwekbronnen in het systeem. In de praktijk wordt hiervoor het omvormervermogen (DC-AC) kleiner gekozen (tot 50%) dan het vermogen dat de panelen maximaal zouden kunnen leveren.

Ook voor kleinere installaties zonder verplichting (vanuit SDE subsidie) kan overplanting economisch interessant zijn, omdat omvormers vaak relatief duurder zijn dan de zonnepanelen zelf en teruglevering (waarvoor betaald moet worden) beperkt wordt. Hoewel overplanting voor de dimensionering van de elektriciteitsnetten een belangrijke rol speelt, is de impact op leveringszekerheid marginaal omdat kritische situaties meestal voorkomen als er geen of nauwelijks zon PV-productie is.

B 2.3 Flexibiliteit

In deze paragraaf worden detailaannames over (batterij) opslag, interconnectie en vraagrespons gegeven.

Batterijopslag en LDES

Opslag is er in vele soorten en maten en wordt daarmee voor verschillende toepassingen gebruikt. Aangenomen vermogens voor (batterij)opslag worden getoond in paragraaf 3.4.1. Tabel B2-4 toont de bijbehorende opslag volumes, C-rates en round-trip efficiëntie van de verschillende batterijtypen en LDES.

Tabel B2-4: Volume, C-rate en efficiëntie van batterijen en LDES

Batterijtype	Volume [GWh]			C-rate (alle steekjaren)	Efficiëntie (alle steekjaren)
	2030	2033	2035		
Colocatie	4,0	5,6	7,6	C/4	90%
Grootschalig	20,0	28,0	35,2	C/4	92%
Huishoudens	0,8	2,4	4,2	C/2	92%
EV	0,6	1,2	1,8	C/2	90%
Intraday LDES	-	10,8	24,0	C/12 (2033) C/16 (2035)	70%
Multiday LDES	26,9	26,9	26,9	C/84	99%*

* Multiday LDES is gemodelleerd als Compressed Air Energy Storage (CAES). CAES heeft een round-trip efficiëntie van > 100% omdat de lucht die weer uit het systeem komt aardgas 'mee neemt'. Dit kon (nog) niet gerepresenteerd worden in de modellering, waardoor de efficiëntie op 99% is gezet.

Marktinterconnectie

De maximale interconnectiecapaciteit per grens met Nederland zoals bepaald middels de flow-based market coupling methode wordt getoond in tabel B2-5.

De marktkoppeling met andere landen faciliteert naast een efficiënte en liquide Europese elektriciteitsmarkt toegang tot regelbare bronnen in het buitenland zoals centrales en opslag. Import- en exportmogelijkheden zijn afhankelijk van de opwek- en vraagsituatie in deze landen, waardoor de volledige capaciteit niet altijd beschikbaar is.

Tabel B2-5: Maximale gelijktijdige uitwisselingen over interconnectoren.

Grens met NL	Maximale uitwisseling (GW)		
	2030	2033	2035
DK	0,7	0,7	0,7
NLLL ^a	2,0	2,0	2,0
NO	0,7	0,7	0,7
UK	1,0	1,0	1,0
CORE ^b	13,0	16,4	16,4
Totaal ^c	17,4	19,9	20,1

- a De Hybride LionLink interconnector tussen Nederland en UK wordt gemodelleerd als eigen offshore marktzone NLLL, de directe capaciteit tussen Nederland en het VK komt daarbovenop.
- b De uitwisselingen met het CORE-gebied betreft de marktuitswisselingen met het met Nederland verbonden AC netwerk, en bestrijkt dus de verbindingen met Duitsland en België. Totaal bevat maximaal daadwerkelijk gelijktijdig gerealiseerd vermogen over alle interconnectoren.
- c Totaal is het maximale in de marktsimulaties gerealiseerde gelijktijdige importvermogen

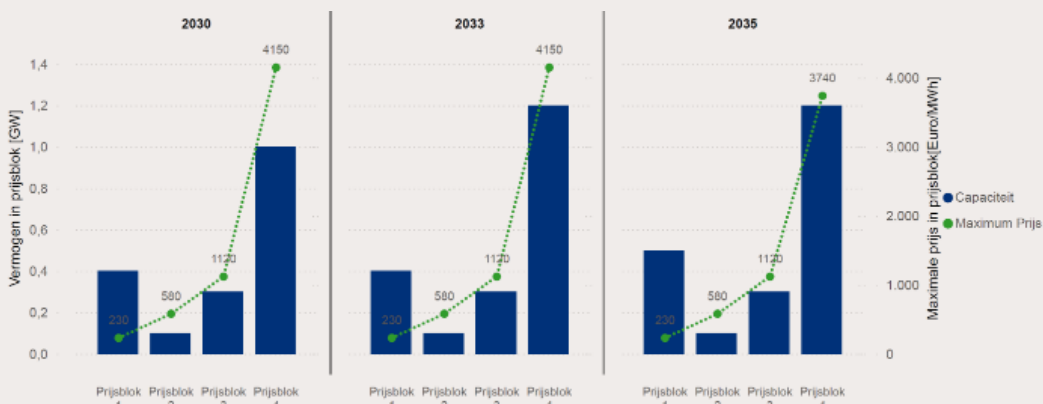
Vraagrespons

In een elektriciteitssysteem met dominante rol voor opwek van wind en zon PV kan het flexibel inspelen van de vraag op de beschikbare elektriciteit (Demand Side Response (DSR)) een belangrijke rol spelen voor de leveringszekerheid. Vooral voor de industrie wordt hierbij in potentie een grote rol voorzien. De praktijk leert echter dat de veelheid aan heterogene processen en belangrijke niet-energie gerelateerde factoren ervoor zorgen dat de potentie die gezien wordt verre van gehaald wordt. De precieze inschatting van de daadwerkelijk beschikbare vermogens in de toekomst en de bijbehorende willingness-to-accept (afroeprijzen) kent daarom nog grote onzekerheden.

De vermogens getoond in tabel B2-6 zijn gebaseerd op de aanname dat zo'n 20% van het industriële vermogen beschikbaar is voor DSR (dit komt overeen met zo'n 7% van de piekvraag in Nederland). De bijbehorende afroeprijzen en de verdeling van de vermogens over die afroeprijzen wordt getoond in figuur B2-3.

Tabel B2-6: Aannames totaal DSR vermogen.

DSR vermogen [GW]		
2030	2033	2035
1,7	1,9	2,0



Figuur B2-2: Vermogen en afroeprijzen voor industriële vraagrespons (DNV, 2020).

Buiten de industrie wordt ook van het laden van elektrische voertuigen en het aansturen van warmtepompen een bijdrage aan vraagrespons verwacht. De aanname is dat een deel van deze vraag bij hoge elektriciteitsprijzen verschoven kan worden naar momenten met lagere prijzen. De aannames die hiervoor gedaan zijn worden getoond in tabel B2-7.

Tabel B2-7: Aannames verschuifbaar vermogen warmtepompen en EVs

Type	Percentage beschikbare verschuiving elektriciteitsvraag			Verplaatsbaar aantal uren ²⁸
	2030	2033	2035	
Laadvermogen elektrische voertuigen	8%	10%	13%	6/12
Warmtepompen	8%	10%	13%	6

B 2.4 Gehanteerde economische aannames

Voor het uitvoeren van marktsimulaties moeten aannames gedaan worden over toekomstige brandstof- en CO₂-prijzen. In deze monitor zijn de prijzen voor 2030 en 2035 aangehouden zoals bepaald in de ERAA 2024 (ENTSO-E, 2025), 2033 prijzen zijn geïnterpoleerd. De gehanteerde prijzen zijn weergegeven in tabel B2-8 en B2-9.

Tabel B2-8: Aannames brandstofprijzen.

Brandstof	Prijzen [€/GJLHV] ²⁹		
	2030	2033	2035
Steenkool	2,34	2,27	2,21
Gas	6,22	6,06	5,96
Lichte olie	16,33	15,86	15,55
Zware olie	13,40	13,00	12,8
Bruinkool Groep 1	1,63	1,63	1,63
Bruinkool Groep 2	2,09	2,09	2,09
Bruinkool Groep 3	2,75	2,75	2,75
Bruinkool Groep 4	3,60	3,60	3,60
Nucleair	1,95	1,95	1,95
Waterstof	23,47	22,40	21,69

Tabel B2-9: Aannames CO₂-prijzen.

	Prijzen [€/ton]*		
	2030	2033	2035
CO ₂	136	148	157

* Data voor 2030 en 2035 op basis van ERAA 2024 (ENTSO-E, 2025), 2033 via interpolatie.

B 2.5 Buitenland

Kwantificering van de buurlanden die meegenomen zijn in de simulaties is gebaseerd op de meest recent gepubliceerde ERAA (ENTSO-E, 2025). Gedetailleerde informatie hierover is opgenomen in het begeleidende online dashboard dat tegelijk met deze monitor is gepubliceerd.

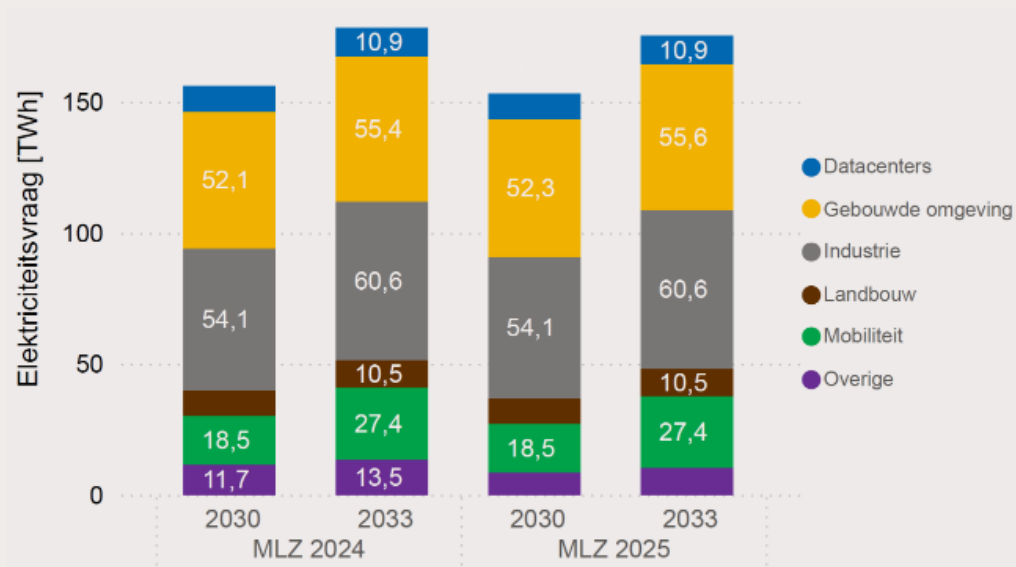
B 2.6 Vergelijking met Monitor Leveringszekerheid 2024

Hoewel duidelijk is dat de energietransitie een hoge mate van elektrificatie van de samenleving zal vergen, veranderen verwachtingen en aannames over de precieze route als gevolg van politieke, technologische en marktontwikkelingen. In de Monitor Leveringszekerheid 2024 waren de scenario's gebaseerd op de laatste scenario's van Netbeheer Nederland; de IP2024 scenario's. Onlangs heeft Netbeheer Nederland nieuwe scenario's gepubliceerd (Netbeheer Nederland, 2025), maar deze waren niet op tijd beschikbaar om de scenario's in deze monitor hier volledig op te baseren. Aannames aan de vraagkant zijn daarom nog gebaseerd op de IP2024 scenario's, terwijl voor opwek al wel veel inzichten uit de nieuwste scenario's zijn meegenomen. Ook voor flexibiliteitsmiddelen is er een significante update geweest, o.a. als gevolg van sneller dan verwachte kostendaling van batterijen in het afgelopen jaar.

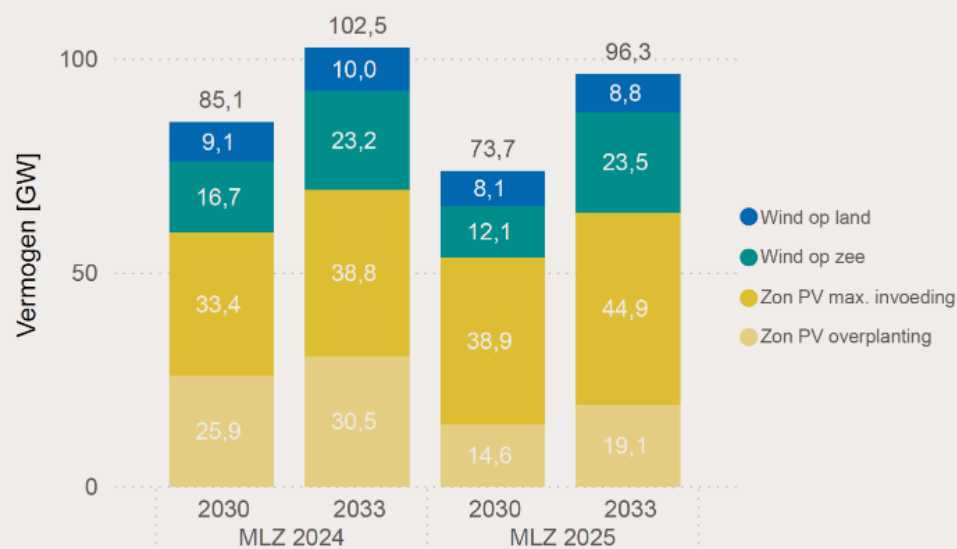
Figuur B2-3 laat zien dat de vraagaannames niet veranderd zijn tussen de huidige monitor en de vorige, aangezien beiden gebaseerd zijn op het IP2024 Klimaat Ambitie (KA) scenario.

²⁸ In de simulatie wordt dit geïmplementeerd door op vaste tijden van de dag te zorgen dat er geen verschuiving is. Voor elektrische voertuigen is dit 08:00, 14:00 en 20:00, voor warmtepompen 00:00, 06:00, 12:00 en 18:00. Binnen deze tijdsblokken kan met een gedeelte van de vraag geschoven worden.

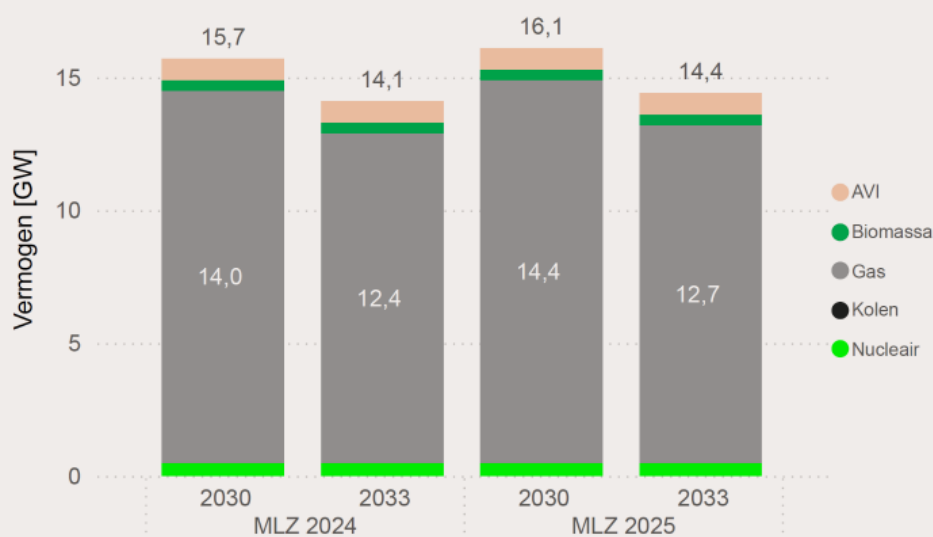
²⁹ Data voor 2030 en 2035 op basis van ERAA 2024 (ENTSO-E, 2025), 2033 via interpolatie



Figuur B2-3: Vergelijking elektrische vraag in 2030 en 2033 tussen de MLZ 2024 en MLZ 2025



Figuur B2-4: Vergelijking (niet-regelbaar) hernieuwbaar productievermogen in 2030 en 2033 tussen de MLZ 2024 en MLZ 2025



Figuur B2-5: Vergelijking regelbaar vermogen in 2030 en 2033 tussen de monitor 2024 en monitor 2025

Voor de hernieuwbare opwek toont figuur B2-4 dat de ontwikkeling van wind op zee tot 2030 langzamer verloopt dan in MLZ 2024 aangenomen werd. Het geïnstalleerd vermogen in 2030 is gedaald van 16,7 GW naar 12,1 GW. Hier tegenover staat wel dat het geïnstalleerd vermogen in MLZ 2025 voor 2033 iets hoger ligt; 23,5 GW om 23,2 GW.

Wat betreft zon PV is het beeld dubbel: de ontwikkeling van het totale paneelvermogen verloopt in de huidige monitor minder snel dan in de MLZ 2024. Ook vindt er een verschuiving plaats van zon PV en gebouwen naar huishoudens.³⁰ Omdat het overplantingspercentage bij huishoudens veel lager ligt dan voor de grotere systemen op gebouwen en zonneweides, leidt dit ondanks het lagere totale paneelvermogen tot een hogere totale aangesloten zon PV capaciteit in de huidige monitor.

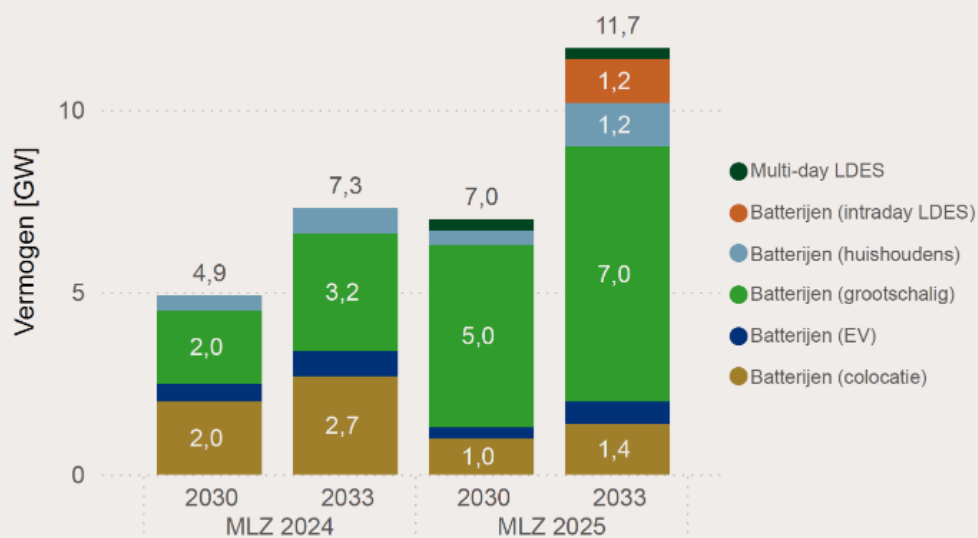
Op het gebied van regelbaar vermogen zijn de verschillen tussen de huidige monitor en de vorige klein. Figuur B2-5 toont dat er in 2030 0,4 GW en in 2033 0,3 GW meer opgesteld vermogen is meegenomen als gevolg van licht gewijzigde verwachtingen bij de producenten.

Voor (batterij)opslag zijn de aannames significant veranderd sinds de vorige monitor. De snelle kostendaling van batterijen in het afgelopen jaar heeft ertoe geleid dat er economisch ruimte is voor meer batterijen op de markt. Ook de introductie van tijdsduurgebonden transportrechten en tijdsblokgebonden transportrechten³¹ heeft een positief effect op de business case van batterijen. Figuur B2-6 laat zien dat het totaal geïnstalleerde vermogen in deze monitor ongeveer een factor 1,5 hoger ligt. Daarnaast is er een verschuiving van colocatie batterijen naar grootschalige (stand-alone) batterijen.

Deze monitor introduceert daarnaast twee nieuwe categorieën t.o.v. de vorige. In 2030 wordt multiday LDES geïntroduceerd. Met 84 uur opslagcapaciteit geeft deze vorm van opslag andere mogelijkheden dan de gekende batterijen. In 2033 komt daar intraday LDES bij. In 2033 heeft deze vorm een opslagcapaciteit van 12 uur, waarmee ook tussen dagen gebufferd kan worden.

³⁰ Ondanks het beëindigen van de salderingsregeling is de verwachting dat zon PV bij huishoudens sterk door zal groeien.

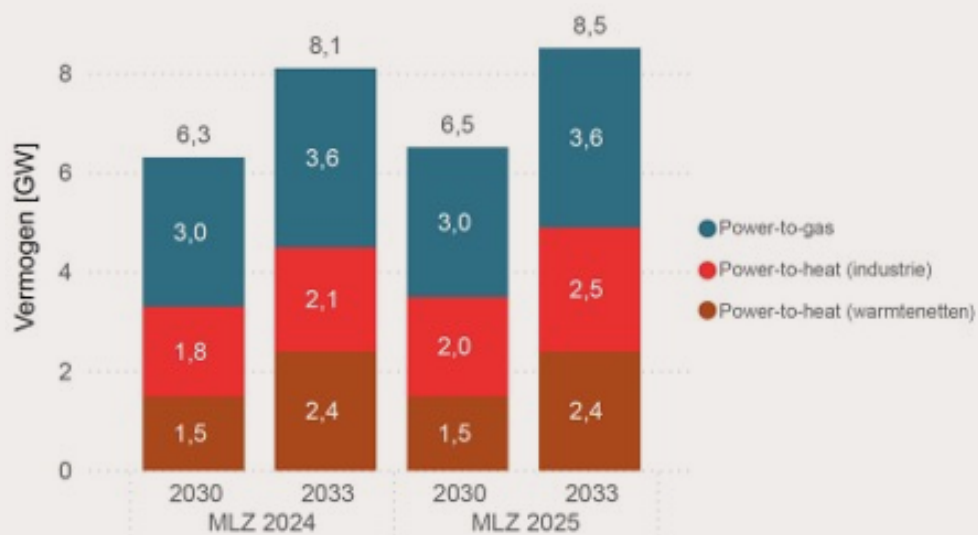
³¹ Bij tijdsduurgebonden transportrechten heeft de aangeslotene recht op transport gedurende minimaal 85% van de uren op jaarbasis. Voor de distributienetten is het tijdsblokgebonden transportrecht ingevoerd, waarmee de aangeslotene recht heeft op transport binnen met de netbeheerder afgesproken tijdsblokken. Bij beide vormen van alternatieve transportrechten betaalt de aangeslotene een lager nettatarief (ACM, 2024).



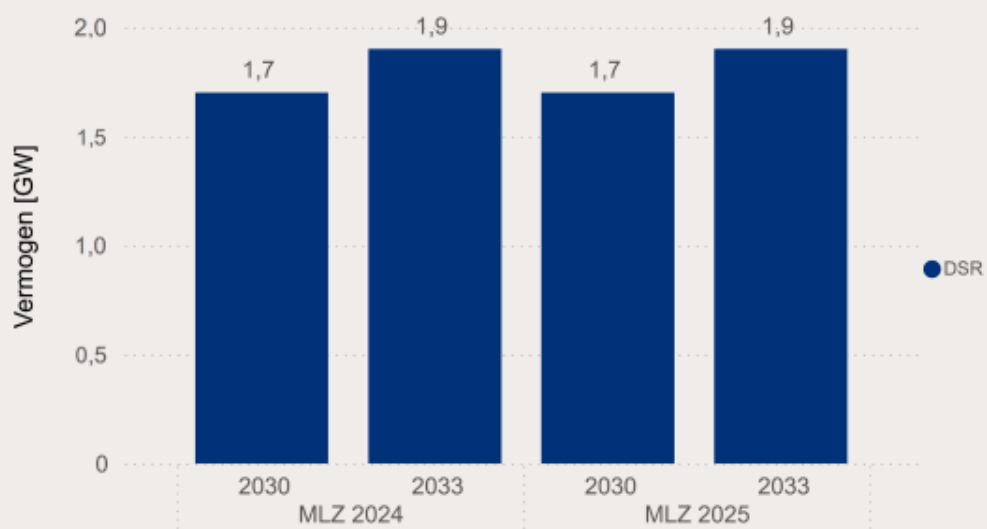
Figuur B2-6: Vergelijking (batterij)opslag vermogen in 2030 en 2033 tussen de MLZ 2024 en MLZ 2025

Figuur B2-7 laat zien dat de aannames voor power-to-gas en power-to-heat minimaal aangepast zijn sinds de vorige monitor. Alleen de industriële power-to-heat is op basis van nieuwe inzichten iets verhoogd, met 0,2 GW in 2030 en 0,4 GW in 2033.

Aannames voor Demand Side Response vermogens zijn niet veranderd tussen deze monitor en de vorige. Nog steeds wordt uitgegaan van een totaal vermogen van 1,7 GW in 2030 en 1,9 GW in 2033.



Figuur B2-7: Vergelijking power-to-x in 2030 en 2033 tussen de MLZ 2024 en MLZ 2025



Figuur B2-8: Vergelijking DSR in 2030 en 2033 tussen de MLZ 2024 en MLZ 2025

Bijlage 3 Long Duration Energy Storage

Langetermijnopslag (Long Duration Energy Storage, LDES) wordt wereldwijd steeds vaker beschouwd als een mogelijke oplossing om de energietransitie te ondersteunen. Naarmate hernieuwbare energiebronnen zoals zon en wind een groter aandeel krijgen in de elektriciteitsvoorziening, groeit de behoefte aan technologieën die langere perioden met weinig tot geen elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen kunnen overbruggen. LDES-technologieën zijn in staat om energie op te slaan gedurende tientallen uren tot enkele weken, waarmee ze tijdens langere periodes met weinig zon en wind elektriciteit kunnen blijven leveren. Afhankelijk van de technologische ontwikkelingen en marktvoorwaarden kan LDES een aanvulling vormen op andere flexibiliteitsopties, zoals pompcentrales (waterkracht, in het buitenland), waterstof en vraagrespons. De uiteindelijke rol en economische haalbaarheid van LDES zullen grotendeels afhangen van factoren als beleidskeuzes, kostendalingen en de bredere ontwikkeling van het energiesysteem.



B 3.1 LDES technologieën

Op dit moment wordt energieopslag voornamelijk gerealiseerd met lithium-ionbatterijen, die efficiënt zijn voor kortdurende opslag (tot enkele uren) en veel worden ingezet voor kortcyclische toepassingen zoals balanceringsdiensten, handel op de day ahead- en intradaymarkt, peakshaving en het verhogen van eigen verbruik. Het verschil met LDES zit vooral in de opslagduur en het beoogde gebruik: terwijl korte-termijnbatterijen primair worden ingezet om schommelingen binnen een dag op te vangen, is LDES gericht op perioden van langdurige tekorten of overschotten, bijvoorbeeld bij langdurige periodes van weinig zon en wind.

De ontwikkelingen op het gebied van LDES kunnen van groot belang zijn voor het realiseren van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem, en een belangrijke vraag is hoe de verschillende technologieën die binnen LDES vallen zich zullen ontwikkelen en welke rol zij in de toekomst zullen spelen. Tot de meest besproken technologieën binnen LDES behoren pompaccumulatiecentrales (PHS), gecomprimeerde luchttopslag (CAES), vloeibare luchttopslag (LAES) en flowbatterijen. Iedere technologie heeft zijn eigen specifieke voordelen, maar ook uitdagingen die het noodzakelijk maken om de technische en economische haalbaarheid van elk verder te onderzoeken en te optimaliseren.

Gecomprimeerde luchttopslag (CAES) slaat gecomprimeerde lucht op in cavernes en zet deze bij vraag om in elektriciteit via turbines. De technologie wordt als relatief kosteneffectief beschouwd, omdat het een mechanisch proces betreft zonder de noodzaak van dure materialen of energie-intensieve koeling. De efficiëntie van conventionele CAES ligt tussen de 40 en 55 procent, terwijl de adiabatische variant (A-CAES), die warmte opslaat voor hergebruik, een rendement tot 70 procent kan behalen.

CAES is geschikt voor langdurige energieopslag en kan energie gedurende meerdere dagen vasthouden zonder noemenswaardige verliezen. De conventionele technologie wordt al commercieel toegepast en heeft zich bewezen in verschillende projecten wereldwijd. De adiabatische variant bevindt zich nog in de demonstratiefase, maar wordt verder ontwikkeld om de efficiëntie te verbeteren. In deze monitor is een CAES-project van 320 MW opgenomen.

Een belangrijk aandachtspunt is de afhankelijkheid van geschikte geologische formaties, wat de toepasbaarheid beperkt. In Nederland bieden de door zoutwinning ontstane cavernes echter mogelijkheden voor CAES-installaties.

Vloeibare luchttopslag (LAES) koelt lucht tot een vloeibare vorm en zet deze bij verdamping om in elektriciteit. Dit

systeem heeft geen geologische beperkingen en kan modulair worden opgeschaald. Hoewel de initiële kosten hoger zijn dan bij CAES, biedt LAES een efficiëntere energieopslag met rendementen tussen de 60 en 70 procent.

Net als CAES is LAES geschikt voor langdurige opslag, maar over een kortere periode, variërend van enkele uren tot een dag, zonder significante energieverliezen over tijd. De technologie wordt momenteel opgeschaald en is al in verschillende demonstratieprojecten getest. Hoewel LAES vanwege de efficiëntie en flexibiliteit potentie heeft voor bredere toepassing, vormen de hoge kosten en het benodigde ruimtegebruik nog uitdagingen voor grootschalige implementatie.

Flowbatterijen slaan energie op via vloeibare elektrolyten en bieden een hoge mate van modulariteit en flexibiliteit. De efficiëntie ligt tussen de 65 en 80 procent, wat hoger is dan bij technologieën zoals CAES en LAES. Flowbatterijen zijn geschikt voor opslag over een middellange periode, doorgaans variërend van enkele uren tot enkele dagen, en kunnen eenvoudig worden opgeschaald door de tankgrootte aan te passen.

De kosten variëren van 100 tot 400 dollar per kWh (European Association for Storage of Energy, n.d.), wat momenteel een economisch nadeel vormt ten opzichte van CAES en LAES waar de kosten variëren tussen de 50 en 200 dollar per kWh (International Energy Agency, 2024-1) en (International Energy Agency, 2024-2). Hoewel de technologie steeds verder wordt ontwikkeld en al in verschillende demonstratieprojecten wordt toegepast, bevinden grootschalige commerciële toepassingen zich nog in een opkomende fase. In de huidige monitor is intraday LDES met een opslagduur van 16 uur gemodelleerd; de exacte hoeveelheid vermogen is terug te vinden in hoofdstuk 3.

In vergelijking met CAES en LAES bieden flowbatterijen een hogere efficiëntie en meer flexibiliteit, maar de hogere kosten vormen een belemmering voor grootschalige toepassing.

Het uitbreiden van LDES-capaciteit kan een belangrijke bijdrage leveren aan de stabiliteit en duurzaamheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem. Door overvloedige wind- en zonne-energie op te slaan en vrij te geven bij lage productie, kan LDES helpen de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen en de elektriciteitsprijzen te stabiliseren. Daarnaast kan een grotere opslagcapaciteit bijdragen aan de veerkracht van het energiesysteem tijdens langdurige perioden met beperkte opwekking uit zon en wind. Studies van de LDES Council (LDES Council, 2024) en

CE Delft (CE Delft, 2024) suggereren dat de inzet van LDES een waardevolle rol kan spelen in een betrouwbare en flexibele energievoorziening op de lange termijn.

Ondanks de potentiële toegevoegde waarde van LDES aan het energiesysteem zijn er aanzienlijke obstakels voor de grootschalige adoptie van LDES. De belangrijkste hiervan zijn de hoge initiële kapitaalkosten en de lange en onzekere terugverdientijden. Veel LDES-projecten vereisen aanzienlijke investeringen in kapitaal en infrastructuur, en het kan tientallen jaren duren voordat deze projecten winstgevend zijn. Dit maakt het voor particuliere investeerders moeilijk om de benodigde middelen aan te trekken, aangezien er een lange periode van onzekerheid is voordat een rendement op de investering kan worden verwacht. Bovendien speelt de volatiliteit van de elektriciteitsmarkt een cruciale rol. Hoewel de prijsschommelingen de waarde van LDES als buffer voor schommelingen en pieken benadrukken, maken de onvoorspelbare inkomstenstromen het lastig om betrouwbare prijssignalen te verkrijgen. Dit creëert onzekerheid voor investeerders die afhankelijk zijn van stabiele opbrengsten. Daarnaast is de publieke opinie ook van belang bij ondergrondse opslag of gebruik van bepaalde chemicaliën.

B 3.2 LDES in het buitenland

In Europa variëren de steunmechanismen voor LDES per land, afhankelijk van nationale beleidskeuzes en marktdynamiek. Hieronder volgt een overzicht van enkele landen en hun benaderingen:

Verenigd Koninkrijk: Cap and Floor-regeling

Het Verenigd Koninkrijk heeft een Cap and Floor-regeling ingevoerd om investeringen in LDES-projecten te stimuleren. Deze regeling biedt investeerders een gegarandeerd minimum- en maximuminkomen, waardoor risico's worden beperkt en het vertrouwen in de economische haalbaarheid toeneemt. Bij lage inkomsten wordt een bodemprijs gegarandeerd, terwijl extreme winsten worden afgeroomd. Dit maakt LDES aantrekkelijker voor investeerders, omdat ze kunnen profiteren van marktprijsfluctuaties zonder grote onzekerheden.

In tegenstelling tot een traditioneel Contracts for Difference (CfD)-mechanisme, waarbij een vaste strike price wordt gehanteerd, biedt de Cap and Floor-regeling meer flexibiliteit. De strike price is een vooraf bepaalde prijs waarvoor elektriciteit wordt verkocht, ongeacht schommelingen in de marktprijs. Hierdoor hebben prijsschommelingen nauwelijks invloed op inkomsten van een investeerder. De Cap and Floor-regeling laat daarentegen ruimte voor marktfluctuaties binnen vastgestelde grenzen, wat gunstiger is voor LDES-technologieën. Deze functioneren optimaal door energie op te slaan bij lage prijzen en te verkopen bij hoge prijzen, waardoor Cap and Floor beter aansluit bij hun marktdynamiek dan een traditionele CfD.

Spanje: Capacity Payments

In Spanje worden Capacity Payments toegepast als steunmechanisme. Deze betalingen compenseren exploitanten voor het beschikbaar stellen van capaciteit, ongeacht of deze daadwerkelijk wordt gebruikt. Het voordeel is dat het investeringen in infrastructuur stimuleert en netwerkstabiliteit bevordert. Een potentieel nadeel is echter dat het kan leiden tot overcapaciteit en inefficiënties, aangezien er geen directe prikkel is om in te spelen op marktprijsfluctuaties, wat juist cruciaal is voor de rendabiliteit van LDES-projecten.

Duitsland: Marktgebaseerde benadering

Duitsland hanteert voornamelijk een marktgebaseerde benadering voor energieopslag, waarbij LDES-projecten worden gestimuleerd met subsidies, goedkope leningen en belastingkortingen. Projecten moeten vervolgens concurreren op de elektriciteitsmarkt en profiteren van prijsvolatiliteit. Hoewel dit een efficiënte allocatie van middelen bevordert, kan het ook leiden tot onzekerheid voor investeerders in LDES-technologieën wat het aantrekken van kapitaal bemoeilijkt. Hierdoor kan het langer duren voordat technologie volledig geadopteerd wordt.

Bijlage 4 Bronnen



- ACER, 2020. ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I. [Online] Beschikbaar via: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf
- ACM, 2023. Gewijzigd methodebesluit TenneT Transport 2022-2026. [Online] Beschikbaar via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/gewijzigd-methodebesluit-tennet-transport-2022-2026>
- ACM, 2024. Codebesluit Alternatieve transportrechten. [Online] Beschikbaar via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/codebesluit-alternatieve-transportrechten>
- ACM, 2025. Voorzieningszekerheid Elektriciteit en de mogelijke rol en vormgeving van Capaciteitsmechanismen. [Online] Beschikbaar via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/voorzieningszekerheid-elektriciteit-en-de-mogelijke-rol-en-vormgeving-van-capaciteitsmechanismen>
- Boudt, K., 2022. Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis over the period 2024-2034
- Boudt, K., 2024. Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis for the period 2026-2036. [Online] Beschikbaar via: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2024/20241104_public-consultation-on-the-methodology-the-basis-data-and-scenarios/externalstudy_profoudt_analysis_of_hurdle_rates_for_adeqflex25.pdf
- CE Delft, 2024. Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO₂-vrij elektriciteitssysteem. [Online] Beschikbaar via: https://ce.nl/wp-content/uploads/2024/10/CE_Delft_230431_Elektriciteitsmix_en_marktdynamiek_in_2035_CO2-vrij_elektriciteitssysteem_Def.pdf
- Copernicus Climate Change Services, Entso-e, 2024. Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections. [Online] Beschikbaar via: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd?tab=overview>
- Damodaran, A., 2024. Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation, and Implications – The 2024 Edition. SSRN.
- DNV, 2020. De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponso aan leveringszekerheid. [Online] Beschikbaar via: <https://www.dnv.nl/Publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagresponso-aan-leveringszekerheid-190655>
- ECB, 2025a. Harmonised long-term interest rates for convergence assessment purposes. [Online] Beschikbaar via: https://www.ecb.europa.eu/stats/financial_markets_and_interest_rates/long_term_interest_rates/html/index.en.html
- ECB, 2025b. HICP Inflation forecasts. [Online] Beschikbaar via: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/table_hist_hicp.en.html
- ENTSO-E, 2023. European Resource Adequacy Assessment (ERAA). [Online] Beschikbaar via: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>
- ENTSO-E, 2025. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024. [Online] Beschikbaar via: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>
- European Association for Storage of Energy, n.d. [Online] Beschikbaar via: <https://www.energystoragenl.nl/wp-content/uploads/2024/04/Elektrochemische-FlowBattery.pdf>
- Europese Commissie, 2021. “Fit for 55”: het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 bereiken op weg naar klimaatneutraliteit. [Online] Beschikbaar via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550>
- Europese Commissie, 2024. Recommendation for 2040 emissions reduction target. [Online] Beschikbaar via: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_588
- International Energy Agency, 2024-1. [Online] Beschikbaar via: https://www.iea-es.org/wp-content/uploads/public/FactSheet_mechanical_CAES.pdf
- International Energy Agency, 2024-2. [Online] Beschikbaar via: https://www.iea-es.org/wp-content/uploads/public/FactSheet_mechanical_LAES.pdf

- LDES Council, 2024. [Online] Beschikbaar via: <https://ldescouncil.com/annual-report/>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024. Kamerbrief over leveringszekerheid elektriciteit. [Online] Beschikbaar via: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/12/10/kamerbrief-leveringszekerheid-elektriciteit>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025a. Kamerbrief over advies landsadvocaat kerncentrales Eemshaven en beantwoording vragen vertraging bouw nieuwe kerncentrales. [Online] Beschikbaar via: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/02/11/advies-landsadvocaat-kerncentrales-eemshaven-en-beantwoording-vragen-over-vertraging-bij-bouw-van-nieuwe-kerncentrales>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025b. kamerbrief voortgangsupdat routekaart energieopslag 2024. [Online] Beschikbaar via: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/02/17/kamerbrief-voortgangsupdate-routekaart-energieopslag-2024>
- NEMO committee, 2019. Epex Spot. [Online] Beschikbaar via: https://www.epexspot.com/sites/default/files/2020-02/Euphemia_Public%20Description_Single%20Price%20Coupling%20Algorithm_190410.pdf
- Netbeheer Nederland, 2023. Scenario's investeringsplannen 2024. [Online] Beschikbaar via: [https://www.netbeheernederland.nl/upload/RadFiles/New/Documents/Netbeheer_NL_Scenarios_IP2024_v1.01_final%20\(1\).pdf](https://www.netbeheernederland.nl/upload/RadFiles/New/Documents/Netbeheer_NL_Scenarios_IP2024_v1.01_final%20(1).pdf)
- Netbeheer Nederland, 2025. Scenariorapport 2025. (publicatie verwacht op 13-5)
- PBL, 2024. Klimaat- en Energieverkenning 2024. [Online] Beschikbaar via: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2025-01/pbl-2024-klimaat-en-energieverkenning-2024-5490.pdf>
- Pöyry, 2018. Updated cost of new entrant peaking plant and combined cycle plant in I-Sem: A report to the Utility Regulator and the Commission for Regulation of Utilities. [Online] Beschikbaar via: <https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/media-files/SEM-18-156a%20Poyry%20Report%20-%20Cost%20of%20New%20Entrant%20Peaking%20Plant%20and%20Combined%20Cycle%20Plant%20in%20I-SEM.pdf>
- Regulation (EU) 2019/943, n.d. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.).
- Regulation (EU) 2021/1119, 2021. Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law').
- Rijksoverheid, 1998. Elektriciteitswet 1998. [Online] Beschikbaar via: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2024-01-01>
- Rijksoverheid, 2024. Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie. [Online] Beschikbaar via: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2024-06-28>
- Rijksoverheid, 2025a. Corporate income tax. [Online] Beschikbaar via: <https://www.government.nl/topics/taxation-and-businesses/corporation-tax>
- Rijksoverheid, 2025b. Energiewet. [Online] Beschikbaar via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-2025-12.html>
- Rijksoverheid, 2025c. Netcode elektriciteit. [Online] Beschikbaar via: <https://wetten.overheid.nl/jci1.3:c:BWBR0037940&z=2025-02-01&q=2025-02-01>
- TenneT, 2024a. Analysing the economic viability of capacity resources for resource adequacy studies. [Online] Beschikbaar via: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-02/EVA_TenneT%20whitepaper_v1_Final_0.pdf
- TenneT, 2024b. Ontwerpinvesteringsplan Net op land 2024-2033. [Online] Beschikbaar via: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-01/IP2024_Netopland_01-1-2024_0.pdf
- UMS Group, 2017. Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation, In support of "Monitoring Leveringszekerheid" Report

Afkortingen

ATR85 – Alternatieve Transmissierechten (85%) – Contractvorm voor aansluitvermogen, ook wel TDTR

CAES – CAES – technologie waarbij energie wordt opgeslagen in samengeperste lucht

CAPEX – Capital Expenses – investeringskosten

CCS – Carbon Capture and Storage – technologie voor de opslag van CO₂

DSR – Demand Side Response – vraagaanpassing op basis van elektriciteitsprijzen

EENS – Expected Energy Not Served – verwachtte tekorten in GWh in de simulaties, gemiddeld over alle simulaties

ENS – Energy Not Served – hoeveelheid niet geleverde elektriciteit door tekorten in GWh, verschilt van EENS omdat EENS een verwachtingswaarde is

ENTSO-e – European Network of Transmission System Operators for Electricity – Europees samenwerkingsverband van TSOs.

ERAA – European Resource Adequacy Assessment – Europese leveringszekerheidstudies door Entso-e

EV – Elektrisch Vervoer/Voertuig

EVA – Economic Viability Assessment – Analyse uit de ERAA waarin op basis van economische factoren de levensduur wordt verlengd van bestaand capaciteit of uit bedrijf wordt genomen of nieuwe capaciteit wordt bijgegebouwd in de scenario's

EVC – Economic Viability Check – analyse in de monitor leveringszekerheid waarin de levensvatbaarheid van verschillende typen eenheden in het systeem wordt beoordeelt

GW – GigaWatt – eenheid van vermogen

GWh – GigaWattHour/GigaWattUur – eenheid van energie

IP – Investeringsplan – TenneT planning voor het uitbreiden van het elektriciteitsnet

KA – Klimaat Ambitie – scenario van Netbeheer Nederland die ook wordt gebruikt in de investeringsplannen van TenneT

KEV – Klimaat en energieverkenning – jaarlijks rapport waarin het verwachte effect van klimaatbeleid wordt geanalyseerd

KGG – (ministerie van) Klimaat en Groen Groei – verantwoordelijk ministerie voor onder andere leveringszekerheid

LAES – Liquified Air Energie Storage – energieopslag waarbij lucht wordt opslagen in vloeibare vorm

LDES – Long Duration Energy Storage – lange termijn opslag van elektriciteit

LOLE – Loss of Load Expectation – het aantal uur per jaar waarin verwacht worden tekorten plaats te vinden, gemiddeld over alle simulaties.

MLZ – Monitor Leveringszekerheid

MME – Major Maintenance Event – een concept dat wordt gebruikt om te kijken naar de impact op levensvatbaarheid van groot onderhoud aan elektriciteitscentrales

MSF – Minimum Stable Factor – parameter die wordt gebruikt in de curtailment sharing stap

NBNL – Netbeheer Nederland – Nederlandse koepelorganisatie van netbeheerders

OPEX – Operational Expenses – Operationele kosten

P2X (P2H & P2G) – Power to X (power to heat & power to gas) – omzetting van elektriciteit in in andere vormen van energie, zoals warmte en gas

PHS – Pompaccumulatiecentrale – centrale waarbij water wordt opslagen door het op hoogte te pompen om het later terug om te kunnen zetten in elektriciteit.

PV – Photovoltaic - zonnepanelen

STEG – Stoom- en Gasturbine – type gascentrale

TDTR – Tijdsgebonden Transmissierechten – contractvorm voor aansluitvermogen, ook wel ATR85

TSO – Transmission System Operator – TenneT is de TSO van Nederland, het bedrijf dat het hoogspanningsnet opereert en het systeem beheert

TWh – TeraWattHour/TeraWattUur – eenheid van energie

VD – Value Driver – in de EVC gehanteerd onderscheid tussen verschillende bronnen van inkomsten voor beheerders van productiebronnen, batterijen of vraagreponstechnologie

WACC – Weighted average Cost of Capital – totale kosten voor kapitaal voor bepaalde investeringen

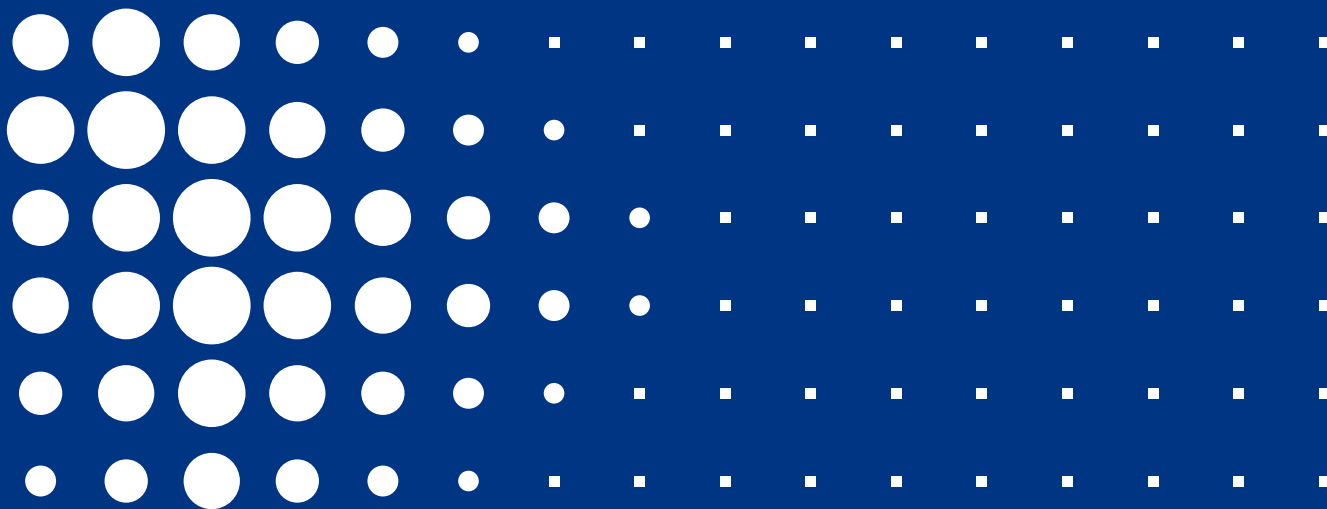
WS – Weerscenario – samenstelling van weerscondities voor een toekomstig zichtjaar

Disclaimer

Dit document wordt u aangeboden door TenneT TSO B.V. ("TenneT"). De inhoud ervan - alle teksten, beelden en geluiden - is beschermd op grond van de auteurswet. Van de inhoud van dit document mag niets worden gekopieerd, tenzij daartoe expliciet door TenneT mogelijkheden worden geboden en aan de inhoud mag niets worden veranderd.

TenneT zet zich in voor een juiste en actuele informatieverstrekking, maar geeft ter zake geen garanties voor juistheid, nauwkeurigheid en volledigheid. TenneT aanvaardt geen aansprakelijkheid voor (vermeende) schade, voortvloeiend uit dit document, noch voor de gevolgen van activiteiten die worden ondernomen op basis van gegevens en informatie in dit document.

Delen van dit rapport bevatten toekomstgerichte informatie. Deze onderdelen kunnen onvoorwaardelijke uitspraken bevatten over toekomstige bedrijfsresultaten, overheidsmaatregelen, de invloed van andere regulerende maatregelen op de activiteiten van TenneT als geheel, de aandelen van TenneT en die van haar dochterondernemingen en joint-ventures in bestaande en nieuwe markten, industriële en macro-economische trends en de prestaties van TenneT daarin. Dergelijke uitspraken worden voorafgegaan of gevolgd door of bevatten woorden als 'geloofd', 'verwacht', 'anticipeert', 'raamt' of vergelijkbare uitdrukkingen. Deze toekomstgerichte uitspraken zijn gebaseerd op huidige aannames met betrekking tot toekomstige activiteiten en zijn onderhevig aan bekende en onbekende factoren en andere onzekerheden, waarvan vele buiten de controle van TenneT liggen, zodat toekomstige werkelijke resultaten aanzienlijk kunnen afwijken van deze uitspraken.



TenneT is een toonaangevende Europese netbeheerder (Transmission System Operator, TSO). Wij zetten ons in voor een veilige en betrouwbare elektriciteits- voorziening, 24 uur per dag en 365 dagen per jaar. Daarbij stimuleren we de energietransitie met als doel een duurzame, betrouwbare en betaalbare energie- toekomst. Als grensoverschrijdende TSO ontwerpen, bouwen, onderhouden en exploiteren we meer dan 25.000 kilometer aan hoogspanningsverbindingen in Nederland en grote delen van Duitsland, en faciliteren we de Europese energiemarkt via de 17 interconnectoren

met onze buurlanden. Met een omzet van 8,4 miljard euro en een totale activawaarde van 55 miljard euro zijn we een van de grootste investeerders in nationale en internationale elektriciteitsnetten, zowel onshore als offshore. Elke dag stellen onze ruim 9.700 medewerkers alles in het werk om tegemoet te komen aan de behoeften van de samenleving door het tonen van eigenaarschap, moed en verbinding. Samen zorgen we ervoor dat meer dan 43 miljoen eindgebruikers op een stabiele elektriciteitsvoorziening kunnen rekenen.

TenneT TSO B.V.

Utrechtseweg 310,
6812 AR, Arnhem, Nederland
P.O. Box 718, 6800 AS Arnhem,
Nederland

Telefoon: +31 (0)26 – 37 31 111
E-mail: communication@tennet.eu
Website: www.tennet.eu