

Monitor Leveringszekerheid 2024



Monitor Leveringszekerheid 2024

TenneT TSO B.V.

Versie: 2.0 (Publiek) [8-5-2024]
ESP-MA 2024-027
C1: Public Information
Mei 2024

TenneT TSO B.V.
(0800) 836 63 88
communicatie@tennet.eu
www.tennet.eu

Voorwoord

Leveringszekerheid is een van de fundamenten onder de samenleving zoals we die kennen. Het belang om altijd en overal de beschikking te hebben over elektriciteit is groot. Het huidige beleid is gericht op vergaande elektrificatie van de industrie en huishoudens op basis van voornamelijk weersafhankelijke bronnen, zoals zon en wind. Niet alleen voor gunstige economische ontwikkelingen en het creëren van welvaart, maar ook voor het succes van de energietransitie is leveringszekerheid cruciaal. Alle medewerkers van TenneT zetten zich in om, niet alleen vandaag maar ook in de toekomst, leveringszekerheid te realiseren op weg naar een klimaat-neutraal elektriciteitssysteem in 2045.

De Monitor Leveringszekerheid

De Monitor Leveringszekerheid is een jaarlijkse analyse waarin TenneT de leveringszekerheid van elektriciteit met een aantal toekomstige scenario's vaststelt. Centraal staat de vraag: "in hoeverre is het aanbod van elektriciteit voldoende om aan de vraag te voldoen in alle uren van het jaar?" Nieuw dit jaar is dat er een analyse is toegevoegd van de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen, zoals bijvoorbeeld batterijen, vraagrespons, gascentrales en nucleaire opwek.

TenneT onderzocht de leveringszekerheidssituatie in drie steekjaren: 2028, 2030 en 2033. In vergelijking met de vorige editie van de Monitor zien we voor 2030 een verbetering, vooral vanwege meer gasvermogen in Duitsland, waarmee we met onze interconnectoren goed zijn verbonden en waardoor er een verbeterde mogelijkheid tot ondersteuning ontstaat. Verbindingen met buitenland (interconnectoren) zijn, zo blijkt ook weer uit deze Monitor, een hele belangrijke bron van flexibiliteit.

Maar, na 2030 zien wij een duidelijke verslechtering van de leveringszekerheid. Dat komt vooral door toenemende vraag naar elektriciteit, terwijl het aanbod, de hoeveelheid regelbare kolen- en gascentrales, juist afneemt. Dit in combinatie met achterblijvende groei van flexibiliteit in de vorm van vraagrespons, batterijen en nieuw CO₂-vrij regelbaar vermogen leidt ertoe dat in steekjaar 2033 de LOLE-betrouwbaarheidsnorm van 4 uur ver wordt overschreden. Deze ontwikkelingen manifesteren zich niet alleen in Nederland, ook in andere landen leidt dit tot grotere wederzijdse afhankelijkheid. De risico's van de Noordwest-Europese landen om te allen tijde aan hun leveringszekerheid te voldoen nemen eenvoudigweg toe.

Het advies

Tot en met 2030 zitten we, wat leveringszekerheid betreft, in Nederland veilig. Gezien de verslechtering van de leveringszekerheid na 2030 en de grote wederzijdse afhankelijkheid tussen Europese landen is actieve aanpak aan te bevelen. Wij adviseren het ministerie van Economische Zaken en Klimaat dan ook om met een uitvoeringsplan te komen. Belangrijk is dat we in Nederland regelbaar productievermogen behouden of investeren in nieuw regelbaar vermogen. Bij voorkeur CO₂-neutraal. Vanuit marktprincipes vraagsturing en opslag te stimuleren om vraag en aanbod altijd in balans te kunnen houden. In het uitvoeringsplan zou naast aan regelbaar productievermogen ook moeten worden gedacht aan het wegnemen van marktversturende regelingen.

Nederland staat er wat leveringszekerheid van elektriciteit betreft dus goed voor, en dat willen we behouden. Het moment dat de indicatoren er minder goed voorstaan, speelt na 2030. Er is nu nog voldoende tijd om, op basis van een uitvoeringsplan, de juiste beleidsmaatregelen te nemen om ook na 2030 de leveringszekerheid op het hoge niveau dat Nederland gewend is te houden. TenneT zal met zijn medewerkers veel energie investeren om de maatschappelijke verantwoordelijkheid die we voor leveringszekerheid voelen waar te maken. Hierbij werken we graag samen met alle betrokken partijen.

Maarten Abbenhuis
COO TenneT



Samenvatting en advies

Samenvatting

TenneT voert een jaarlijkse monitoring uit van de middellange en lange termijn leveringszekerheid van elektriciteit. Dit is een wettelijke taak, zoals beschreven in de Elektriciteitswet 1998 (Elektriciteitswet, 1998) en de Europese Elektriciteitsverordening (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019). Hiermee wil TenneT inzicht bieden in de verwachte ontwikkeling van de toekomstige leveringszekerheid van elektriciteit, welke een belangrijke factor is bij het vormgeven van het toekomstige elektriciteitssysteem.

Dit rapport geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot en met 2033. 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 2028, 2030 en 2033.

jaar	LOLE [uur per jaar]	EENS [GWh per jaar]
2028	0,0	0,0
2030	1,4	2,2
2033	14,2	49,8

In Nederland, evenals in de meeste andere landen in Europa, is een ontwikkeling ingezet van verdere elektrificatie van de samenleving, een verdere verwachte afname van het operationeel thermisch vermogen en een toename van het aandeel duurzame opwek met variabele productie, waarmee het systeem in toenemende mate weersafhankelijk wordt. De combinatie van deze ontwikkelingen leiden op termijn tot een afname van de leveringszekerheid.

Tot en met 2030 blijft de leveringszekerheid in Nederland nog binnen de 4 uren LOLE-betrouwbaarheidsnorm. Voor 2030 is er sprake van een verbetering ten opzichte van de vorige editie van de Monitor.

In steekjaar 2033 is er sprake van een duidelijke overschrijding van de leveringszekerheidsnorm tot een LOLE-niveau van ruim 14 uur. De reden daarvoor is de continuering van hierboven beschreven trend zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Naar verwachting zal er een nog verdere toename van de elektriciteitsvraag optreden in combinatie met een afname van de hoeveelheid conventioneel regelbaar vermogen, en achterblijvende groei van vraagrespons, batterijen en nieuw CO²-vrij regelbaar vermogen.



Deze ontwikkeling leidt tot een grotere wederzijdse afhankelijkheid en risico's van de Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen.

Advies

De resultaten van de analyse geven TenneT geen aanleiding het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat te adviseren om voor de termijn tot en met 2030 maatregelen te treffen om de leveringszekerheid in Nederland te waarborgen.

Gezien de toename van leveringszekerheidsrisico's na 2030 is het van belang dat er wel tijdig actie wordt ondernomen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit aan de vraag- en aanbodzijde kan realiseren om de leveringszekerheid te blijven waarborgen. TenneT adviseert daarom om een uitvoeringsplan, als bedoeld in de Europese Verordening 2019/943 (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019), te ontwikkelen en te implementeren. De mogelijke beleidsmaatregelen in het uitvoeringsplan moeten erop gericht zijn om binnen de kaders van de Nederlandse energy-only markt stimulansen te bieden voor behoud van bestaand en totstandkoming van nieuw regelbaar productievermogen, vraagsturing en opslag.

TenneT adviseert voor het opstellen van het uitvoeringsplan een integrale blik op de marktordening te werpen, waarbij niet alleen gedacht moet worden aan het toevoegen van sturingsmiddelen maar ook het overwegen van het wegnemen van marktverstoringen. In bijlage 3 wordt een beschrijving gegeven van het relevante kader en een aantal mogelijke beleidsopties voor het uitvoeringsplan.

Vanwege de grotere wederzijdse afhankelijkheid en risico's van de Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen adviseert TenneT om de ontwikkelingen in buurlanden, ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van regelbaar vermogen, bijvoorbeeld extra buitenbedrijfstellingen van kolen- en gascentrales, nauwlettend te blijven volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix tussen landen af te stemmen.

Tenslotte adviseert TenneT de leveringszekerheid nadrukkelijk mee te nemen in de beleidskeuzes voor de verdere ontwikkeling van het energiesysteem na 2030, bijvoorbeeld als onderdeel van de uitwerking van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) (Rijksoverheid, 2023).

Summary and advice

Summary

TenneT conducts an annual monitoring of the medium- and long-term resource adequacy. This is a legal task, as described in the Electricity Act 1998 (Elektriciteitswet, 1998) and the European Electricity Regulation (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019). In this way, 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 2033. 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 2028, 2030 and 2033.

year	LOLE [hours per year]	EENS [GWh per year]
2028	0.0	0.0
2030	1.4	2.2
2033	14.2	49.8

In the Netherlands, as in most other countries in Europe, a trend has started towards a further electrification of society, a further expected decrease of operational thermal capacity and an increase in the share of renewable generation with variable production, making the system increasingly weather dependent. This combination of developments will eventually lead to a decrease of the resource adequacy.

Up to and including 2030, the level of resource adequacy in the Netherlands will remain within the four-hour LOLE reliability standard. For 2030 there is an improvement compared to the previous edition of the Monitor.

By the year 2033, the reliability standard is clearly exceeded with the LOLE exceeding 14 hours. The reason for this is the continuation of the trends described above both in the Netherlands and in neighbouring countries. An even further increase in electricity demand is expected combined with a decrease in the amount of conventional dispatchable generating capacity, lagging growth in demand response, batteries, and new zero-carbon



dispatchable generating capacity. These developments lead to increased interdependence and risks for Northwest European countries to meet their security of supply.

Advice

The results of the analysis give TenneT no reason to advise the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy to take measures to safeguard resource adequacy in the Netherlands in the period up to and including 2030. However, given the increase of resource adequacy risks after 2030, it is important that timely action is taken to ensure that the market can achieve sufficient supply and demand flexibility in time to continue to guarantee resource adequacy. TenneT therefore recommends that an implementation plan as referred to in the European Regulation 2019/943 (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019) is developed and implemented. The possible policy measures in the implementation plan should aim to provide incentives within the frameworks of the Dutch energy-only market for the preservation of existing and creation of new controllable generating capacity, demand-side management, and storage. TenneT recommends taking an integral look at the market organization for the preparation of the implementation plan, considering not only adding means of control but also considering the elimination of market distortions. Annex 3 describes the relevant framework and some possible policy options for the implementation plan.

Because of the greater mutual dependence and risks of the northwest European countries in meeting their resource adequacy, TenneT advises to continue to closely monitor developments in neighboring countries, regarding new national policy intentions that could lead to reductions in controllable capacity, for example additional decommissioning of coal and gas-fired power plants, and to coordinate decisions on intervention in the energy mix between countries where possible.

Finally, TenneT recommends that resource adequacy be explicitly included in policy choices for the further development of the energy system after 2030, for example as part of the elaboration of the National Energy System Plan (NPE) (Rijksoverheid, 2023).

Inhoudsopgave

Voorwoord	3
Samenvatting en advies	4
Summary and advice	6
1 Inleiding	10
2 Proces Monitor Leveringszekerheid	12
3 Scenario's	16
3.1 Verhaallijnen	18
3.2 Ontwikkelingen Vraag	19
3.2.1 Nederland	19
3.2.2 Buitenland	20
3.3 Ontwikkelingen Aanbod	21
3.3.1 Nederland	21
3.3.2 Buitenland	23
3.4 Ontwikkelingen Flexibiliteit	24
3.4.1 Nederland	24
3.4.2 Buitenland	26
3.5 Gevoeligheden	27
3.5.1 Lagere capaciteit van regelbaar vermogen	27
3.5.2 Lagere capaciteit buitenlands vermogen	27
4 Resultaten	28
4.1 Hoofddresultaten	29
4.1.1 Leveringszekerheid huidig beleid scenario	30
4.1.2 Vergelijking resultaten Monitor 2022	32
4.1.3 Vergelijking resultaten ERAA	33
4.1.4 Gevoeligheidsanalyse verminderd flexibel inzetbaar vermogen	34
4.1.5 Analyse LOLE/EENS curve	34
4.1.6 Gevoeligheid verminderd buitenlands vermogen	35
4.1.7 Analyse importafhankelijkheid	36
4.2 Economische levensvatbaarheidscheck	38
4.2.1 Overzicht resultaten economische levensvatbaarheidscheck	39
4.2.2 Analyses per technologie	39
4.2.3 Gevoeligheidsanalyses	41
4.3 Conclusie leveringszekerheidsrisico's	42
5 Conclusies en advies	44
5.1 Conclusies	45

5.2	Advies	46
Bijlage 1	Methodologie	47
B 1.1	Monte-Carlo marktsimulaties	48
B 1.2	Indicatoren en analyses	48
B 1.3	Flow-based capaciteitsberekening	49
B 1.4	Adequacy patch	51
B 1.5	Economische levensvatbaarheidscheck	51
Bijlage 2	Toelichting gebruikte scenario's	59
B 2.1	Aanbod	60
B 2.2	Batterijopslag	60
B 2.3	Marktinterconnectie	61
B 2.4	Vraagrespons	62
B 2.5	Gehanteerde economische aannames	62
B 2.6	Vergelijking met Monitor 2022	63
Bijlage 3	Wetgevend kader voor leveringszekerheid en mogelijke beleidsopties voor het uitvoeringsplan	65
B 3.1	Mogelijke beleidsinstrumenten voor het uitvoeringsplan	67
B 3.2	Mogelijke vervolgstappen na uitvoeringsplan	68
Bijlage 4	Bibliografie	69
Colofon		73

1 Inleiding



TenneT voert een jaarlijkse monitoring uit van de middellange en lange termijn leveringszekerheid van elektriciteit. Dit is een wettelijke taak, zoals beschreven in de Elektriciteitswet 1998 (Elektriciteitswet, 1998)¹ en de Europese Elektriciteitsverordening (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019). Hiermee wil TenneT inzicht bieden in de verwachte ontwikkeling van de toekomstige leveringszekerheid van elektriciteit, welke een belangrijke factor is bij het vormgeven van het toekomstige elektriciteitssysteem. Het voorliggende rapport geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland tot en met 2033.

In deze nieuwe *Monitor Leveringszekerheid* (Monitor, MLZ) 2024 zijn een aantal verbeteringen doorgevoerd om deze beter aan te laten sluiten bij de *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA). Dit is een verplichte Europese studie naar de leveringszekerheid, welke TenneT jaarlijks samen met de andere Europese netbeheerders uitvoert.

De uitgangspunten in deze Monitor zijn gebaseerd op de meest recente ERAA 2023 studie (ENTSO-E, 2023). Deze uitgangspunten zijn opgesteld door ENTSO-E en de Transmission System Operators op basis van nationale prognoses van de Europese lidstaten, de meest recente politieke toezeggingen en bestaande of verwachte ontwikkelingen en beleidsmaatregelen. Voor Nederland is deze data vervolgens geactualiseerd op basis van de meest recente inzichten zoals die eind 2023 beschikbaar waren.

Er bestaat een grote mate van onzekerheid ten aanzien van de toekomstige ontwikkelingen. Naast de bestaande klimaatakkoorden om de opwarming van de aarde en de broeikasgasemissie te beperken, is nieuw beleid ontwikkeld om meer te verduurzamen en minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. In dit rapport worden daarom boven het basisscenario een tweetal gevoeligheden bestudeerd om de leveringszekerheidsrisico's van potentieel negatieve ontwikkelingen binnen het systeem in te kunnen schatten. Dit betreft een vermindering van het beschikbare regelbare productievermogen binnen en buiten Nederland.

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 en wordt een advies aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat gegeven met de 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.

Tot slot bevat het rapport een viertal bijlages. Bijlage 1 bevat meer informatie over de gebruikte methodologie verschillende berekeningen voor deze Monitor, en ook een toelichting op de gehanteerde indicatoren; bijlage 2 geeft een toelichting op de gebruikte scenario's; bijlage 3 bevat een overzicht van het wetgevend kader voor leveringszekerheid en mogelijke maatregelen voor een uitvoeringsplan ter verbetering van de marktwerking; en bijlage 4 bevat de bibliografie.

Naast dit rapport is voor deze MLZ ook een datadashboard beschikbaar via de website van TenneT. Hierin zijn de in dit rapport opgenomen figuren en nog een aantal andere analyses opgenomen.

¹ TenneT voert vanuit haar wettelijke taak marktfacilitering jaarlijks een monitor 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 E-wet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998) is gedefinieerd als een TenneT-taak. (Elektriciteitswet, 1998).



2 Proces Monitor Leveringszekerheid



De Monitor Leveringszekerheid wordt uitgevoerd aan de hand van een vast proces. In het kort bestaat het proces uit de volgende stappen:

1. Verzamelen van gegevens en prognoses van de bij TenneT aangesloten partijen en onderzoek naar toekomstprognoses uit andere bronnen.
2. Samenstellen van scenario's op basis van deze gegevens.
3. Uitvoeren van simulaties van de Europese elektriciteitsmarkt op basis van deze scenario's.
4. Analyse van leveringszekerheidsindicatoren op basis van de resultaten uit de marktsimulaties.
5. Analyse van de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen (*economische levensvatbaarheidscheck, EVC*).
6. Opstellen van conclusies en advies.

Hieronder worden de verschillende processtappen kort toegelicht. Een aantal onderdelen wordt in meer detail besproken in Bijlage 1.

In de eerste stap vraagt TenneT bij aangeslotenen om gegevens over de huidige geïnstalleerde vermogens van Nederlandse eenheden voor elektriciteitsproductie en over de verbruiksinstallaties en hun toekomstplannen voor de ontwikkeling van bestaande en nieuwe eenheden en verbruiksinstallaties. Samen met relevante data over vraag en aanbod, waaronder statistieken en studies met betrekking tot technische en sectorale ontwikkelingen in Nederland en omliggende landen, vormt dit de uiteindelijke datasets.

Gegevens met betrekking tot de ontwikkeling van het Europese elektriciteitssysteem worden door iedere individuele Transmission System Operator (Hoogspanningsnetbeheerder, TSO) voor het eigen marktgebied samengesteld en op uniforme wijze verzameld in de Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB), welke wordt beheerd door ENTSO-E. Deze database dient als basis voor de modellering van het buitenland voor gezamenlijke studies van de TSOs in ENTSO-E verband, maar kan ook door TSOs gebruikt worden voor nationale studies. De versie van de PEMMDB die voor deze editie van de Monitor is gebruikt, is tot stand gekomen in de context van de European Resource Adequacy

Assessment (ERAA) 2023, het rapport over de leveringszekerheid dat door ENTSO-E in samenwerking met de nationale TSOs wordt samengesteld (ENTSO-E, 2023). De gegevens uit de ERAA die voor het buitenland zijn gebruikt in de Monitor zijn in de ERAA beschreven als het zogenaamde scenario B. Hierin wordt naast de door de TSOs opgegeven waarden een berekening uitgevoerd waarin door een model wordt geïnvesteerd en gedesinvesteerd in productiecapaciteit, vraagrespons capaciteit of batterijen op basis van voorspellingen over de marktcondities.

De scenario's worden doorgerekend aan de hand van een simulatie van de Europese stroommarkt. De berekeningen optimaliseren voor ieder uur van het scenariojaar voor heel Europa² hoe productie-eenheden, vraagsturing, conversie van elektriciteit, opslag en de uitwisseling van elektrische energie tussen de landen kunnen worden ingezet om aan de vraag te voldoen. Deze jaarrondberekeningen worden aan de hand van een zogenaamde Monte-Carlo-analyse herhaald voor een set van 35 klimaatjaren en 15 verschillende scenario's voor uitval van eenheden en uitwisselingscapaciteit, waardoor een spreiding kan worden gevonden over deze onzekerheden. Voor meer informatie over Monte-Carlo, klimaatjaren, uitvalscenario's en de leveringszekerheidsindicatoren zie bijlagesectie B 1.1.

De belangrijkste uitkomsten van deze berekeningen zijn de indicatoren voor leveringszekerheid *Loss-of Load Expectation (LOLE)* en *Expected Energy Not Served (EENS)*. Deze indicatoren geven een weergave van de leveringszekerheidsrisico's voor de toekomstige scenario's. Aan de hand van de LOLE-indicator wordt bekeken of leveringszekerheid aan de leveringszekerheidsnorm voldoet. Verder wordt bekeken in welke omstandigheden de leveringszekerheidsrisico's het grootst zijn en wordt aan de hand van andere indicatoren, zoals de *missing capacity*, meer diepte gegeven aan de resultaten (zie ook bijlagesectie B 1.2).

² 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.



In deze analyse wordt de nadruk gelegd op tekorten van capaciteit en wordt niet expliciet gekeken naar mogelijke brandstoftekorten. Het doel van de Monitor is voornamelijk om te kijken naar leveringszekerheid in de zin van de mogelijkheid van het elektriciteitsstelsel om aan de vraag te voldoen, inclusief productiecapaciteit, beschikbaarheid van weersafhankelijke bronnen, vraagrespons en andere bronnen van flexibiliteit, maar exclusief brandstoftekorten. Ook wordt in deze analyse niet gekeken naar congestie op het binnenlandse net. In kortere termijn rapporten zoals de Seasonal Outlook van ENTSO-E wordt besproken wat benodigde gasvolumes zijn voor elektriciteitsproductie en wat de risico's zijn op brandstoftekorten. Hieraan levert TenneT ook een bijdrage.

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

Naast de hierboven beschreven leveringszekerheidsanalyse heeft TenneT voor de Monitor Leveringszekerheid 2024 gewerkt aan een verdere uitbreiding van de risicoanalyses voor de ontwikkeling van regelbaar vermogen in het energiesysteem middels het uitvoeren van een economische levensvatbaarheidsanalyse of wel in het Engels: *Economic Viability Check (EVC)*. In deze nieuwe methodiek wordt de economische levensvatbaarheid van eenheden bepaald aan de hand van verschillende value drivers. Deze omvatten elektriciteitsmarktinkomsten, optionaliteitswaarde, inkomsten uit systeem ondersteunende diensten en overige inkomsten uit bijvoorbeeld warmteproductie bij productie-eenheden met warmtekrachtkoppeling (WKK). Hierbij wordt er zowel gebruik gemaakt van marktdata als van simulatie-resultaten. De uitkomsten hiervan geven een indicatie van de waarschijnlijkheid van de aangenomen vermogens voor regelbaar vermogen in de scenario's. De nieuwe methodiek wordt in meer detail besproken in bijlagesectie B 1.5 en in een separate publicatie over dit onderwerp (TenneT, 2024).



Tenslotte zijn er in deze editie van de Monitor Leveringszekerheid een aantal verbeteringen toegepast ten opzichte van de vorige editie om met de simulaties de te verwachten uitkomsten van de gekoppelde day-ahead elektriciteitsmarkt dichter te kunnen benaderen. Zo is dit jaar de beschikbare hoeveelheid interconnectiecapaciteit berekend aan de hand van *flow-based* capaciteitsberekening. Flow-based capaciteitsberekening is de operationele methode om te bepalen hoeveel grenscapaciteit voor

ieder uur beschikbaar is voor internationale uitwisseling in de gekoppelde day-ahead markt. Daarnaast is een gedeelte van de zogenoemde adequacy patch gemodelleerd. De adequacy patch is een toevoeging aan het marktoptimalisatiealgoritme van de gekoppelde day-ahead markt om tekorten te verdelen over verschillende biedzones indien er in meerdere biedzones tegelijkertijd tekorten optreden. Zie voor meer informatie B 1.3 voor flow-based capaciteitsberekening en B 1.4 over de adequacy patch.

Implementatie MLZ als National Resource Adequacy Assessment

Het mandaat voor de MLZ komt in de eerste plaats uit de Nederlandse Elektriciteitswet (1998). Daarnaast beschrijft de Europese verordening over de interne Elektriciteitsmarkt de rol van de National Resource Adequacy Assessment (NRAA) (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019). De NRAA is een instrument wat, naast de European Resource Adequacy Assessment (ERAA), gebruikt kan worden om de leveringszekerheid van een gebied te beoordelen. De NRAA hanteert een vergelijkbare methodologie als de ERAA, maar kan andere uitgangspunten bevatten. TenneT is bezig met een implementatietraject om de MLZ in lijn te brengen met de eisen uit de Europese regulering voor een NRAA. In deze editie van de MLZ zijn in deze context twee belangrijke stappen gezet:

- **Scenario's in lijn met ERAA:** Een NRAA moet in ieder geval gebruik maken van het scenario zoals deze in de ERAA tot stand is gekomen. In deze MLZ is daarom gebruik gemaakt van het ERAA-scenario B als basis voor het buitenland in alle MLZ-scenario's. Binnen een NRAA blijft het mogelijk om gevoeligheden op dit scenario door te rekenen, waar gebruik van is gemaakt voor de gevoeligheden. Om gebruik te kunnen maken van de scenario's uit de ERAA is de publicatie van de MLZ met een aantal maanden opgeschoven van december naar mei.
- **Flow-based marktkoppeling:** ERAA en NRAA-methodologieën schrijven voor dat gebruik moet worden van flow-based marktkoppeling. Zoals beschreven in de hoofdtekst en bijlagesectie B 1.3 volgen alle simulaties in deze editie van de MLZ dit voorschrift.

Veel andere vereisten zijn, ook in vorige edities, al in lijn met de voorgeschreven methodologie, zoals het gebruik van een probabilistische methode en het gebruik van LOLE en EENS als belangrijkste indicatoren.

3 Scenario's



De Europese klimaatwet (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2021) 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, uitfasen 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 wordt op Europees niveau momenteel gesproken over een concreet emissiedoel voor 2040 (rond 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 onder meer een Integraal Nationaal Energie- en Klimaatplan (INEK) per EU-land opgesteld, met een vertaling 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. Zo zijn er in Nederland momenteel een aantal ambities voor verschillende onderdelen van het energiesysteem gesteld, zoals bijvoorbeeld het behalen van een emissievrije elektriciteitssector in 2035 (Rijksoverheid, 2023). In het buitenland is in de context van het Pentilateraal Energie Forum³ is een verklaring getekend dat leden streven in 2035 CO₂-neutrale elektriciteitssystemen te hebben (Pentalateral Energy Forum, 2023).

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, 2023)*. Dat geeft inzicht in de ontwikkelingen 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) 2023 (ENTSO-E, 2023) en daarin het National trends scenario (*scenario B*).⁴ De scenariogegevens worden voor ieder land door de betreffende TSOs bepaald.

Deze Monitor Leveringszekerheid kijkt naar steekjaren 2028, 2030 en 2033, in lijn met de ERAA-studie. Het 'Klimaatambitie' (KA) scenario uit het Investeringsplan 2024 (IP2024) dient voor de Nederlandse data grotendeels als basis (TenneT, 2024). De gegevens in de Monitor wijken hierdoor dus af van de gegevens die zijn gebruikt in de meest recente ERAA, hierin zijn een aantal belangrijke updates doorgevoerd en nieuwe inzichten meegenomen. Belangrijke afwijkingen zitten in de aannames voor vraagrespons, productievermogen uit gascentrales en batterijcapaciteit. Verschillen met de ERAA 2023 en de Monitor 2022 worden in de tekst besproken waar relevant.

Het KA scenario baseert zich op bestaand en voorgenomen energie- en klimaatbeleid (KEV 2022) onder anderen aangevuld met het klimaatprogramma uit het Coalitieakkoord van het kabinet Rutte-IV.⁵ Naast het basisscenario zijn voor steekjaar 2030 een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd.

³ Het Pentilateraal Energieforum is een samenwerkingsverband waarin Noordwest-Europese landen gezamenlijk afspraken maken over de organisatie van het energiesysteem.

⁴ De Economic Viability Analysis is een analyse waarin de scenario's aangevuld worden door op economische basis modelmatig nieuwe investering toe te voegen, of capaciteit te amoveren om zo een realistischer beeld te krijgen van de te verwachten flexibiliteit. In scenario B zijn voor deze EVA andere aannames gedaan dan in scenario A wat resulteert in andere toevoegingen en amoveringen van vermogen.

⁵ De verkiezingsuitslag van 22 november geeft aanleiding om te betwijfelen of alle plannen uit het Coalitieakkoord van kabinet Rutte-IV door het volgende kabinet tot uitvoering zullen worden gebracht. Ten tijde van het opstellen van deze Monitor is hier nog geen duidelijkheid over.



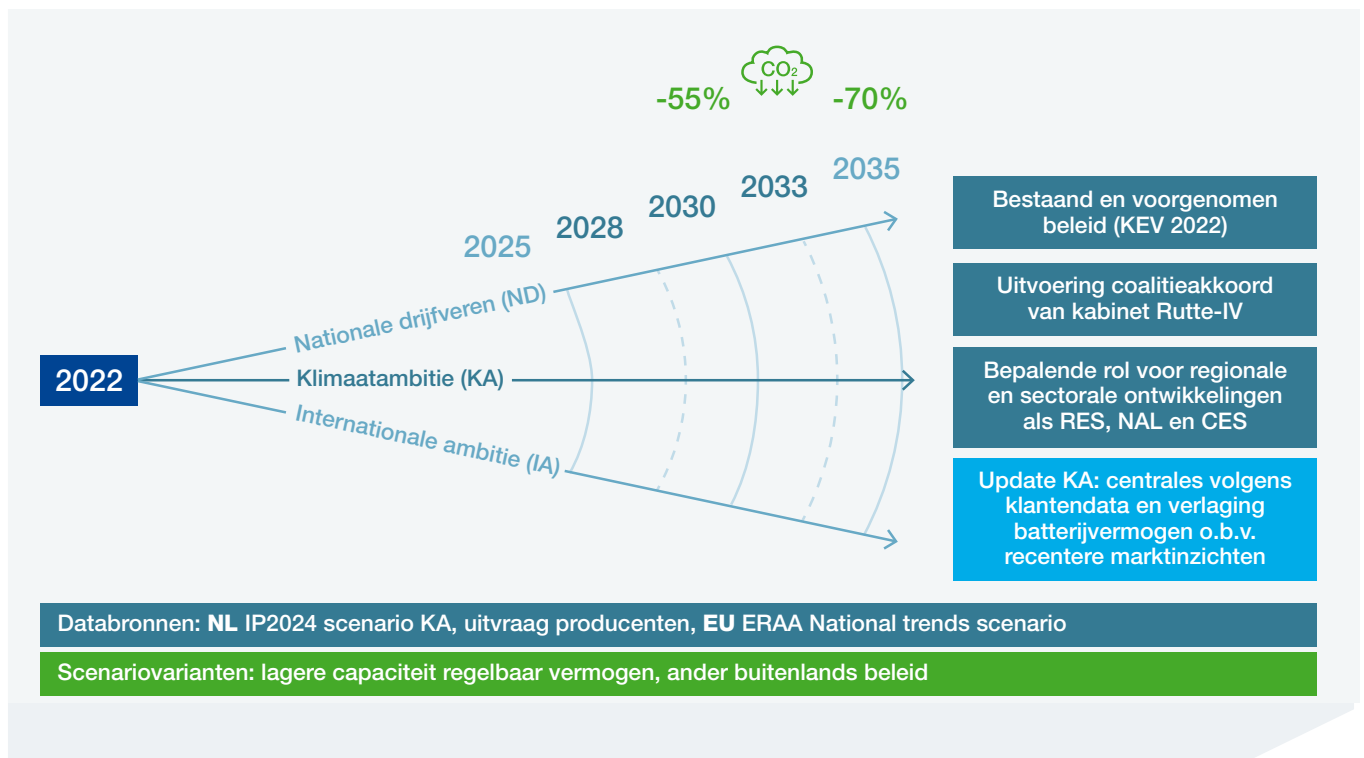
3.1 Verhaallijnen

De verhaallijn van de basisscenario's volgt het ontwikkelpad Klimaatambitie (KA) uit het IP2024 dat in de desbetreffende studie voor de steekjaren 2025, 2030 en 2035 uitgewerkt is. Meer achtergrond over de gebruikte bronnen en aannames is uitvoerig beschreven in de bijbehorende scenariorapportage zoals gepubliceerd door Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2023b). De Nederlandse scenario's van deze Monitor met de steekjaren 2028, 2030 en 2033 zijn hiervan afgeleid. Voor de ontwikkelingen in opgesteld vermogen van thermische productie-eenheden is uitgegaan van recente data afkomstig van TenneT aangesloten producenten. Opgestelde vermogens van batterijen zijn lager dan in de oorspronkelijke KA scenario's verondersteld, in lijn met recente rapporten en marktverwachtingen (zie bijlagesectie B 2.2). Aanvullend is er een verdiepende analyse en inschatting gedaan m.b.t. het potentieel aan industriële vraagrespon (DSR). Deze aannames wijken daarom af van eerdere studies ERAA 2023, de Monitor 2022 en het TenneT Investeringsplan 2024.

De basisscenario's in deze Monitor zijn gebaseerd op beleid dat zich richt op 55% emissiereductie in het steekjaar 2030 en een verdere reductie richting 2035 (ambitie 70%), waarbij er het streven is, zowel in Nederland als in het verband van de Pentalateraal

Energie Forum om in 2035 een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem te bewerkstelligen (Pentalateral Energy Forum, 2023). In dit scenario wordt veel energie geproduceerd door wind op zee, wind op land en zon PV, terwijl gas- en kolenverbruik in elektriciteitscentrales daalt ten opzichte van vandaag gedeeltelijk ten faveure van waterstof en biomassa. Door gebruik van een groot aantal warmtepompen, elektrisch vervoer en elektrificatie van processen in de industrie daalt de totale energievraag. Dit resulteert tegelijkertijd echter in een hogere vraag naar elektriciteit. Het grote aandeel van weersafhankelijke productiebronnen, zorgt voor een toenemend grotere variatie tussen momenten waarop de elektriciteitsproductie de elektrische vraag overstijgt (overschotten) en momenten waarop de binnenlandse hernieuwbare opwek niet voldoende is om aan de elektrische vraag te voldoen (tekorten). De benodigde flexibiliteit wordt door een slimmer energieverbruik (vraagsturing), power-to-heat, power-to-gas, batterijen en CO₂-arme centrales geleverd.

Figuur 3-1 toont de relatie tussen de scenario's zoals opgesteld in het IP2024 en deze Monitor. De geschetste verhaallijnen dienen als kader voor de kwantitatieve uitwerking van aanbod, vraag en andere bronnen van flexibiliteit. In de volgende paragrafen worden deze kort samengevat.



Figuur 3-1: Overzicht van de scenario's zoals gebruikt in het investeringsplan. De scenario's gebruikt in deze Monitor zijn gebaseerd op de klimaatambitie scenario's, met een aanpassing op basis van nieuwe inzichten.

Details over kwantificatie zijn te vinden in Bijlage 2, inclusief aannames over brandstof- en CO₂-prijzen zoals gebruikt als input voor de Europese marktsimulaties. In deze Monitor zijn aannames voor import en export van elektriciteit voor het eerst met de flow-based methodologie bepaald, zie ook hiervoor de bijlagen.

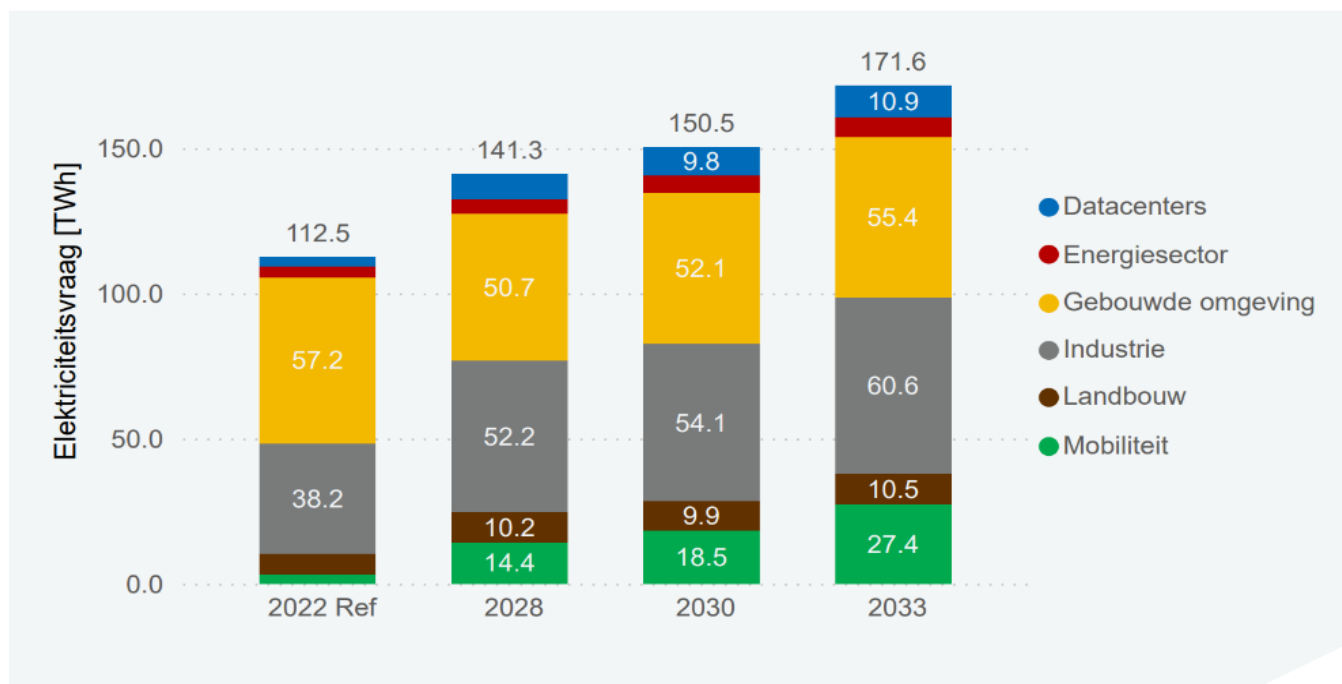
3.2 Ontwikkelingen vraag

3.2.1 Nederland

De elektriciteitsvraag in Nederland, inclusief netverliezen, schommelde de laatste jaren rond de 118 TWh per jaar. Echter, vanaf medio 2022 is een trendbreuk ingezet, waarbij het verbruik is gedaald tot rond 113 TWh (CBS, 2024). Dit lijkt zich tot eind 2023 te stabiliseren op basis van voorlopige cijfers van het CBS. Toch wordt voor de komende jaren een significante toename van de elektriciteitsvraag verwacht. Elektrificatie is in alle vraagsectoren een belangrijk middel om te verduurzamen en (primaire) energie te besparen. Voorbeelden zijn het gebruik van efficiënte warmtepompen ter vervanging van gasboilers in de warmtevoorziening en/of voor luchtkoeling, elektrische processen in de industrie of elektrisch vervoer in plaats van diesel- of benzinevoertuigen. Door de toenemend volatiele, weersafhankelijke opwek van elektrische energie zal ook het gedrag van de verbruikers een steeds

belangrijkere rol spelen. Bij de prognose van de vraagontwikkeling wordt daarom onderscheid gemaakt tussen enerzijds niet-, of weinig flexibele processen, zoals verbruik in datacenters, en anderzijds toepassingen die flexibel op het aanbod van elektrische energie kunnen reageren, zoals de productie van warmte met elektrische boilers (power-to-heat) of waterstof (power-to-gas), het slim laden van elektrische voertuigen en opslag van elektriciteit in batterijen.

Figuur 3-2 laat zowel voor het referentiejaar 2022 (PBL, 2023) als voor de drie steekjaren de raming van de elektriciteitsvraag per sector zien. Voor gegevens waar de elektrische vraag weersafhankelijk is (bijv. warmtepompen) wordt de gemiddelde vraag over de 35 beschouwde klimaatjaren getoond. De vraag groeit via ruim 140 TWh in 2028 en ruim 150 TWh in 2030 naar ruim 170 TWh in 2033. Niet getoond is de prijsgevoelige additionele vraag (power-to-x, batterijen, vraagrespons) omdat deze pas in de volgende stap van de marktsimulaties bepaald wordt en deze vraag niet kan leiden tot tekorten. De vraag voor de industriële sector zal iets lager komen te liggen omdat hier nog industriële vraagrespons aangaat, dit gaat echter over een relatief klein deel van de totale jaarlijkse vraag (< 1 TWh).



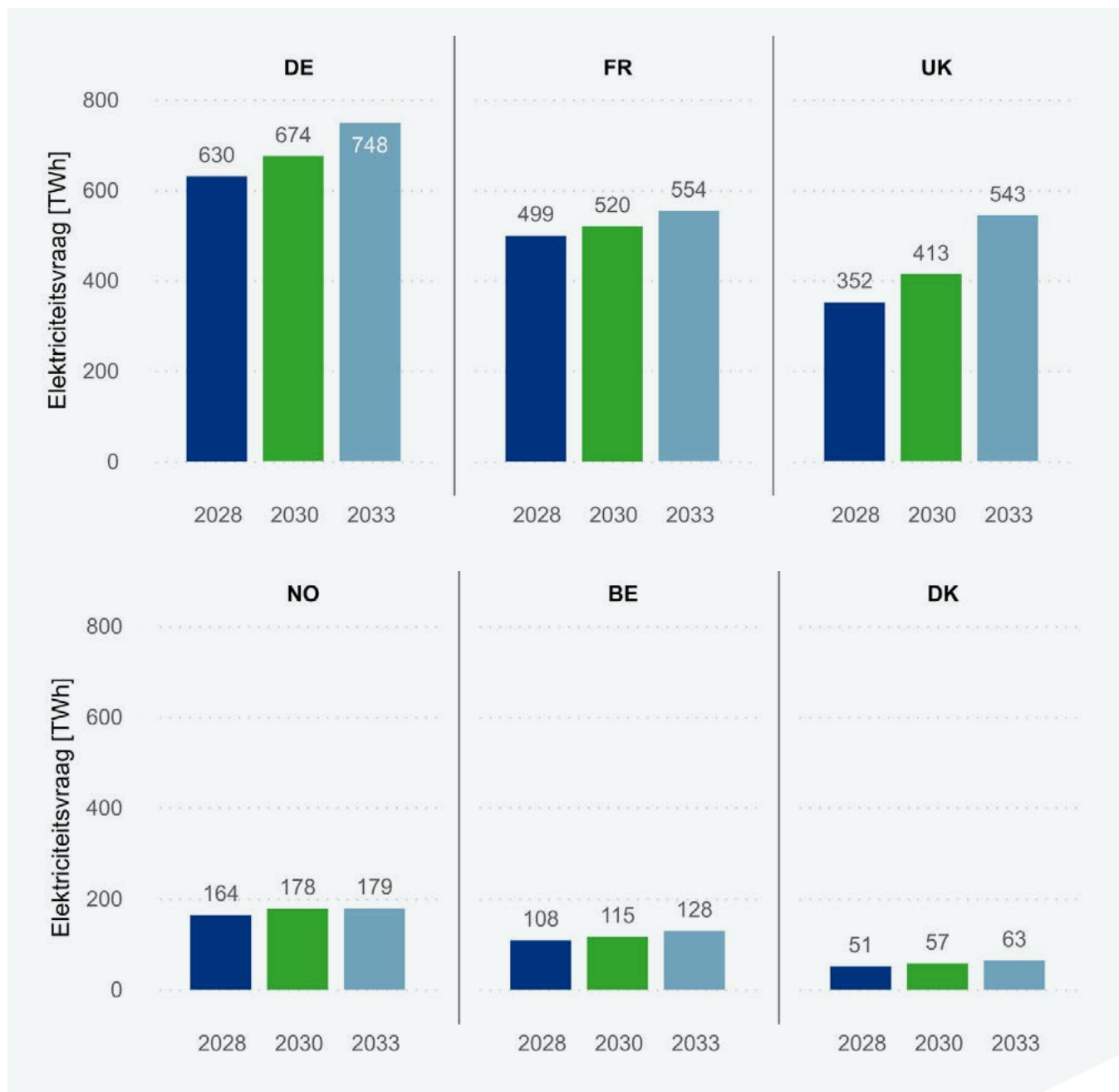
Figuur 3-2: Overzicht aannames elektrische vraag in de steekjaren en het referentiejaar. NB: industriële vraag neemt in de uiteindelijk marktsimulaties iets af door vraagrespons (< 1 TWh), power-to-heat en power-to-gas zijn niet weergegeven in deze grafieken en komen hier nog bovenop, maar zijn niet relevant voor leveringszekerheid omdat deze niet produceren tijdens uren met hoge prijzen.

Op basis van de IP-scenario's ligt de vraag hoger dan in de vorige editie van de Monitor, gedetailleerde verschillen worden weergegeven in bijlagesectie B 2.6.

3.2.2 Buitenland

Net zoals Nederland zal het buitenland moeten verduurzamen en energie besparen om aan de

Europese en nationale klimaat- en efficiëntiedoelen te voldoen. Dit houdt in dat ook in de buurlanden de elektrische vraag gaat toenemen en steeds weersafhankelijker wordt. Figuur 3-3 laat de veronderstelde ontwikkeling van de elektrische vraag zien voor een aantal relevante landen om Nederland heen. De algemene trend is een duidelijke groei van de elektriciteitsvraag.



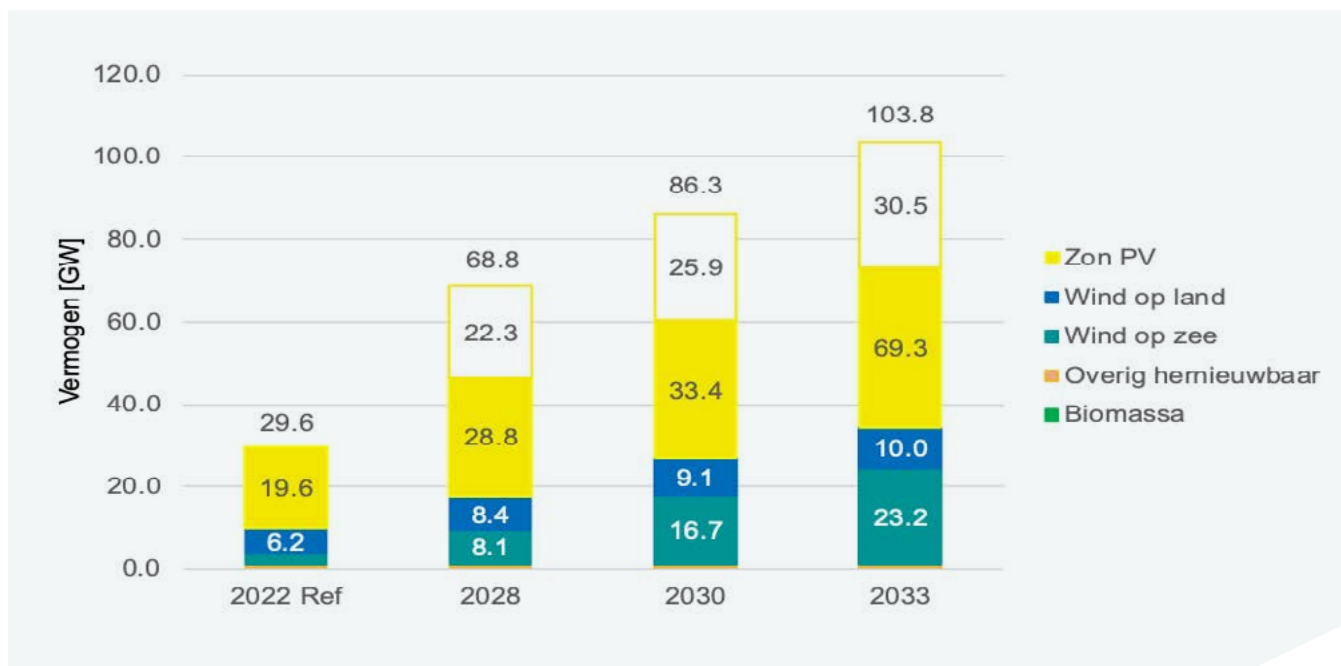
Figuur 3-3: Overzicht aannames elektrische vraag in alle scenario's in een selectie van buurlanden.

3.3 Ontwikkelingen Aanbod

3.3.1 Nederland

In het kader van het huidige en voorgenomen energiebeleid in Nederland zal het opgestelde vermogen van duurzame, niet-regelbare productiebronnen⁶ (met name wind en zon PV) de komende jaren fors blijven toenemen. Een verdere versnelling van deze ontwikkeling is een vereiste om, in het licht van de doelstelling van 55% emissiereductie in 2030 t.o.v. van 1990, het energiesysteem volgens plan te

verduurzamen. Figuur 3-4 toont de aannames voor de verschillende steekjaren. De veronderstelde ontwikkelingen zijn ambitieus en daarom is er een onzekerheid of de veronderstelde omvang zal worden gerealiseerd. Beperkte verschillen in de daadwerkelijk behaalde vermogens van wind en zonne-energie zullen echter niet veel effect hebben op het niveau van leveringszekerheid, omdat tekorten veelal plaatsvinden op momenten dat geen energie uit zon- en windvermogen beschikbaar is.



Figuur 3-4: Aangenomen hernieuwbaar productievermogen. Zon PV bestaat uit twee delen, waarbij het opgestelde paneelvermogen gelijk is aan het totale geelomrande deel (59.3 GW voor 2030). Door middel van overplanting (zie uitleg tekstkader) kan echter maar een deel hiervan daadwerkelijk ingevoerd worden op het elektriciteitsnet (bijvoorbeeld maximaal 33.4 GW in 2030). In 2022 speelde overplanting nog geen significante rol, waardoor aangenomen is dat vrijwel alle zon PV ingevoerd kon worden. Het deel biomassa betreft niet-regelbare must-run installaties.

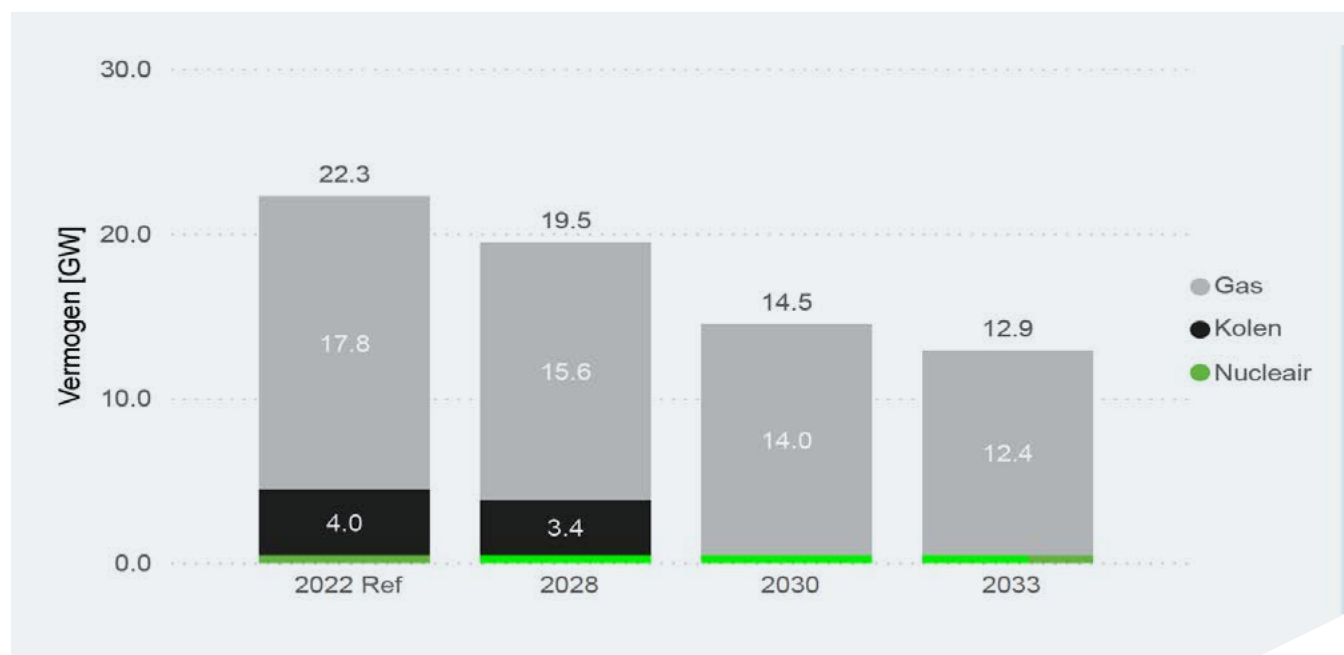
⁶ Met niet-regelbaar wordt hier regelbaar bedoeld in opwaartse richting. Van de duurzame energiebronnen wind en zon wordt verondersteld dat zij wel regelbaar zijn in de neerwaartse richting.

Overplanting

Uitgaand van de Nederlandse SDE subsidieregelingen mogen nieuwe grootschalige zon PV-installaties maar met een beperkt vermogen op het elektriciteitsnet aangesloten worden om een netoverbelasting door kortstondige elektrische opwek met zeer hoge gelijktijdigheid vanuit zonnepanelen te voorkomen. Dit wordt vaak overplanting – het overdimensioneren van de panelen t.o.v. de netaansluitingscapaciteit – genoemd 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. Het zon PV-productieprofiel wordt hierdoor beperkt tot een maximaal vermogen, terwijl het energievolume dat in deze situaties niet ingevoed kan worden relatief beperkt blijft (het aantal uren in het jaar waarop de zonnepanelen meer vermogen zouden kunnen leveren dan past op de netaansluiting is simpelweg vrij klein). Ook voor kleinere installaties zonder verplichting kan overplanting economisch interessant zijn, omdat omvormers vaak relatief duurder zijn dan de zonnepanelen zelf en een gelijkmatigere productie gedurende de dag bereikt kan worden (met een groter aandeel tijdens uren met hogere gemiddelde elektriciteitsprijs). De in de basisscenario's aangenomen percentages zijn te vinden in bijlagesectie B 2.1. Terwijl 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 (bijvoorbeeld in de avonduren).

Zoals te zien in figuur 3-5 wordt door de toename van hernieuwbare elektriciteitsproductie en het Nederlandse klimaatbeleid verwacht dat de elektriciteitsproductie uit regelbare bronnen in de komende jaren verder zal dalen. Kolencentrales worden in lijn met het huidig beleid volledig uitgefaseerd tot 2030, terwijl een deel van de bestaande gascentrales om economische of technische redenen uit bedrijf zullen gaan. Er wordt

voor de gascentrales geen onderscheid gemaakt tussen methaan en waterstof als brandstof; in het kader van deze studie is het type brandstof niet relevant. Aangenomen wordt dat bij eventuele (gedeeltelijke) ombouw naar waterstof de capaciteit van een gascentrale gelijk blijft. In 2028 zal een deel van het kolenvermogen worden ingevuld met bijstook van biomassa. Hoe groot dit aandeel precies is heeft op de leveringszekerheid geen invloed.



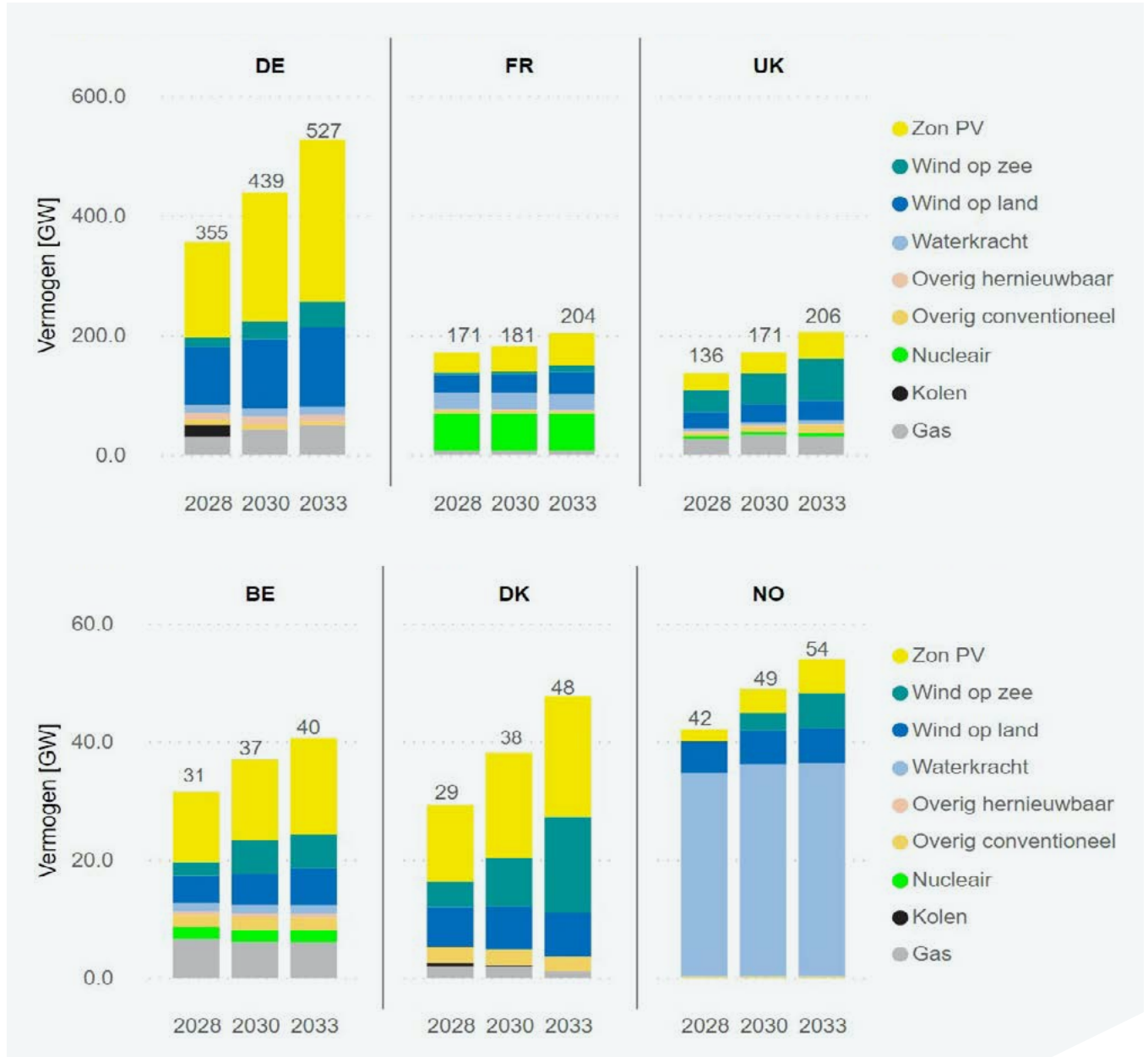
Figuur 3-5: Aangenomen opgesteld regelbaar productievermogen. In 2028 zal een deel van het kolenvermogen worden ingevuld met bijstook van biomassa. Hoe groot dit aandeel precies is heeft op de leveringszekerheid geen invloed.

3.3.2 Buitenland

Net zoals in Nederland zullen de buurlanden een transitie richting meer hernieuwbare en minder fossiele productiebronnen doorlopen.

Figuur 3-6 toont de ontwikkeling van de opgestelde productievermogens. Een belangrijke oorzaak voor deze ontwikkelingen is het respectievelijke nationale klimaat- en energiebeleid in de ons omringende

landen. Belangrijke factoren met oog op de Nederlandse leveringszekerheid van elektriciteit zijn bijvoorbeeld de plannen om, aanvullend op het reeds uitfaseren van kernenergie in 2023, kolencentrales in Duitsland rond 2030 uit bedrijf te nemen.⁷ Maar ook de beleids- en marktkeuzes in landen zoals Frankrijk spelen hierin een belangrijke rol.



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

⁷ Geopolitieke ontwikkelingen in de laatste jaren hebben leveringszekerheid en betaalbaarheid hoger op de agenda gezet. Echter blijkt uit de praktijk dat de politieke afweging tussen leveringszekerheid en het voldoen aan emissiereductieplannen, leveringszekerheid vaak zwaarder wordt gewogen. Om deze reden is het niet ondenkbaar dat de uitfasering van kolen niet zo snel gaat als momenteel gepland.



3.4 Ontwikkelingen Flexibiliteit

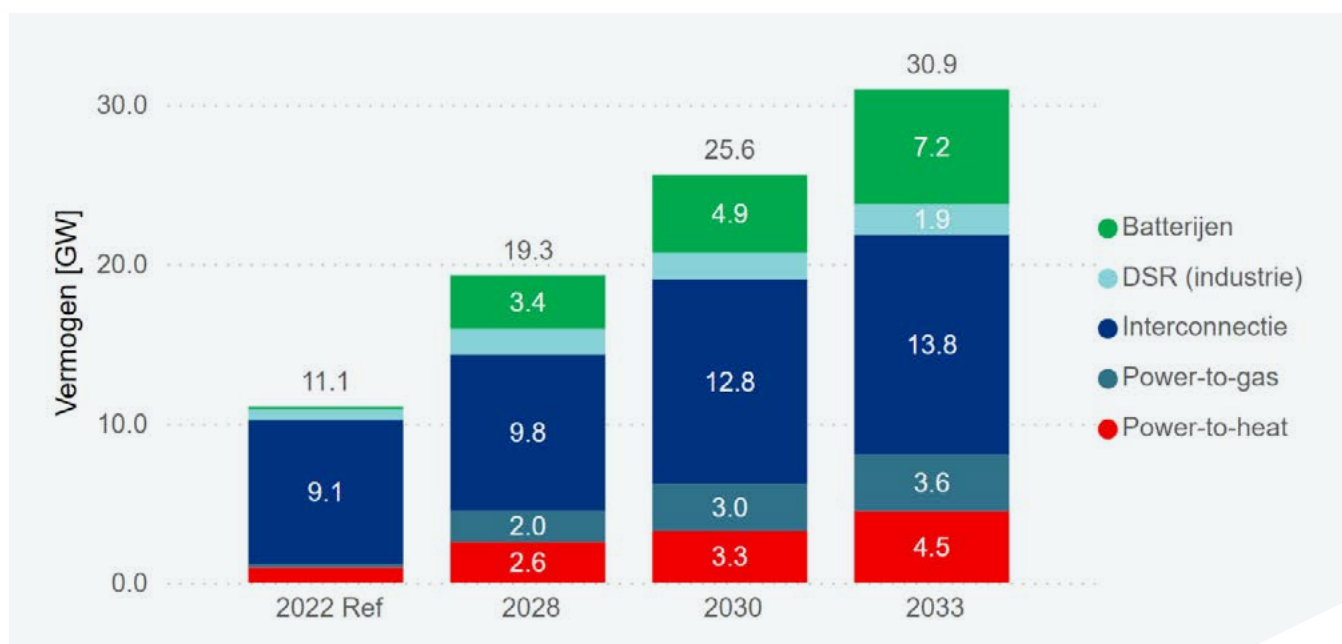
3.4.1 Nederland

De toekomstige en meer weersafhankelijke elektriciteitsproductie en -consumptie vraagt om opschaling van bestaande en introductie van vormen van flexibel regelbaar vermogen die op ieder moment van het jaar en op verschillende tijdschalen de balans tussen vraag en aanbod kunnen borgen. Elektrische overschotten uit hernieuwbare bronnen kunnen worden opgeslagen in batterijen, geconverteerd naar warmte (power-to-heat) of naar groene moleculen (power-to-gas), geëxporteerd naar omringende landen of tijdelijk worden afgeregeld. Andersom kunnen, naast stuurbare elektriciteitsproductie uit centrales, industriële vraagrespons (Demand Side Response, DSR), batterijen en importen uit het buitenland voor een evenwicht van vraag en aanbod zorgen in situaties met tekorten. In deze editie van de Monitor is ook aangenomen dat

een deel van de vraag van warmtepompen en het laden van elektrische voertuigen verplaatst kan worden afhankelijk van de elektriciteitsprijs.

Figuur 3-7 toont de aangenomen opgestelde vermogens van flexibele middelen in de verschillende steekjaren, anders dan regelbare productiecapaciteit (zie hiervoor paragraaf 3.3.1). Een verdere uitsplitsing van de batterijvermogens naar type en aanvullende informatie over de technische eigenschappen (rendement, volume) is te vinden in bijlagesectie B 2.2.

Verschillende vormen van flexibiliteit verschillen in beschikbaarheid ten tijde van tekorten. Zo zijn batterijen alleen beschikbaar om tekorten op te lossen wanneer deze voldoende zijn geladen, en kan import alleen plaatsvinden als er voldoende capaciteit beschikbaar is in het buitenland.



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

Onzekerheden rondom marktontwikkeling flexibiliteit

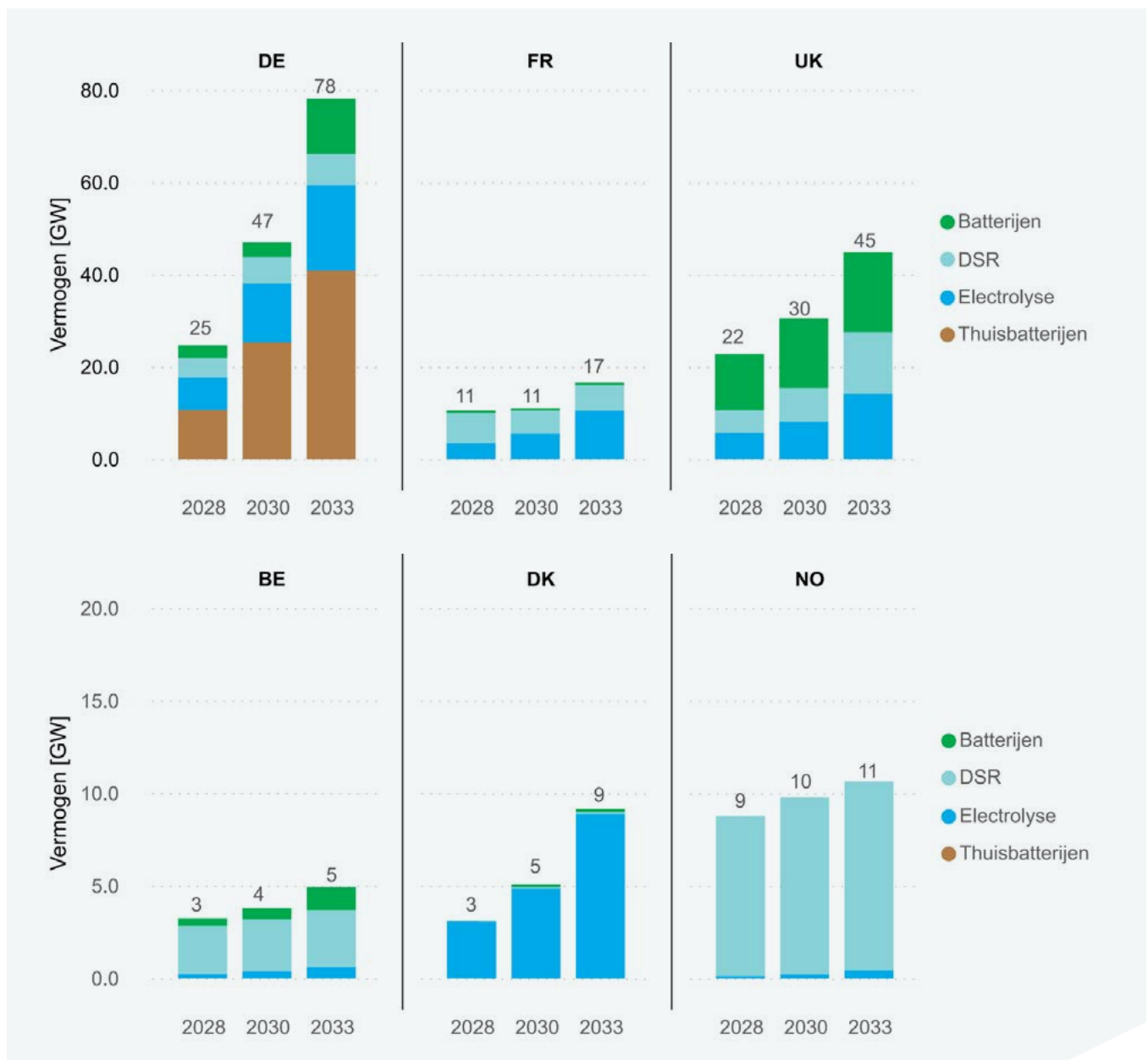
De toekomstig te realiseren hoeveelheden aan flexibiliteit zijn onzeker omdat het om grotendeels nieuwe vormen van flexibel op- en afregelbaar vermogen gaat met momenteel nog zeer beperkte marktvolumes. Dit speelt voor zowel power-to-x, als ook het potentieel aan vraagsturing en batterijvermogens. Bepalende factoren zijn naast de technische ontwikkeling (betrouwbaarheid en eigenschappen) met name de inpasbaarheid in de markt (business case) en het politieke klimaat (regelgeving, kaders, concrete doelstellingen). Tegen deze achtergrond is voor deze Monitor besloten om in de basis uit te gaan van een conservatievere inschatting van het batterijvermogen t.o.v. de IP2024 scenario's en de aannames in de vorige editie van de Monitor. De vrij grote batterijcapaciteit in de scenario's zijn bijgesteld omdat de economische potentie waarschijnlijk lager ligt dan eerder werd verondersteld. De basis voor de nieuwe aannames is beschreven in sectie B 2.2.

3.4.2 Buitenland

Net zoals in Nederland zal het energiesysteem in andere landen de komende jaren een ingrijpende transitie doorlopen, met veelal vergelijkbare uitdagingen op het gebied van weersafhankelijke hernieuwbare productiebronnen (wind, zon PV) en toenemende elektrificatie van het energieverbruik. Ook in deze landen groeit de behoefte aan flexibiliteit (aanvullend op het vermogen aan centrales) fors en zal deze ingevuld worden door vraagsturing, batterijopslag, power-to-heat, power-to-gas en interconnectie met het buitenland. De onderliggende scenarioaannames in deze Monitor zijn overgenomen uit de meest recente ERAA-studie (ENTSO-E, 2023). Terwijl de flexibiliteitsbehoefte in alle landen groeit, zijn

er aanzienlijke verschillen tussen landen. Hier speelt met name het aandeel van weersafhankelijke wind en zon PV-productie een rol in. 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.

In figuur 3-8 is de ontwikkeling van flexibiliteit anders dan regelbaar vermogen in de buurlanden te zien. Opvallend is dat Denemarken vooral elektrolyse verwacht te ontwikkelen en dat er in Duitsland een grote rol is weggelegd voor thuisbatterijen die in de wintermaanden beschikbaar moeten worden gesteld aan de markt.



Figuur 3-8: Aangenomen vermogens van bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit in het buitenland.



3.5 Gevoeligheden

Uitgaand van het basisscenario zijn een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd voor steekjaar 2030, omdat in dit jaar onder de basisaannames nog geen sprake van leveringszekerheidsproblemen is. Deze zijn gedaan voor een situatie met een lagere capaciteit van regelbaar vermogen in Nederland en lager dan ingeschat buitenlandse regelbaar vermogen. De snelheid van ontwikkelingen op dit gebied in de komende tien jaar is onzeker. Door gevoeligheidsanalyses uit te voeren kan een inschatting gemaakt worden van het effect als deze ontwikkelingen zich in een ander tempo doorzetten, zoals in het geval van een snellere uittrekking van gasseenheden in Nederland, en minder dan verwachte bijbouw van capaciteit in het buitenland.

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

3.5.1 Lagere capaciteit van regelbaar vermogen

Wanneer regelbaar vermogen sneller afneemt dan wordt aangenomen valt te verwachten dat de leveringszekerheid daardoor negatief wordt beïnvloed. De impact hiervan wordt onderzocht in deze gevoeligheidsanalyse, waarbij er t.o.v. het basisscenario een hoeveelheid regelbaar vermogen van 1,6 GW (extra) uit bedrijf wordt genomen in 2030.

3.5.2 Lagere capaciteit buitenlands vermogen

In deze gevoeligheidsanalyse is de impact van een afwijkend buitenlands beleid op de leveringszekerheid in Nederland onderzocht, met focus op Duitsland als belangrijk buurland.⁸ Hiervoor is net zoals in de basisscenario's uitgegaan van de ERAA-scenario's maar dan zonder een verhoogd conventioneel vermogen aan gascentrales in Duitsland als gevolg van de doorgevoerde *Economic Viability Analysis (EVA)*. Het beschikbare vermogen aan gascentrales in Duitsland valt hierdoor 6,5 GW lager uit dan in het basisscenario voor 2030.

⁸ In Duitsland is in het kader van de zogenaamde "Kraftwerkstrategie" recent beslist om in te zetten op flexibel regelbaar vermogen uit gascentrales die "hydrogen-ready" moeten zijn. Of deze plannen in de geplande omvang doorgaan en voldoende zijn vanuit Europees perspectief is echter nog onzeker.

4 Resultaten



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

De eerste sectie van dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de verschillende steekjaren op basis van de belangrijkste leveringszekerheidsindicatoren LOLE en EENS, aangevuld met een tweetal gevoeligheidsanalyses voor verminderd regelbaar vermogen in binnen- en buitenland en een secundaire analyse van de importafhankelijkheid.

De tweede sectie presenteert de economische levensvatbaarheid van verschillende technologieën elektriciteitscentrales, batterijen en vraagrespons. De derde paragraaf is een verdere synthese en conclusie rondom alle resultaten.

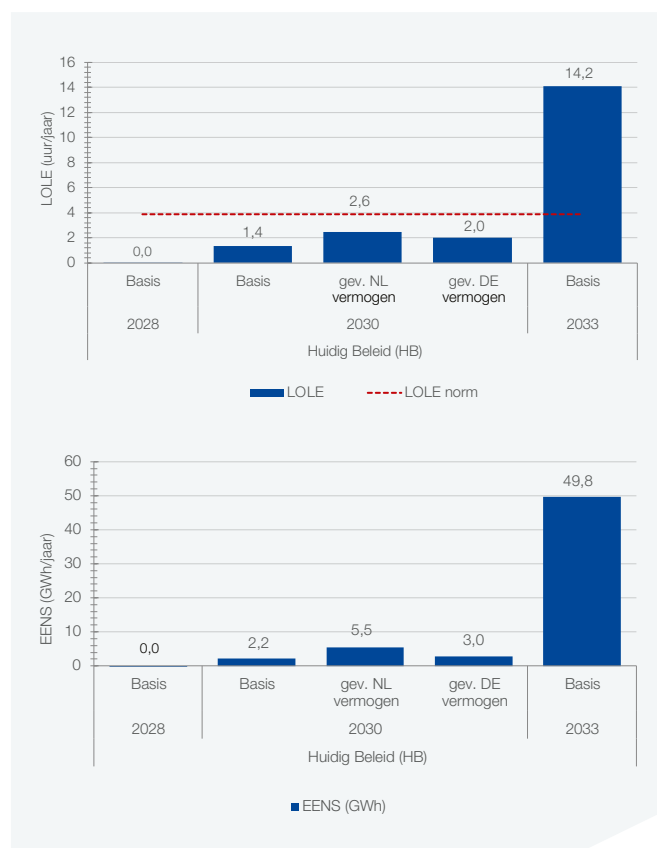
4.1 Hoofdresultaten

De EENS en LOLE-resultaten voor alle scenario's en gevoeligheden worden weergegeven in figuur 4-1.

Deze geven een trend weer waarin de leveringszekerheidsrisico's toenemen vanaf nihil in 2028 naar een verwachte hoogte van de LOLE van 1,4 uur per jaar in 2030 en 14,2 uur per jaar in 2033.

EENS neemt naar verwachting zelfs nog sterker toe in deze jaren van 2,2 GWh per jaar in 2030 naar 49,8 GWh per jaar in 2033.

De gevoeligheden laten zien dat de impact van aanpassing van zowel Nederlands als buitenlands beleid bepalend kan zijn voor de leveringszekerheidsresultaten. Een vermindering met 1,6 GW gasvermogen in Nederland vergroot de LOLE in 2030 van 1,4 naar 2,6 uur. Wanneer Duitse gascapaciteiten in 2030 6,5 GW lager uitvallen dan verwacht, stijgt de Nederlandse LOLE van 1,4 naar gemiddeld 2,0 uur per jaar in 2030.



Figuur 4-1: Overzicht leveringszekerheidsresultaten voor alle scenario's en gevoeligheden.

LOLE en EENS indicatoren

LOLE en EENS zijn de belangrijkste indicatoren voor leveringszekerheid. 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). Hoewel LOLE een goede indicator is voor het aantal uren waarop er schaarste optreedt, geeft het geen inzicht in de omvang van de schaarste. Met andere woorden: hoeveel energie er door de tekorten niet wordt geleverd, 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. Voor meer informatie over LOLE en EENS en andere indicatoren zie bijlagesectie B 1.2.

4.1.1 Leveringszekerheid huidig beleid scenario

Tabel 4-1: Overzicht van hoofdresultaten voor het KA scenario.

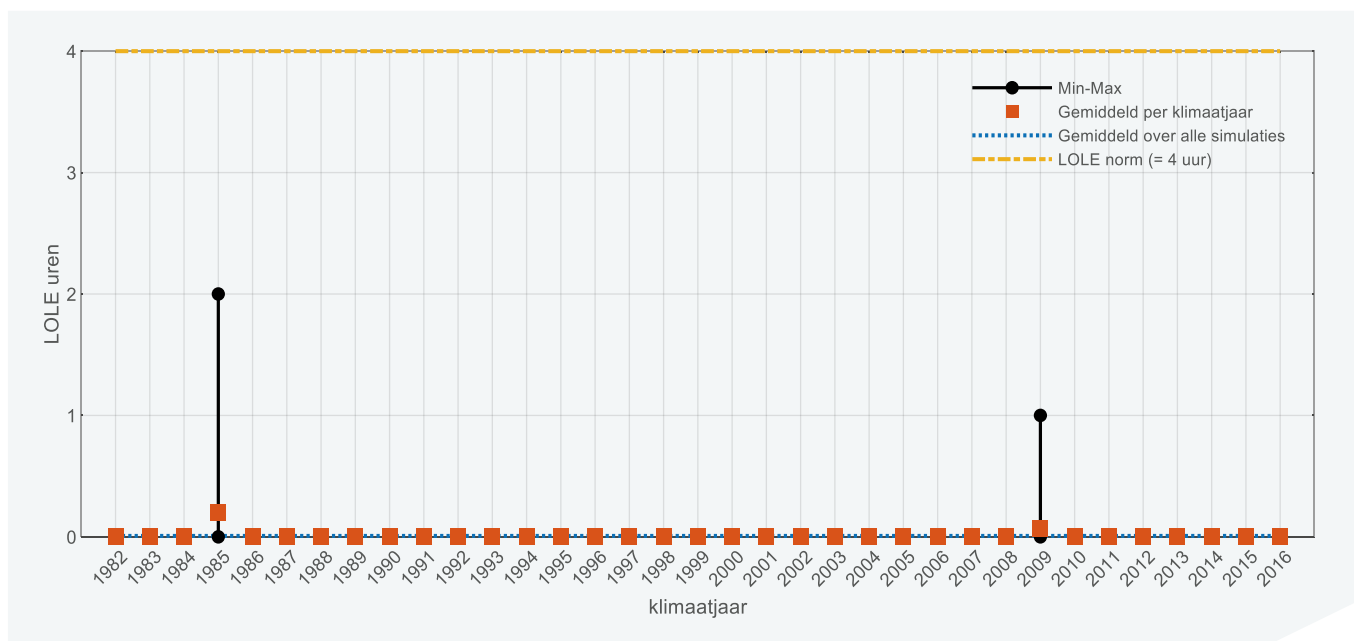
jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Gemiddeld	P95*	Gemiddeld	P95*
2028	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	1,4	11,0	2,2	14,2
2033	14,2	54,0	49,8	211,1

* 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.

In de scenario's is een duidelijke trend zichtbaar waarin leveringszekerheidsrisico's toenemen. In 2028 zijn de risico's echter nog beperkt tot een minimum. Figuur 4-2 laat zien dat de LOLE voor dit jaar slechts in twee klimaatjaren afwijkt van 0 uur. De EENS blijft zeer beperkt met een waarde van <0,01 GWh per jaar, de LOLE is <0,01 uur.

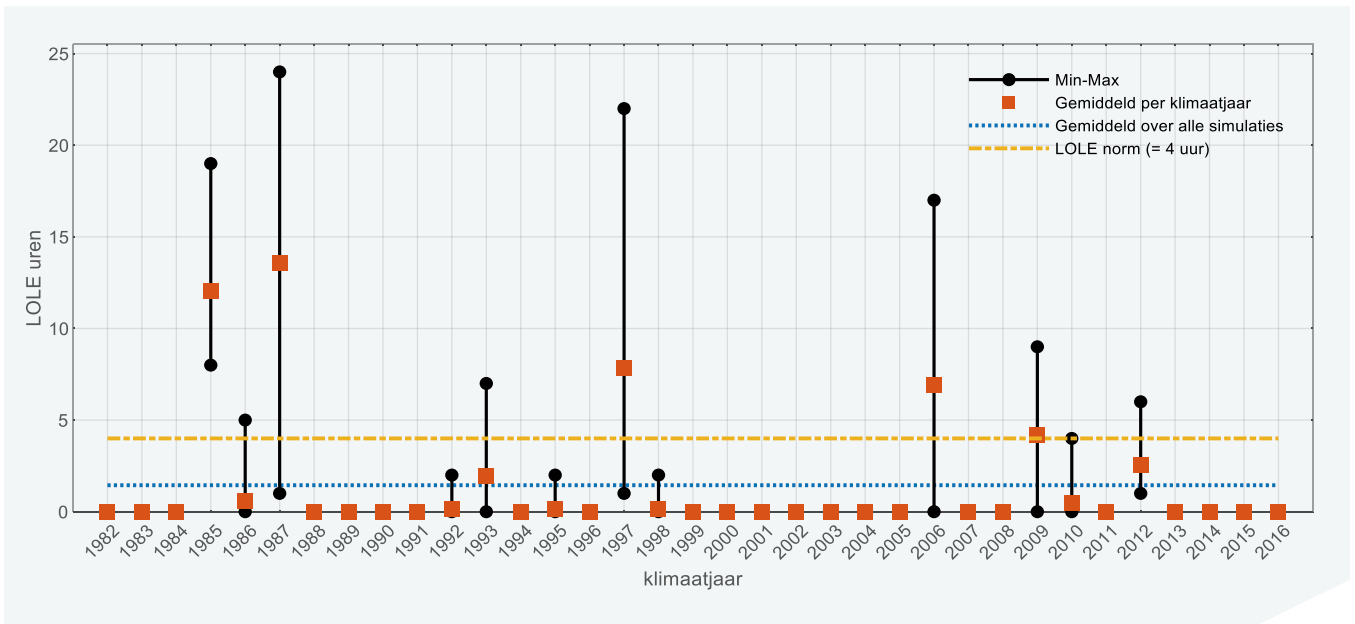
Voor 2030 neemt de LOLE toe naar een waarde van 1,4 uur per jaar. De tekorten lopen hier iets op, maar de LOLE blijft onder de LOLE-norm van 4 uur per jaar. In figuur 4-3 is te zien dat in 2030, ten opzichte van 2028, ook andere klimaatjaren tekorten laten zien. De EENS komt voor het 2030 scenario op 2,2 GWh. Slechts in 12% van de simulaties komt de LOLE daadwerkelijk boven de 4 uur per jaar uit. De LOLE P95 komt op 11 uur per jaar, wat laat zien dat 95% van de iteraties een LOLE van 11 uur of lager heeft.

In 2033 nemen de tekorten sterk toe naar een LOLE van 14,2 uur per jaar, en ligt ook de EENS aanzienlijk hoger, namelijk op 49,8 GWh per jaar. Dit zijn de grootste tekorten die tot nu toe in een basisscenario van de Monitor zijn berekend; de maximale verwachte tekorten lagen voor het HB-scenario tot de vorige editie van de Monitor op 6,7 GWh. Figuur 4-4 laat zien dat ook de maximale tekorten in een jaar verder zijn opgelopen, namelijk tot 89 uur per jaar. Hieruit wordt ook duidelijk dat in situaties waarin tekorten oplopen, de gevoeligheden van de EENS en LOLE voor uitval en klimaatjaren, en daarmee de onzekerheden ook toenemen. Zo is de spreiding over klimaatjaar 1987 (delta van 45 uur) door uitval van eenheden, veel groter dan de verschillen in bijvoorbeeld klimaatjaar 2012 (delta van 11 uur).

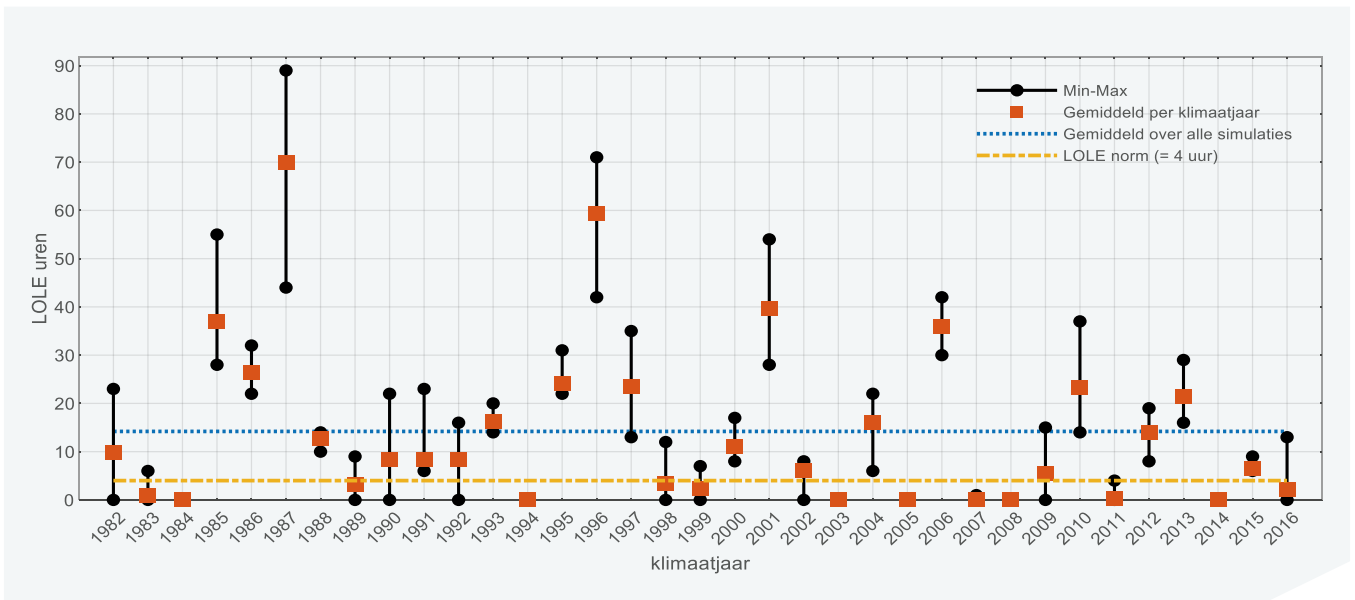


Figuur 4-2: Spreiding LOLE over klimaatjaren voor het 2028 scenario.





Figuur 4-3: Spreiding van LOLE over klimaatjaren voor het 2030 scenario.



Figuur 4-4: Spreiding van LOLE over klimaatjaren voor het 2033 scenario.

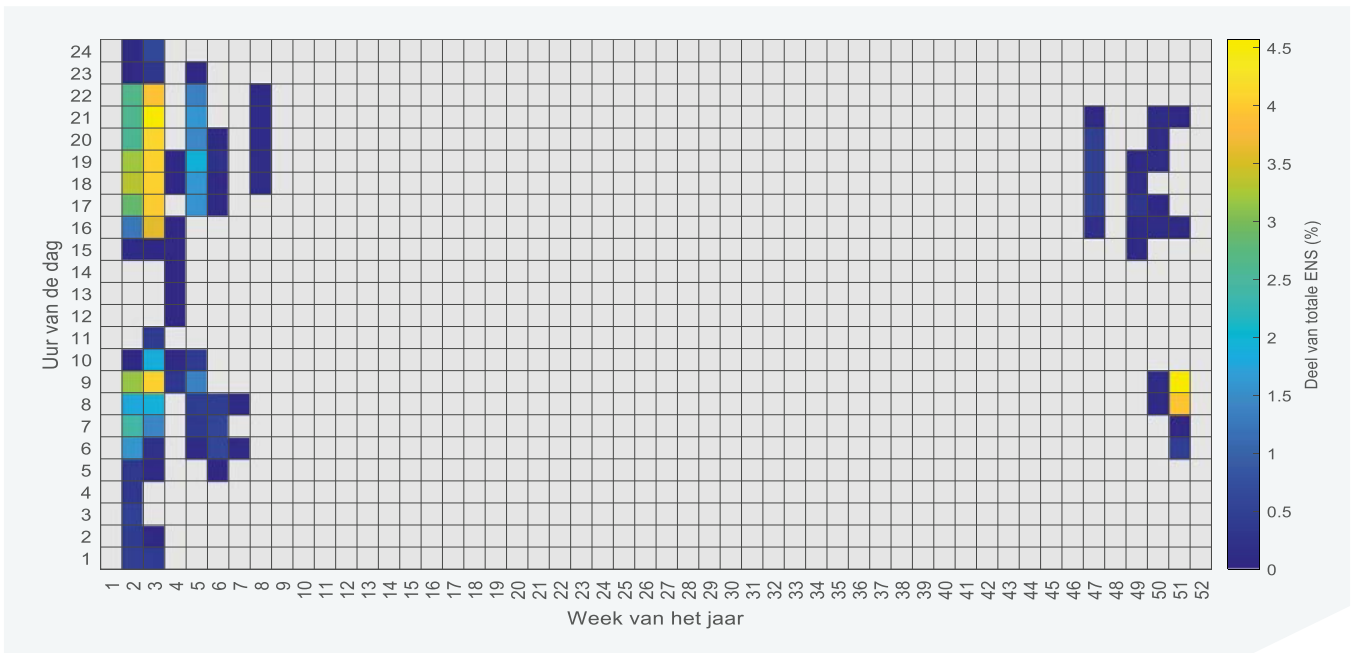
Naast de spreiding over klimaatjaren zijn er in de resultaten duidelijk patronen in de spreiding over het jaar en over de uren van de dag te zien, zoals wordt weergegeven in figuur 4.5. De tekorten zijn duidelijk gecentreerd rond specifieke weken in het jaar, ondanks de 35 verschillende klimaatjaren die in beschouwing zijn genomen. De tekorten die plaatsvinden vallen samen met het koude seizoen, waarin de vraag hoger ligt dan in de zomer.⁹ Verder is duidelijk te zien dat de tekorten vooral plaatsvinden in

de avonden en ochtenden waarin de vraag vaak relatief hoog ligt en weinig zonvermogen ter beschikking is. Tussen week 9 en week 48 zijn in 2030 helemaal geen tekorten waargenomen. In 2033 geldt dit voor weken 10 t/m 42.

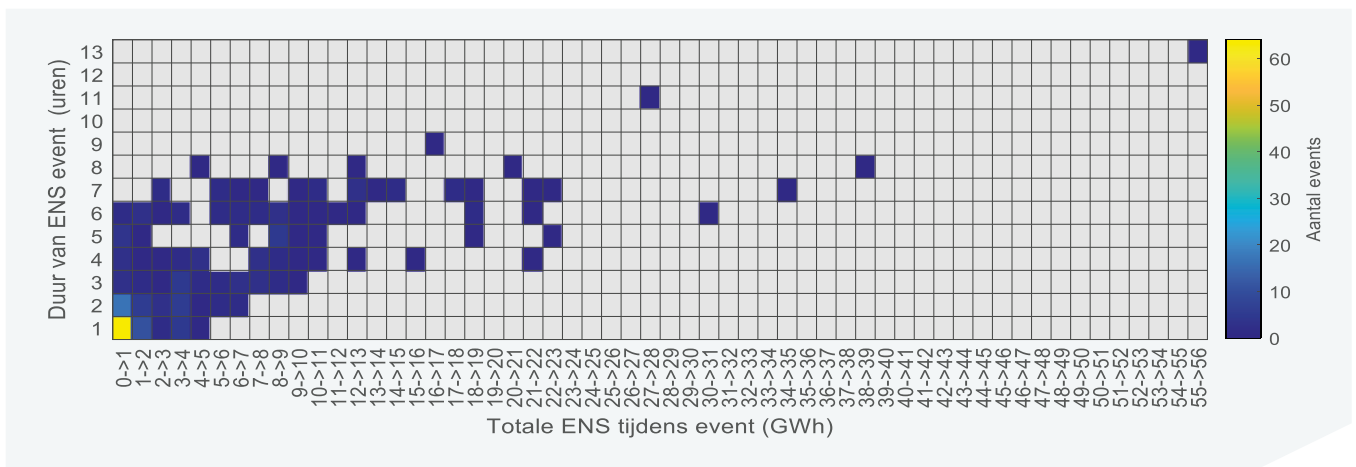
De tekorten vinden in veel gevallen niet in isolatie plaats van de omliggende uren. Figuur 4-6 laat voor 2030 een categorisering van de tekortsituaties, hier ENS events genoemd, naar de duur en het volume.

⁹ De maximale basisvraag per dag (exclusief vraag van batterijen en power-to-x) ligt in de winter gemiddeld op 21,7 GW, terwijl deze piek in de zomer gemiddelde op 19,0 GW ligt.





Figuur 4-5: Spreiding van tekorten over de weken van het jaar (horizontale as) en de uren van de dag (verticale as) in het 2030 scenario. De kleuren geven weer welk percentage van de tekorten gemiddeld in dat type uren plaatsvond in alle simulatie runs.



Figuur 4-6: Weergave van aantal events per duur van een event en per grootte van een event voor het 2030 scenario.

De meest voorkomende categorie is van korte duur, met slechts één uur met tekorten, waarin de totale tekorten niet verder oplopen dan 1 GWh. Het gemiddelde per ENS event ligt iets hoger: gemiddeld over alle modeliteraties duren ENS events in 2030 3,2 uur lang, en zijn de totale tekorten per event 5,0 GWh. Verder zijn er echter veel verschillende situaties zichtbaar oplopend tot in één geval tekorten die 13 uur aanhouden met een totaal tekort van 55 GWh, dit is echter een zeer uitzonderlijke situatie.

4.1.2 Vergelijking resultaten Monitor 2022

Ten opzichte van de vorige editie van de Monitor zijn

de gerapporteerde LOLE en EENS waarden afgenomen in het basisscenario voor steekjaar 2030 en is het verwachte niveau van leveringszekerheid dus gestegen (zie Tabel 4 2). Respectievelijk zijn ze afgenomen van 4,5 uur naar 1,4 uur en van 4,8 GWh naar 2,2 GWh. Een uitgebreidere beschrijving van de verschillen is te vinden in bijlagesectie B 2.6. De afname in LOLE en EENS laat zich verklaren door gunstige ontwikkelingen in de aannames voor het buitenland, ondanks ongunstige ontwikkelingen in de aannames voor Nederland. De verbeteringen in het buitenland zijn bijvoorbeeld aanzienlijk meer gasvermogen in Duitsland, waardoor Nederland ten

tijde van tekorten beter door het buitenland voorzien kan worden. Het gasgestookte productievermogen in Duitsland is door nieuwe basisaannames en toevoegingen van de ERAA-investeringsmodule gestegen van 29,6 GW naar een totaal van 49,0 GW. Tegelijkertijd is in Nederland de vraag aanzienlijk hoger dan eerder aangenomen, met een stijging van 133 TWh naar 151 TWh voor 2030. Daarnaast is het batterijvermogen ongeveer gehalveerd ten opzichte van de vorige editie van de Monitor en geslonken van 10,3 GW naar 4,9 GW. Daartegenover staat wel een

gunstige ontwikkeling in de aannames over de vraagrespons in Nederland, waar het industriële vraagresponsvermogen is verhoogd van 0,7 naar 1,7 GW en er twee categorieën aan vraagrespons zijn toegevoegd, namelijk die van verschuiving van de warmtevraag van warmtepompen en het opladen van elektrische voertuigen. Tot slot is het belangrijk te vermelden dat in deze editie van de Monitor voor het eerst met flow-based marktkoppeling is gerekend in de marktsimulaties, wat invloed heeft op de uitwisselingscapaciteiten binnen Europa.

Tabel 4-2: vergelijking belangrijke verschillen aannames en resultaten tussen de Monitor (MLZ) 2022 en Monitor 2024 voor het marktgebied Nederland. Zie bijlagesectie B 2.6 voor een uitgebreidere vergelijking.

	Type	2030	
		MLZ 2022	MLZ 2024
Aannames	Gasvermogen [GW]	14,2	14,0
	Vermogen vraagrespons [GW]	0,7	1,7
	Vermogen Batterijen [GW]	10,3	4,9
	Jaarlijkse vraag [TWh]	130,7	151
Resultaten	LOLE [uur per jaar]	4,5	1,4
	EENS [GWh per jaar]	4,8	2,2

4.1.3 Vergelijking resultaten ERAA

Tabel 4-3: vergelijking belangrijke verschillen aannames en resultaten tussen ERAA 2023 scenario B en de Monitor 2024 voor het marktgebied Nederland.

		2028		2030		2033	
		ERAA 2023 ^a	MLZ 2024	ERAA 2023 ^a	MLZ 2024	ERAA 2023 ^a	MLZ 2024
Aannames	Kolenvermogen [GW]	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasvermogen [GW]	14,2	15,6	15,9	14,0	16,3	12,4
	Vermogen vraagrespons [GW]	1,7	1,6	2,6	1,7	4,3	1,9
	Vermogen Batterijen [GW]	6,6	3,4	9,3	4,9	14,6	7,2
Resultaten	LOLE [uur per jaar]	2,6	0,0	1,5	1,4	4,0	14,2
	EENS [GWh per jaar]	1,3	0,0	0,7	2,2	2,1	49,8

^a De resultaten en scenario's worden hier weergegeven voor ERAA-scenario B.



De resultaten voor 2030 zijn in grote mate vergelijkbaar met de resultaten uit het scenario B van de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023, ondanks een aantal verschillen tussen de twee studies in de aannames voor Nederland. Een aantal belangrijke verschillen tussen de twee studies worden weergegeven in tabel 4-3. Voor 2028 liggen de LOLE-resultaten in het ERAA-scenario B hoger, namelijk op 2,6 uur per jaar. Dit komt voornamelijk door de aanpassingen die zijn gemaakt in de ERAA EVA, de investeringsmodule in de ERAA, en de in ERAA toegepaste curtailment sharing (zie voor meer informatie hierover bijlagesectie B 1.4). Voor 2033 zijn de verschillen tussen het ERAA 2023 scenario B en het huidige Monitor scenario aanzienlijk groter. Waar het ERAA-scenario B voor 2033 op een LOLE van 4,0 uur uitkomt, komt dit rapport tot een veel hogere waarde van 14,2 uur, en neemt de EENS toe van 2,1 GWh naar 49,8 GWh. Het verschil kan worden verklaard door een grote afname in productievermogen en flexibele middelen in de Monitor ten opzichte van de ERAA voor Nederland. Volgens de laatste prognoses op basis van de door producenten opgegeven data, staat er in 2033 niet 16,3 GW, maar 12,4 GW aan gasvermogen. Verder wordt er in de ERAA-investeringsmodule (EVA) voor 2033 nog een additionele 2,4 GW aan vraagresponscapaciteit bijgebouwd, die in de aannames van het scenario in dit rapport niet terugkeren, hier ligt een nieuwe analyse aan ten grondslag van huidige vraagrespons. Tenslotte is er van een aanzienlijk lagere batterijcapaciteit uitgegaan, namelijk 7,2 GW in plaats van 14,6 GW (ENTSO-E, 2023).

4.1.4 Gevoeligheidsanalyse verminderd flexibel inzetbaar vermogen

Evenals in de vorige editie van de Monitor is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met een vermindering van het opgestelde gasvermogen in

Nederland. Tabel 4-4 laat het resultaat van de gevoeligheidsanalyse zien. Het resultaat toont aan dat wanneer minder gasvermogen in Nederland beschikbaar zal zijn dan in het hoofdsenario wordt verwacht, dit duidelijke gevolgen heeft voor de leveringszekerheid. Een afname van 1,6 GW gasvermogen in 2030 leidt tot een toename van de LOLE van 1,4 naar 2,6 uur per jaar, en een toename van EENS van 2,2 naar 5,5 GWh per jaar. Het resultaat laat echter ook zien dat het systeem nog een zekere veerkracht heeft in 2030. Zelfs met een afname van 1,6 GW, ruim 10% van het thermische vermogen, wordt de LOLE-norm vooralsnog niet overschreden.

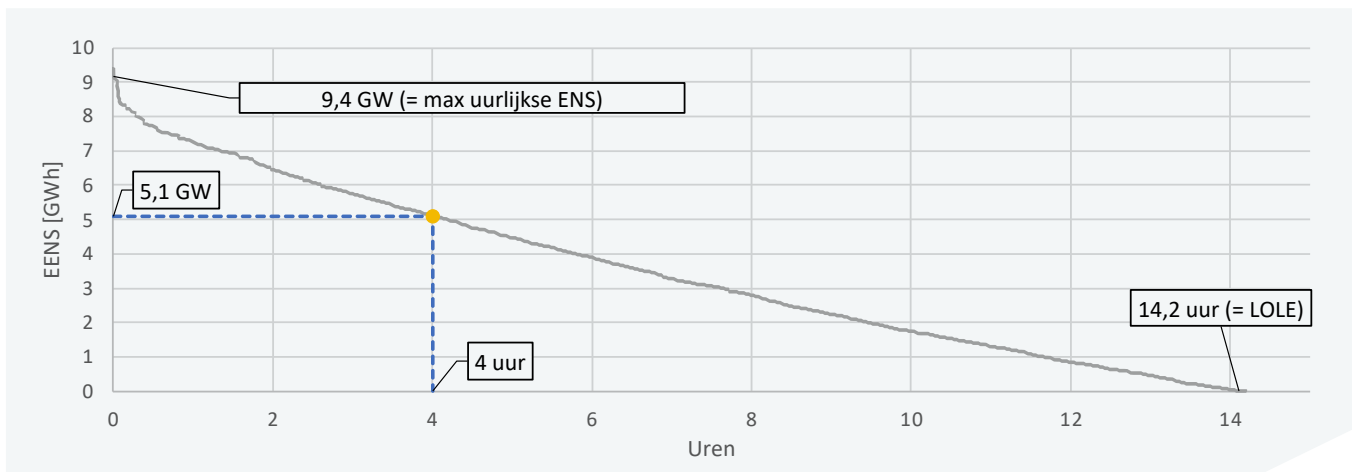
Om te bepalen wat de waarschijnlijkheid is van het verlaten van eenheden uit de markt, zoals in deze gevoeligheidsanalyse verondersteld, kan worden gekeken naar de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck (zie sectie 4.2). Een toetreding in gasvermogen is natuurlijk ook mogelijk, maar gezien de extra benodigde investeringskosten en vrij grote onzekerheden zijn de kansen hierop wat kleiner. Wel is het goed mogelijk dat de capaciteit voor industriële vraagrespons hoger uitvalt: in de scenario's wordt namelijk aangenomen dat niet de volledige verwachte potentie ter beschikking komt. De daadwerkelijk gerealiseerde vraagrespons is echter zeer onzeker. Een lager dan verwachte vraagrespons capaciteit zal dezelfde effecten hebben op de leveringszekerheid indicatoren als verminderd gasvermogen.

4.1.5 Analyse LOLE/EENS curve

Waar de gevoeligheidsanalyse kijkt naar een verlaagde aanname van Nederlandse productiecapaciteit, kan voor de impact van toevoegingen van productiecapaciteit worden gekeken naar de geaggregeerde LOLE/EENS curve zoals weergegeven in figuur 4-7. Deze curve geeft

Tabel 4-4: Resultaten voor de gevoeligheidsanalyse voor verminderd inzetbaar vermogen.

	LOLE [uur per jaar]	EENS [GWh per jaar]
Basis 2030	1,4	2,2
verminderd NL gasvermogen 2030 (-1,6 GW)	2,6	5,5



Figuur 4-7: Geaggregeerde LOLE/ENS curve voor alle Monte-Carlo modeliteraties voor steekjaar 2033. De curve beschrijft alle uren met tekorten. In ieder punt op de curve is af te lezen in hoeveel uren per jaar gemiddeld tekorten voorkomen van een bepaald grootte. In het voorbeeld op de gele stip wordt weergegeven dat in gemiddeld 4 uur per jaar de tekorten verder oplopen dan 5,1 GW. De oppervlakte onder de curve is gelijk aan de totale jaarlijkse EENS (49,8 GWh), het maximum op de X-as is gelijk aan de LOLE (14,2 uur), het maximum op de y-as is de maximale uurlijkse ENS (9,4 GW).

inzicht in de impact van toevoegingen van firm¹⁰ capaciteit op de LOLE en EENS. De grafiek toont hoeveel uren per jaar gemiddeld een bepaalde hoeveelheid EENS voorkomt voor steekjaar 2033. Deze grafiek kan als indicatie gebruikt worden voor de hoeveelheid capaciteit die moet worden toegevoegd om de LOLE naar beneden te brengen. Zo zou circa 5 GW aan firm opwekcapaciteit of vraagresponso de LOLE terug kunnen brengen van 14,2 naar 4 uur per jaar. Hierbij moet benadrukt worden dat dit slechts een versimpelde indicatie is. Ten eerste is in de praktijk de toegevoegde capaciteit niet altijd volledig beschikbaar en zijn dus niet volledig firm. Batterijen hebben een beperkte opslagcapaciteit en zullen daardoor slechts enkele uren volledig beschikbaar zijn. Maar ook thermische productiecapaciteit zal niet volledig beschikbaar zijn door ongeplande uitval. Ten tweede zijn uren niet onafhankelijk van elkaar, zo kan bijvoorbeeld slechts een gedeelte van het vermogen tekorten oplossen door in andere uren bijvoorbeeld batterijen te kunnen laden.

4.1.6 Gevoeligheid verminderd buitenlands vermogen

De gevoeligheidsanalyse van verminderd buitenlands vermogen toont aan dat ook onzekerheden in het

opgestelde vermogen in het buitenland een impact hebben op de leveringszekerheid in Nederland. In deze gevoeligheidsanalyse is 6,5 GW aan Duits gasgestookt vermogen uit het systeem gehaald in het 2030 basisscenario. Ditzelfde vermogen was in de ERAA juist toegevoegd aan de hand van de daarin gehanteerde investeringsmodule. De gevoeligheidsanalyse toont het effect op de Nederlandse leveringszekerheid wanneer de verwachte investeringen door de markt in het buitenland niet gerealiseerd worden door bijvoorbeeld onzekerheid voor marktpartijen, tegenvallende marktprijzen relatief tot de aannames in de ERAA of inefficiënties van de markt.

Uit de resultaten zoals weergegeven in tabel 4-5 wordt zichtbaar dat de vermindering van beschikbare opwekcapaciteit in Duitsland leidt tot een verhoging van LOLE in 2030 van 1,4 naar 2,0 uur per jaar. De EENS neemt door de vermindering van gasvermogen toe van 2,2 naar 3,0 GWh per jaar. Ondanks dat het om een stuk grotere vermindering van het vermogen gaat dan bij de gevoeligheidsanalyse voor Nederland, is de impact op de leveringszekerheid beperkt. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat ten tijde van Duitse tekorten Nederland en andere landen in de meeste

¹⁰ Met firm capaciteit wordt hier flexibiliteit bedoeld, aan vraag, aanbod of opslagzijde, die ten alle tijde compleet ter beschikking staat. Voor niet-firm capaciteit kan worden bepaald in welke mate dit geldt, zo kan bijvoorbeeld 80% van een bepaalde capaciteit als firm worden beschouwd als het gemiddeld 80% van vermogen wordt ingezet tijdens tekorten. De firm capaciteit van zon en wind ligt veel lager dan dat van gasvermogen.

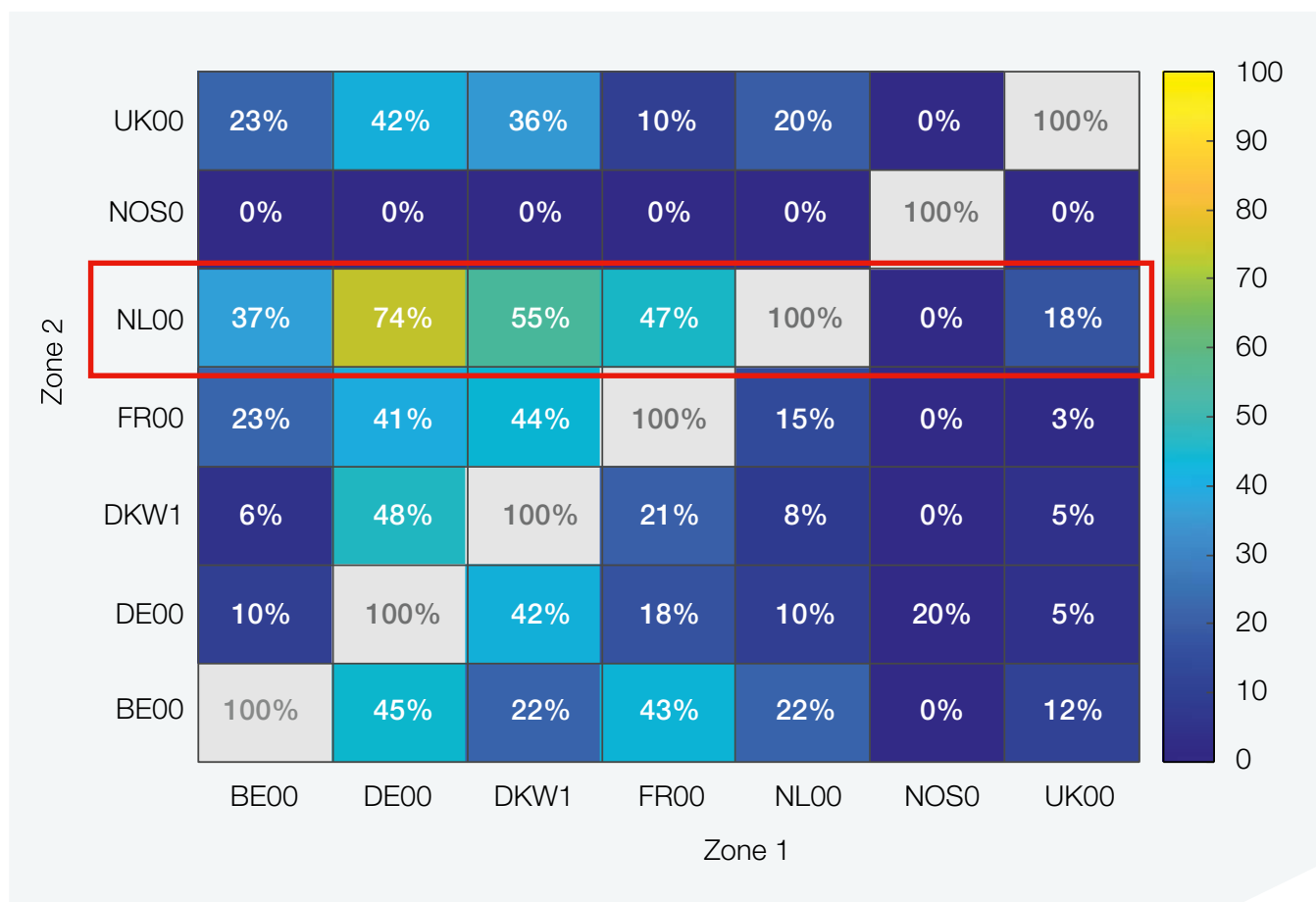
gevallen zelf geen tekorten hebben. Zoals te zien in figuur 4-8 heeft Nederland in 2030 maar in 10% van de uren met tekorten in Duitsland zelf ook tekorten. Vanwege de local matching constraint in de marktkoppeling (zie bijlagesectie B 1.4) zal een land niet meer exporteren dan wat het kan zonder zelf tekorten op te lopen. In dit geval heeft verminderd vermogen in Duitsland daardoor relatief weinig impact op Nederland. Wanneer Nederland echter vaker zelf tekorten heeft, kunnen tekorten ook sneller toenemen door verslechtingen in de balans in het buitenland.

4.1.7 Analyse importafhankelijkheid

Deze importafhankelijkheidsanalyse beschrijft een hypothetische situatie waarin Nederland niet verbonden is met andere biedzones en onafhankelijk opereert onder dezelfde scenario aannames. Hieruit blijkt dat in de scenario's voor 2028 0,2 GW, in 2030 5,0 GW en in 2033 8,4 GW aan vermogen ontbreekt om een geïsoleerd systeem te kunnen bedienen op de leveringszekerheidsnorm van 4 uur per jaar (zie tabel 4-6). Voor dit vermogen is Nederland dus afhankelijk van buitenlands vermogen. Deze importafhankelijk-

Tabel 4-5: Resultaten gevoeligheidsanalyse verminderd Duits gasvermogen.

Scenario	LOLE [uur per jaar]	EENS [GWh per jaar]
Basis 2030	1,4	2,2
verminderd DE gasvermogen (-6,5 GW) 2030	2,0	3,0



Figuur 4-8: Percentage van de LOLE-uren in zone 2 dat tegelijkertijd plaatsvindt met tekorten in zone 1. Voor Nederland geeft de rij NL00 aan in welk deel van de LOLE-uren ook sprake was van LOLE in de andere weergegeven landen. Als voorbeeld was in 74% van de uren met tekorten in Nederland, ook sprake van tekorten in Duitsland, andersom was slechts in 10% van uren met tekorten in Duitsland ook sprake van tekorten in Nederland.

heidsanalyse heeft weinig betekenis voor de daadwerkelijk benodigde capaciteit, er zijn dan ook grote verschillen in LOLE en EENS tussen de tekorten in simulaties met en zonder interconnectiecapaciteit. Zo zouden in 2030 de tekorten oplopen tot een LOLE van 626 uur met een EENS van 1,1 TWh uur bij afwezigheid van interconnectiecapaciteit, dit zijn extreme tekorten. Over het algemeen kan worden geconcludeerd dat Nederland energetisch niet onafhankelijk is en dat dit ook zeer lastig en waarschijnlijk onwenselijk en onhaalbaar zou zijn om te bewerkstelligen voor situaties na 2028.

Tabel 4-6: Missing capacity en vermogensoverschotten voor een hypothetisch geïsoleerd Nederlands elektriciteitssysteem.

Steekjaar	Missing Firm Capacity voor een geïsoleerd systeem [MW]*
2028	159
2030	4984
2033	8420

* De genoemde vermogens moeten aan het geïsoleerde systeem toegevoegd moet worden om de LOLE-norm van 4 uur per jaar te behalen. Negatieve getallen beschrijven capaciteitsoverschotten, maar daar is in geen van de scenario's sprake van.

De bijdrage van import aan leveringszekerheid kan verder worden onderzocht aan de hand van de capaciteitsfactoren voor de verschillende grensverbindingen. Deze kunnen worden berekend door te bepalen hoeveel vermogen gemiddeld gebruikt wordt voor import naar Nederland ten tijde van tekorten. Dit geeft een indruk van de bijdrage van verschillende interconnectoren voor leveringszekerheid.

Tabel 4-7 geeft een overzicht van deze bijdrage van de interconnectoren. De interconnectiecapaciteit wordt ondanks de tekorten niet volledig ingezet. Hiervoor zijn meerdere redenen. Ten eerste zijn binnen het concept van flow-based marktkoppeling alle landen in competitie voor het gebruik van interconnectiecapaciteit, omdat de import en export uit meerdere landen invloed kunnen hebben op dezelfde netwerkverbindingen. De maximale interconnectiecapaciteit wordt daardoor zelden in zijn geheel ingezet. Ten tweede, zoals weergegeven in figuur 4-8 en ook eerder aangestipt in paragraaf 4.1.5, is er tussen Nederland en sommige andere landen een relatief grote gelijktijdigheid van tekorten. Naast competitie voor interconnectiecapaciteit is er dus ook competitie voor schaarse capaciteit om tekorten op te vullen. In situaties met tekorten zullen deze landen een beperkte bijdrage kunnen leveren aan het oplossen van Nederlandse tekorten.¹¹ Desalniettemin is de bijdrage van de interconnectiecapaciteit belangrijk voor leveringszekerheid.

Tabel 4-7: Bijdrage uitwisselingscapaciteit in situaties met schaarste voor 2030 en 2033.

Steekjaar	Maximale uitwisseling[MW]	Gemiddelde bijdrage tijdens ENS [MW]*	% van maximale uitwisseling
2030	13033	1512	12%
2033	15634	3320	21%

* bijdrage van interconnectiecapaciteit wordt berekend door de gemiddelde inzet te berekenen in uren waarin Nederland tekorten heeft. Dat geeft nog geen volledig beeld over de bijdrage van interconnectoren voor leveringszekerheid, omdat dit geen informatie geeft over de uren waarin de interconnectiecapaciteit voorkomen heeft dat er ENS optrad.

¹¹ Belangrijk om te vermelden is dat bij gelijktijdige tekorten de tekorten worden verdeeld volgens de regels bepaald in de zogenaamde adequacy patch. Deze regels bepalen (1) dat landen zonder binnenlandse tekorten geen tekorten kunnen worden toebedeeld en (2) tekorten zo worden verdeeld dat biedzones een zo gelijk mogelijk relatieve ENS toebedeeld krijgen, ofwel, een zo vergelijkbaar mogelijk percentage van hun elektriciteitsvraag verliezen. In deze Monitor wordt alleen het eerste deel expliciet gemodelleerd. Zie hiervoor bijlagesectie B 1.4 en de publieke beschrijving van het marktkoppelingsalgoritme Euphemia (NEMO committee, 2019, p. 40).

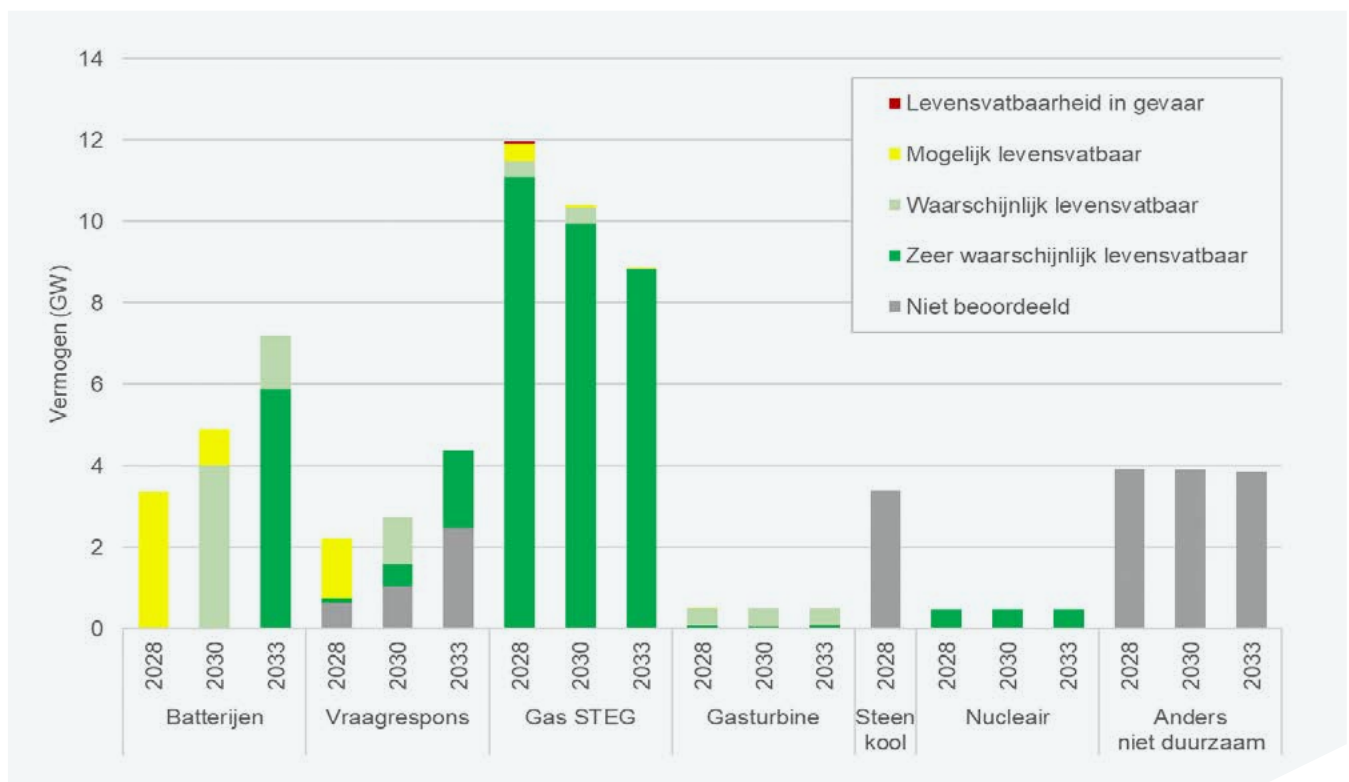


4.2 Economische levensvatbaarheidscheck

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de economische levensvatbaarheidscheck gepresenteerd.¹² Het belangrijkste doel van deze analyse is na te gaan of de veronderstelde capaciteit van elektriciteitscentrales, batterijen en vraagsturing in de scenario's van de Monitor waarschijnlijk en economisch levensvatbaar zijn. Als de capaciteit als niet levensvatbaar wordt beoordeeld, betekent dit dat een risico bestaat dat bestaande centrales vroegtijdig worden gesloten of dat veronderstelde investeringen niet zullen plaatsvinden, wat een additioneel risico voor de leveringszekerheid inhoudt.

In deze editie van de Monitor wordt een nieuwe methodologie voor de economische levensvatbaar-

heidscheck toegepast. Deze wordt in detail toegelicht in een onlangs gepubliceerd whitepaper (TenneT, 2024). In essentie is deze methodologie gebaseerd op het kwantificeren van een aantal belangrijke *value drivers (VD)* voor elk type capaciteit, die samen de totale jaarlijkse netto-inkomsten vertegenwoordigen, en het vergelijken van deze inkomsten met de geraamde vaste kosten. De mate waarin deze jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten kunnen dekken, bepaalt of de verschillende types capaciteit beoordeeld worden als 'zeer waarschijnlijk levensvatbaar', 'waarschijnlijk levensvatbaar', 'mogelijk levensvatbaar' of 'levensvatbaarheid in gevaar'. Meer details over de methodologie en aannames achter deze analyse zijn te vinden in bijlagesectie B 1.5.



Figuur 4-9: Economische levensvatbaarheidsresultaten van de veronderstelde capaciteiten per steekjaar, per technologie. De categorie 'batterijen' omvat zowel 2-uurs als 4-uurs batterijen. 'Vraagrespons' omvat industriële afschakeling (beoordeeld), evenals flexibiliteit van warmtepompen en elektrische vervoer (niet beoordeeld). Steenkool wordt niet beoordeeld omdat de wet verbod kolen voor elektriciteitsproductie inzet van kolen voor elektriciteitsproductie per 1-1-2030 verbiedt. 'Ander niet hernieuwbaar' omvat WKK-installaties in de glastuinbouw aangesloten op lagere spanningsniveaus, industriële 'must-run' WKK-centrales, afvalverbrandingsinstallaties en installaties geïnstalleerd bij o.a. ziekenhuizen en universiteiten.

¹² 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 de capaciteiten waarvan in de scenario's wordt uitgegaan, zonder dat de capaciteiten daadwerkelijk worden 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).

4.2.1 Overzicht resultaten economische levensvatbaarheidscheck

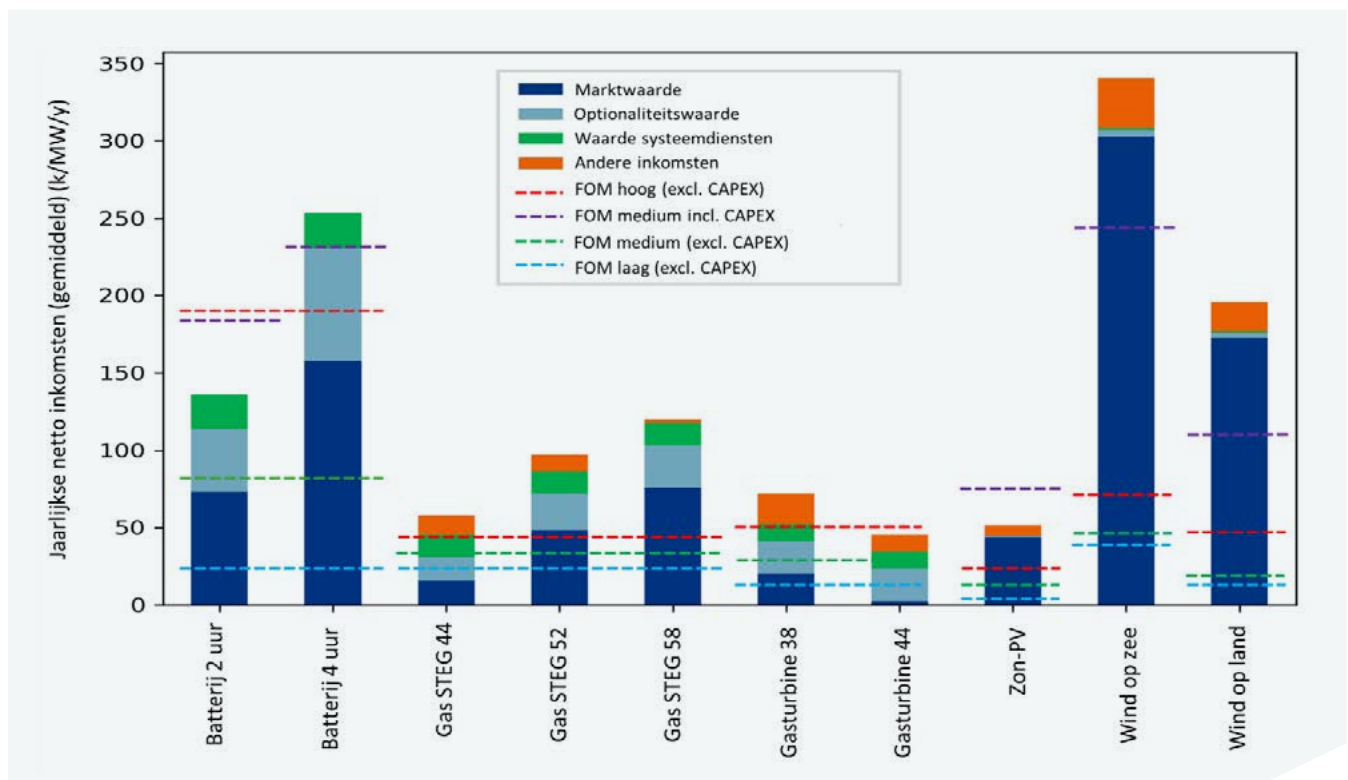
Figuur 4-9 toont het resultaat van de economische levensvatbaarheidscheck voor geselecteerde sleuteltechnologieën voor de drie steekjaren. Samengevat laten de resultaten van deze analyse het volgende zien:

- Bijna alle thermische capaciteit is ‘waarschijnlijk levensvatbaar’ of ‘zeer waarschijnlijk levensvatbaar’ over de gehele geanalyseerde horizon, met uitzondering van een relatief kleine hoeveelheid (~500 MW) gas capaciteit in 2028.
- (nieuwe) Batterijcapaciteit vertoont enige risico’s qua economische levensvatbaarheid in 2028. Het is dus geen gegeven dat in 2028 de veronderstelde batterijcapaciteit zal zijn gerealiseerd. Wel verbetert de economische levensvatbaarheid in latere jaren en tegen 2033 is de veronderstelde (hogere) hoeveelheid batterijcapaciteit (zeer waarschijnlijk) wél levensvatbaar.

- vraagresponscapaciteit vertoont ook enige risico’s voor de levensvatbaarheid in 2028, hoewel dit in de loop van de tijd ook verbetert.

4.2.2 Analyses per technologie

Om deze resultaten te begrijpen, is het nuttig om te kijken naar de onderliggende value drivers voor elke technologiegroep en hoe deze zich verhouden tot de geschatte vaste kosten (Figuur 4-10). De waarde van duurzame energiebronnen zoals wind- en zonne-energie wordt bijna volledig bepaald door de intrinsieke marktwaarde (d.w.z. inkomsten uit de verkoop van elektriciteit), met aanvullende inkomsten uit Garanties van Oorsprong (GvO’s) en ondersteunende diensten. Deze blijken hun vaste kosten grotendeels te dekken, zelfs als rekening wordt gehouden met kapitaaluitgaven, ook wel *Capital Expenditures* (CAPEX).¹³



Figuur 4-10: Specifieke (genormaliseerd per MW) gemiddelde jaarlijkse netto-inkomsten per categorie value driver voor geselecteerde technologieën, gemiddeld over alle centrales per categorie voor het steekjaar 2028. De horizontale lijntjes tonen het bereik van de FOM-schattingen en voor sommige technologieën ook de CAPEX op jaarbasis. Merk op dat de feitelijke evaluatie per eenheid wordt uitgevoerd op basis van het mediane resultaat (niet het gemiddelde), deze figuur dient alleen ter illustratie.

¹³ Voor zon-PV kunnen we geen gedetailleerde evaluatie uitvoeren, omdat er veel soorten zon-PV zijn (bijv. residentiële daken, utiliteitschaal), allemaal met verschillende kosten, subsidies (e.g. SDE++, saldering) en business cases, waarmee we in deze globale analyse geen rekening kunnen houden.



De waarde van thermische gascentrales is niet beperkt tot de intrinsieke marktwaarde, maar wordt ook bepaald door andere factoren, zoals inkomsten uit ondersteunende diensten, de verkoop van warmte/stoom (voor WKK-centrales) en extrinsieke waarde (optionaliteit).¹⁴ Al deze factoren samen zorgen ervoor dat de meeste centrales hun geschatte vaste kosten kunnen dekken. Toch zijn er een aantal eenheden ter waarde van 1,6 GW die de markt verlaten tussen 2030 en 2033, zoals aangegeven door producenten. Redenen hiervoor kunnen zijn dat producenten een andere inschatting hebben gemaakt of er bepaalde hoge kosten worden verwacht in deze jaren. Dit is gezien de leeftijd van deze eenheden niet onwaarschijnlijk omdat het eenheden betreft van tussen de 33 en 56 jaar.

De waarde van batterijen wordt bepaald door de intrinsieke waarde, de optiewaarde en de inkomsten uit ondersteunende diensten, die leiden tot een van de hoogste gemiddelde inkomsten van alle technologieën. Desondanks vertonen de veronderstelde batterijcapaciteiten enkele risico's met betrekking tot levensvatbaarheid, met name voor het steekjaar 2028. De belangrijkste oorzaken hiervoor zijn de hogere vaste kosten in vergelijking met andere technologieën en onzekerheden in de inkomsten uit batterijen. Wat de vaste kosten betreft, zijn de vaste bedrijfs- en onderhoudskosten (*Fixed Operation and Maintenance costs*, FOM) voor batterijen hoger dan bij andere technologieën, aangezien batterijen aangesloten op het hoogspanningsnet naar verwachting circa 60 €/kW/j aan nettatarieven zullen moeten betalen,¹⁵ naast de reguliere FOM van ~20 €/kW/j. Wanneer ook de investeringskosten op jaarbasis (inclusief een voor risico gecorrigeerd rendement) in beschouwing worden genomen, nemen de vaste kosten nog verder toe. Het is voor batterijen een goede aanname deze investeringskosten mee te nemen, omdat het overgrote van deze batterijen nog niet is gebouwd en deze kosten ook meegenomen

zullen worden voor een investeringsbeslissing. De levensvatbaarheid voor bestaande eenheden ligt dus over het algemeen hoger dan de levensvatbaarheid van nieuwe eenheden. Vergelijken met de andere technologieën zal een aanzienlijk deel van de waarde van batterijen naar verwachting voortkomen uit arbitrage op de intraday- en balanceringsmarkten, waar de prijzen doorgaans hoger en volatieler zijn. Deze arbitrage en volatilititeit zijn geen onderdeel van de modelberekeningen en hoewel hiervoor gecompenseerd is met enkele ex-post correcties (zie bijlagesectie B 1.5), zullen de inkomsten van batterijen intrinsiek volatieler zijn dan andere technologieën en moeilijker te kwantificeren. Tegelijkertijd heeft TenneT ongeveer 70 GW aan nieuwe aansluitingsaanvragen voor batterijen, dit geeft enig vertrouwen in de veronderstelde toekomstige hoeveelheid batterijcapaciteit.¹⁶

Wat industriële vraagrespons betreft, hangt de levensvatbaarheid sterk af van de veronderstelde FOM kosten waarover zeer beperkt gegevens beschikbaar zijn. Uit een afzonderlijke nog niet gepubliceerde analyse van TenneT blijkt echter dat de hoeveelheid vrijwillige vraagrespons in de markt lijkt toe te nemen, mogelijk als reactie op de extreme prijsvolatilititeit tijdens de energiecrisis van 2022.

Merk op dat in het streefjaar 2033 alle capaciteit waarschijnlijk of zeer waarschijnlijk levensvatbaar wordt bevonden. Deze toename in levensvatbaarheid wordt voornamelijk veroorzaakt door hogere elektriciteitsprijzen die het resultaat zijn van de toegenomen schaarste,¹⁷ een (verondersteld) stijgend marktprijsplafond en tot op zekere hoogte hogere brandstof- en koolstofprijzen. Met deze hogere prijzen zou er mogelijk een positieve business case zijn voor extra marktgedreven investeringen boven op de capaciteiten waarvan in de scenario's wordt uitgegaan. Dergelijke extra investeringen zijn in deze analyse verder niet in beschouwing genomen.

14 Extrinsieke waarde vertegenwoordigt alle extra waarde die kan worden afgeleid van een centrale als gevolg van volatilititeit en onzekerheid in de prijzen voor energie, brandstof en emissies die in de loop van de tijd. Dit wordt in detail uitgelegd in de whitepaper.

15 De waarde van 60 €/kW/j is gebaseerd op de nieuwe nettatarieven voor 2024 op het hoogspanningsnet (165 k€/MW), ervan uitgaande dat de batterij een tariefverlaging van circa 65% krijgt door te kiezen voor een tijdsduurgebonden transportrecht (ATR85) zoals voorgesteld door TenneT en in overweging bij ACM, en effectief gebruik maakt van dynamische tijdsafhankelijke transport-tarieven voor de kWmax component. Merk op dat er geen verlaging van de batterij-inkomsten wordt toegepast als gevolg van capaciteitsbeperkingen van TenneT die onder zo'n ATR85 contract worden toegepast, maar interne schattingen schatten dit op niet meer dan 5% van de totale jaarlijkse inkomsten.

16 Een verzoek om netaansluiting geeft niet noodzakelijkerwijs aan dat een nieuwe installatie levensvatbaar zou zijn en geeft geen zekerheid van de daadwerkelijke bouw van deze batterijcapaciteit, maar het suggereert wel dat er aanzienlijke belangstelling van marktpartijen is om ten minste te overwegen in batterijen te investeren.

17 Hierbij moet de kanttekening geplaatst worden dat de leveringszekerheidsnorm (LOLE) in dit scenario overschreden wordt.



4.2.3 Gevoeligheidsanalyses

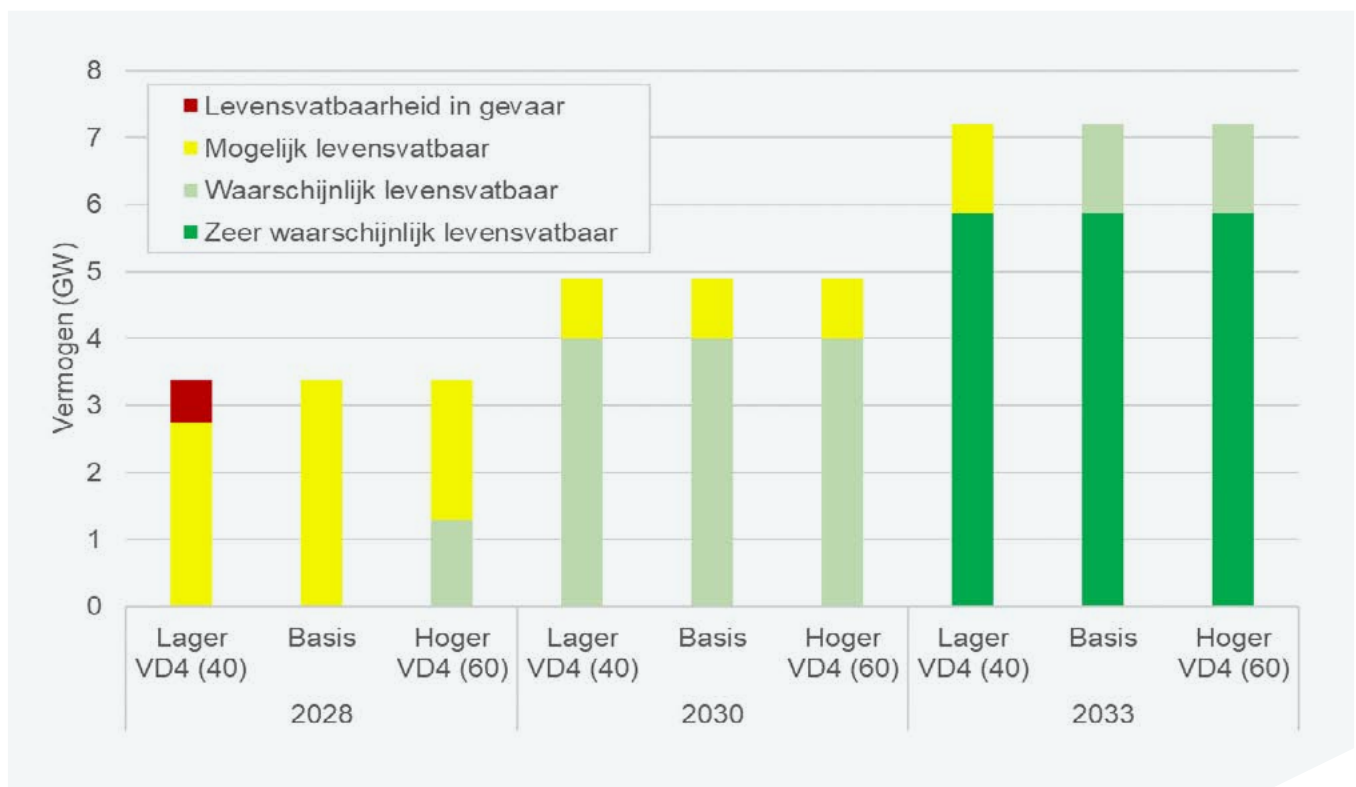
Om de robuustheid van de resultaten te controleren, is een aanvullende gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op twee belangrijke parameters:

- Voor batterijen is het niveau van value driver 4 (VD4) ('optionaliteitswaarde uurlijkse vorming') gevarieerd van de basisaanname (50 €/MWh) naar een lager (40 €/MWh) en hoger niveau (60 €/MWh) om de gevoeligheid van de levensvatbaarheid voor deze aanname te controleren. (De eerdergenoemde correctie op de modelresultaten om te compenseren voor de in werkelijkheid hoger haalbare day-ahead en intraday prijsdelta's, zijn in deze value driver meegenomen.)
- Voor thermische centrales is het aangenomen niveau van de extrinsieke waarde opbrengst voor value driver 2 (VD2) ('optionaliteit van standaardproducten') gevarieerd van de basisaanname (25%) naar een lager niveau (0%) en een hoger niveau (50%) om de invloed van onzekerheden over deze waarde op de resultaten te begrijpen.

De resultaten van de gevoeligheidsanalyse laten zien dat de levensvatbaarheid van batterijen in steekjaar 2028 sterk afhankelijk is van de haalbare prijsdelta,

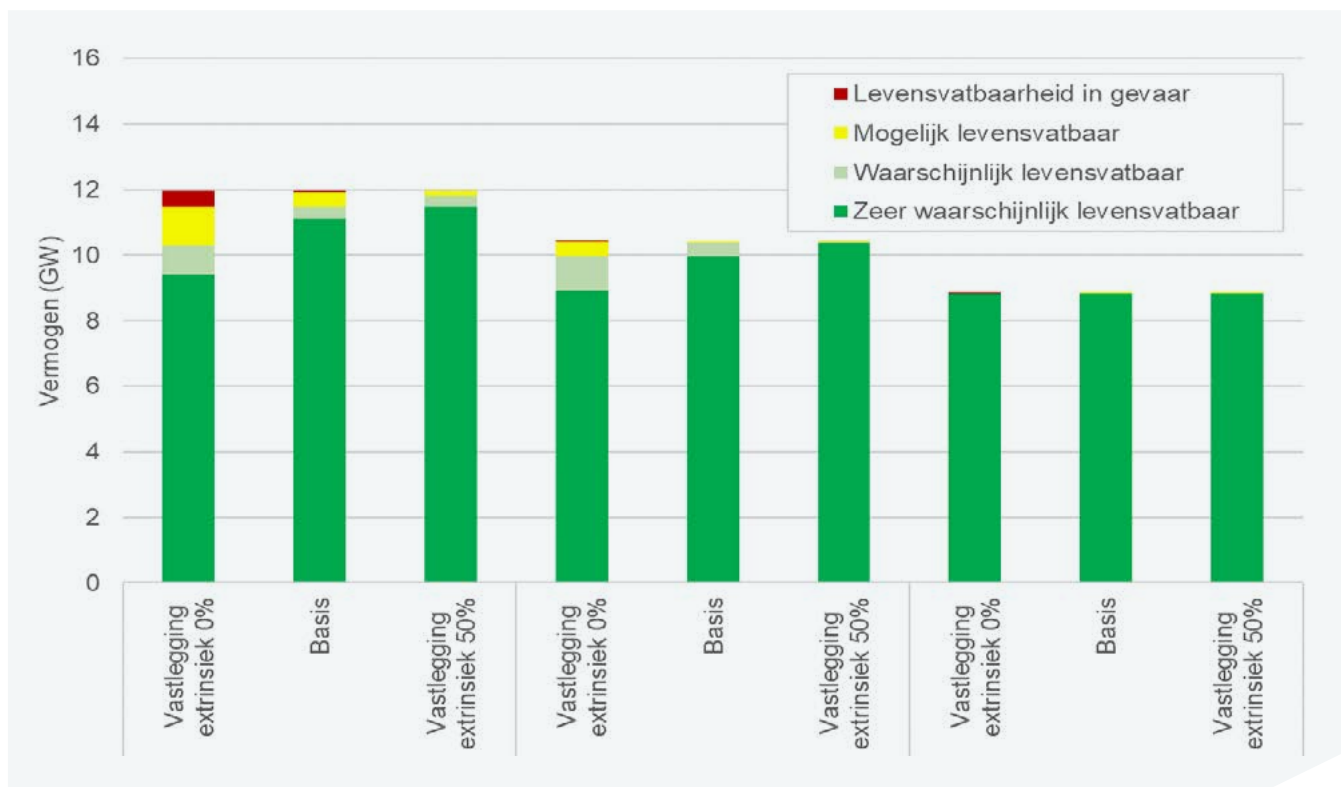
waarbij een verhoging van slechts ~10 €/MWh bijna de helft van de veronderstelde batterijcapaciteit van 'mogelijk levensvatbaar' naar 'waarschijnlijk levensvatbaar' verschuift, terwijl een verlaging tot verslechterde levensvatbaarheidsresultaten leidt (Figuur 4-11). Uiteindelijk zal de levensvatbaarheid van batterijen afhangen van: (i) de haalbare prijsdelta's, met name op day-ahead, intraday en balanceringsmarkten, (ii) het terugdringen van de FOM door het kiezen voor een tijdsduurgebonden transportrecht (ATR85) en optimalisatie van het batterijgebruik met betrekking tot tijdsafhankelijke transporttarieven, (iii) kostenreducties voor de investeringen (CAPEX), en (iv) het verwachte investeringsrendement.

Voor thermische centrales laten de resultaten van de gevoeligheidsanalyse ook zien dat extrinsieke waarde een belangrijke rol speelt voor de levensvatbaarheid, voor met name de oudere stoom- en gasturbine centrales (STEG's) met minder intrinsieke waarde (Figuur 4-12). Echter, de resultaten laten ook zien dat zelfs zonder extrinsieke waarde opbrengst, het overgrote deel van de centrales nog voldoende inkomsten uit andere bronnen kunnen genereren (intrinsieke waarde, warmte/stoom, ondersteunende



Figuur 4-11: Gevoeligheidsresultaten voor de levensvatbaarheid van batterijen met lagere (40 €/MWh) en hogere (60 €/MWh) aannames voor value driver 4 (VD4) (optionaliteitswaarde uurlijkse vorming) voor batterijen dan de basiswaarde (50 €/MWh).





Figuur 4-12: Gevoeligheidsresultaten voor levensvatbaarheid van gas STEG-centrales uitgaande van lagere (0%) en hogere (50%) vastlegging van extrinsieke waarde van VD2 (optionaliteit standaardproducten) vergeleken met de basiswaarde (25%).

diensten) om tenminste ‘waarschijnlijk levensvatbaar’ te zijn. Dit toont dat de levensvatbaarheidsresultaten slechts beperkt afhankelijk zijn van de benadering die wordt gebruikt om value driver 2 te kwantificeren.¹⁸ Hiermee is ook aangetoond dat de risico’s op een lager dan geraamd productievermogen van gascentrales, waarvoor de leveringszekerheid is beoordeeld in een gevoeligheidsanalyse, niet erg groot zijn en de inschatting hiervan robuust is.

4.3 Conclusie leveringszekerheidsrisico’s

In deze editie van de Monitor Leveringszekerheid is naar voren gekomen dat in 2030 leveringszekerheidsrisico’s nog duidelijk binnen de 4 uren norm vallen. Hiermee is een verbetering te zien ten opzichte van de vorige editie van de Monitor, dankzij een toename van het buitenlandse productievermogen, zoals deze in de ERAA is toegepast, en ondanks dat de

verwachtingen met betrekking tot de investeringen in batterijcapaciteit voor 2028 en 2030 naar beneden zijn bijgesteld.

In 2033 stijgt het aantal uren met tekorten echter tot ruim boven de norm. Deze trend wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door een toenemende elektriciteitsvraag, die ook ten opzichte van vorige edities van de Monitor naar boven is bijgesteld, in combinatie met een afname in het verwachte beschikbare gasvermogen. ERAA geeft dezelfde trend weer, hoewel het wel uitkomt op lagere tekorten doordat ook ten opzichte van de ERAA een aantal aannames tot een verslechtering leiden.

Belangrijke onzekerheden voor de LOLE en EENS zijn de investeringen in het buitenland, de vraag of binnenlands gasvermogen in de markt blijft opereren,

¹⁸ De economische levensvatbaarheidscheck houdt geen rekening met de eventuele ombouw van bestaande (gas)centrales naar koolstofarme alternatieven (bijv. waterstof) om de klimaatdoelstellingen te halen. Zolang beleids- en regelgevende interventies echter niet verhinderen dat deze centrales in de toekomst draaien (bijv. een verplichte sluiting), of hen dwingen om te werken met een economisch nadeel ten opzichte van internationale concurrenten (bijv. de invoering van een bijmengverplichting voor waterstof waardoor ze oneconomisch worden), kunnen ze nog steeds bijdragen aan de leveringszekerheid. Vanaf het moment dat extra investeringen nodig zijn om centrales om te bouwen, wat waarschijnlijk dat dit voor 2035 moet plaatsvinden, zal dit beeld er anders uit gaan zien.

de hoeveelheid batterijcapaciteit die zal worden bijgebouwd, hoe sterk de elektriciteitsvraag zich zal ontwikkelen en welk deel daarvan flexibel zal kunnen reageren op prijsprikkels. Door middel van gevoeligheidsanalyses is de impact van de onzekerheid in het opgestelde gasvermogen in Nederland en Duitsland getest voor het steekjaar 2030. Hieruit blijkt dat de leveringszekerheidsindicatoren enige gevoeligheid vertoont voor zowel de ontwikkelingen in Nederland als in het buitenland, hoewel de gevoeligheid voor het gasvermogen in Duitsland beperkt is. Dat het buitenland desalniettemin een belangrijke bijdrage levert aan de leveringszekerheid in Nederland blijkt uit de uitwisselingen met andere biedzones, ook al wordt de beschikbare interconnectiecapaciteit niet altijd maximaal benut vanwege gelijktijdige tekorten. Gevoeligheid voor de batterijcapaciteit en veranderingen van de vraag zijn niet expliciet onderzocht maar kunnen wel een aanzienlijk effect hebben op het daadwerkelijk behaalde niveau van leveringszekerheid, zoals is aangetoond in de vorige editie van de Monitor.

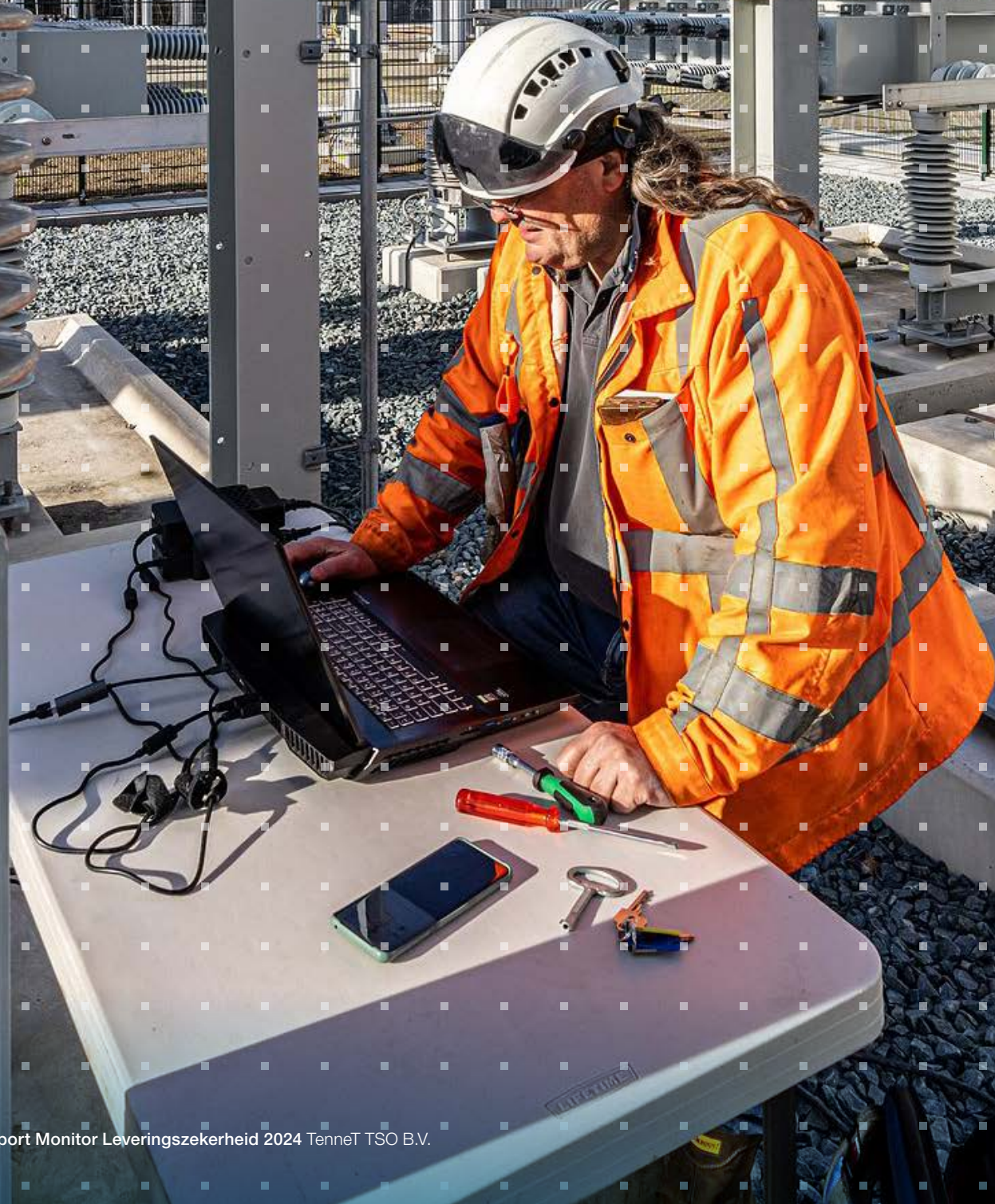
De vernieuwde economische levensvatbaarheidscheck heeft laten zien dat op basis van de verwachte marktomstandigheden, kosten en inkomstenbronnen, er geen reden is om aan te nemen dat additionele risico's zijn voor de leveringszekerheid in verband met de sluiting van extra gasvermogen, boven op de sluiting tussen 2030 en 2033 van circa 1,6 GW gasvermogen met hoge leeftijd tussen 33-56 jaar. Ook laat de analyse zien dat het aangenomen batterijvermogen voor 2033 waarschijnlijk rendabel zal zijn. Voor het batterijvermogen geldt echter dat de onzekerheden groter zijn, wat blijkt uit de gevoeligheid voor de aannames over de inkomsten op de spot- en balanceringsmarkten.

Naast de eerdergenoemde onzekerheden voor de leveringszekerheid, zijn belangrijke factoren voor de daadwerkelijke tekorten in een specifiek jaar de ongeplande uitval van eenheden en weercondities. De spreiding over klimaatjaren laat zien dat de weercondities het verschil kunnen maken tussen een jaar met aanzienlijke tekorten en een jaar zonder tekorten. Zelfs in 2033 zijn er nog een groot aantal klimaatjaren zonder tekorten, terwijl de LOLE ruim boven de norm ligt. Hetzelfde geldt ook, zij het in minder mate, voor uitvalscenario's. Hiervoor geldt dat hoe groter de gemiddelde tekorten binnen een klimaatjaar zijn, hoe groter de impact van de ongeplande uitval is. Dit betekent hoe meer het systeem zich op een kritisch punt bevindt, hoe gevoeliger het wordt voor deze onzekerheden.¹⁹ Het is belangrijk te benadrukken dat tekorten hierdoor ruim onder en boven de verwachtingswaarde kunnen uitvallen en de daadwerkelijk behaalde geen aanleiding zijn voor maatregelen.

¹⁹ De beschikbaarheid van productiecapaciteit door onderhoud heeft niet hetzelfde effect, omdat onderhoud gepland wordt in situaties met weinig risico op tekorten.



5 Conclusies en advies



De resultaten van de analyse laten zien dat er op de korte tot middellange termijn (2028-2030) nog geen problemen zullen ontstaan voor de leveringszekerheid in Nederland. Echter, de resultaten voor de langere termijn (2033) laten zien dat er na 2030 met grote waarschijnlijkheid problemen voor de leveringszekerheid in Nederland ontstaan.

5.1 Conclusies

In Nederland, evenals in de meeste andere landen in Europa, is een ontwikkeling ingezet van verdere elektrificatie van de samenleving, een verdere afname van het operationeel thermisch vermogen en een toename van het aandeel duurzame opwek met variabele productie, waarmee het systeem in toenemende mate weersafhankelijk wordt. De combinatie van deze ontwikkelingen leiden op termijn tot een afname van de leveringszekerheid.

Tot en met 2030 blijft de leveringszekerheid in Nederland nog binnen de 4 uren LOLE-norm. Voor 2030 is er een verbetering ten opzichte van de vorige editie van de Monitor. Hoewel nationaal gezien de tekorten zijn toegenomen door een hogere vraag en vermindering van de beschikbare flexibiliteit, is er toch sprake van grotere leveringszekerheid door een verbetering van de situatie in de ons omringende landen van waaruit er daardoor een toenemende mogelijkheid voor ondersteuning ontstaat.

In steekjaar 2033 is er sprake van een duidelijke overschrijding van de leveringszekerheidsnorm tot een niveau van LOLE van ruim 14 uur. De reden daarvoor is de continuering van hierboven beschreven trend zowel in Nederland als in de ons omringende landen. Naar verwachting zal er een nog verdere toename van de elektriciteitsvraag optreden in combinatie met een afname van de hoeveelheid conventioneel regelbaar vermogen, en achterblijvende groei van vraagrespons, batterijen en nieuw CO₂-vrij regelbaar vermogen. Deze ontwikkeling leidt tot een grotere wederzijdse afhankelijkheid en risico's van de Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen.

De mate van overschrijding van de norm hangt nauw samen met de aannames voor de toename in elektriciteitsvraag en de beschikbare hoeveelheid flexibiliteit en regelbare capaciteit, bijvoorbeeld uit thermisch vermogen, batterijcapaciteit of beschikbare vraagsturing. Veel van deze aannames zijn onzeker.



Wel bevestigt de in deze Monitor Leveringszekerheid geïntroduceerde nieuwe economische levensvatbaarheidscheck, de beoordeling van economische levensvatbaarheid van capaciteitsbronnen in het elektriciteitssysteem, de hoge levensvatbaarheid van het bestaande gasvermogen en ook de aangenomen batterijcapaciteit in 2033.

5.2 Advies

De resultaten van de analyse geven TenneT geen aanleiding het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat te adviseren om voor de termijn tot en met 2030 maatregelen te treffen om de leveringszekerheid in Nederland te waarborgen.

Gezien de toename van leveringszekerheidsrisico's na 2030 is het van belang dat er wel tijdig actie wordt ondernomen om te verzekeren dat de markt tijdig voldoende flexibiliteit aan de vraag- en aanbodzijde kan realiseren om de leveringszekerheid te blijven waarborgen. TenneT adviseert daarom om een uitvoeringsplan, als bedoeld in de Europese Verordening 2019/943 (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019), te ontwikkelen en te implementeren. De mogelijke beleidsmaatregelen in het uitvoeringsplan moeten erop gericht zijn om binnen de kaders van de Nederlandse energy-only markt stimulansen te bieden voor behoud van bestaand en totstandkoming van nieuw regelbaar productievermogen, vraagsturing en opslag.

TenneT adviseert voor het opstellen van het uitvoeringsplan een integrale blik op de marktordening te werpen, waarbij niet alleen gedacht moet worden aan het toevoegen van sturingsmiddelen maar ook het overwegen van het wegnemen van marktverstoringen. In bijlage 3 wordt een beschrijving gegeven van het relevante kader en een aantal mogelijke beleidsopties voor het uitvoeringsplan.

Vanwege de grotere wederzijdse afhankelijkheid en risico's van de Noordwest-Europese landen om aan hun leveringszekerheid te voldoen adviseert TenneT om de ontwikkelingen in buurlanden, ten aanzien van nieuwe nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van regelbaar vermogen, bijvoorbeeld extra buitenbedrijfstellingen van kolen- en gascentrales, nauwlettend te blijven volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix tussen landen af te stemmen.

Tenslotte adviseert TenneT de leveringszekerheid nadrukkelijk mee te nemen in de beleidskeuzes voor de verdere ontwikkeling van het energiesysteem na 2030, bijvoorbeeld als onderdeel van de uitwerking van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) (Rijksoverheid, 2023)

Bijlage 1 Methodologie



De Monitor Leveringszekerheid beschrijft de leveringszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem voor de komende jaren, in deze editie specifiek tot en met 2033. Zoals beschreven in hoofdstuk 2 bestaat dit proces uit een aantal stappen. Deze bijlage beschrijft voor een aantal van deze stappen hoe de analyse wordt uitgevoerd.

Aan de basis van dit rapport staan simulaties van de elektriciteitsmarkt in specifieke scenario's. Deze scenario's zijn beschreven in hoofdstuk 3. Een aantal details van de scenario's en de manier waarop en met welke data deze tot stand zijn gekomen, worden beschreven in bijlage 2.

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

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

B 1.1 Monte-Carlo marktsimulaties

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

Het weer is een belangrijke bron voor onzekerheid en variatie in de marktmodellen. Zo is elektriciteitsverbruik temperatuurafhankelijk en zijn de hoeveelheden beschikbare productie van wind- en zonne-energie afhankelijk van windkracht en zoninstraling. De weergegerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. Aan de hand van de PECD worden uurlijkse data gemaakt van de weersafhankelijke

parameters per marktgebied in Europa, op basis van historische weerdata over de periode 1982-2016 (35 klimaatjaren). Naast de elektriciteitsvraag en beschikbare wind en zon wordt daarbij ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden wat voor elektriciteitsproductie in waterkrachtcentrales (voornamelijk in het buitenland), afhankelijk van de regenval.

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

Voor de analyses worden de uitval- en weergegerelateerde onzekerheden gecombineerd. Ieder scenario wordt aan de hand van de Monte-Carlomethodiek gecombineerd met de verschillende klimaatjaren en met willekeurige trekkingen voor onvoorzien uitval van productie- en transportmiddelen. Na het doorrekenen van een groot aantal simulaties kan tenslotte een verwachtingswaarde en spreiding voor LOLE en EENS worden bepaald, door het combineren van de uitkomsten van alle individuele simulaties. Ieder scenario wordt doorgerekend met 35 klimaatjaren en ieder klimaatjaar met 15 verschillende uitvalscenario's voor de hoofdsenario's en 5 uitvalscenario's voor de gevoeligheidsanalyses.

B 1.2 Indicatoren en analyses

In deze studie worden als centrale indicatoren de Loss-of-Load Expectation (LOLE) en Expected Energy Not Served (EENS) gebruikt. De LOLE-indicator wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de leveringszekerheid van elektriciteits-



systemen. De tweede indicator is de Expected Energy Not Served (EENS), welke gezien kan worden als belangrijke aanvulling op de LOLE om de grootte van tekorten aan te kunnen geven. Daarnaast wordt de indicator missing capacity gebruikt om een indicatie te geven van het vermogen dat overvloedig aanwezig is, dan wel mist om in een geïsoleerd systeem tot de geldende LOLE-norm te komen in Nederland. Tenslotte kunnen uit de resultaten van de markt-simulatie verschillende zaken worden geanalyseerd rondom de situaties waarin tekorten optreden, hoe deze samenhangen met tijd van de dag, tijd van het jaar en met de residuele vraag.

Loss-of-Load Expectation (LOLE)

De uitkomst van de Monte-Carlowegmethode 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 een maximale LOLE-waarde gehanteerd: de aanvaardbaar geachte hoeveelheid uren per jaar waarvoor de verwachting is dat niet aan de elektriciteitsvraag zal kunnen worden voldaan. De gehanteerde LOLE-norm voor de beoordeling van het Nederlandse systeem 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, maar ook over de spreiding binnen het jaar.

Expected Energy Not Served (EENS)

Hoewel LOLE een goede indicator is voor het aantal uren waarop er schaarste optreedt, geeft het geen inzicht in de omvang van de schaarste. Met andere woorden: hoeveel energie er door de tekorten niet wordt geleverd, 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 jaarrondsimulaties.

Andere indicatoren

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

Om gevoel te krijgen voor de daadwerkelijk impact van verschillende typen eenheden worden gevoeligheden doorgerekend met minder geïnstalleerd gasvermogen, en een aanpassing van het in het buitenland beschikbare flexibele vermogen. Vervolgens wordt de impact hiervan bekeken aan de hand van LOLE en EENS.

B 1.3 Flow-based capaciteitsberekening

Een belangrijk onderdeel van de marktmodellen is uitwisseling met het buitenland. De hoeveelheid beschikbare capaciteit die kan worden ingezet om tekorten in Nederland op te lossen met vermogen in het buitenland is van meerdere factoren afhankelijk, een belangrijke factor is de beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit. Flow-base capaciteitsberekening en marktkoppeling bepalen de beschikbare interconnectiecapaciteit. Hieronder wordt uitgelegd hoe dat in de praktijk werkt en op welke manier dit vervolgens wordt gemodelleerd.

Flow-based marktkoppeling in de praktijk

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

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

Om deze fysieke effecten van export en import mee te nemen in het marktkoppingsalgoritme is sinds 2015 flow-based marktkoppeling van toepassing voor de CWE-landen (Nederland, Luxemburg/Duitsland, België, Frankrijk en Oostenrijk) op de DA markt en in 2022 uitgebreid naar de CORE regio. De CORE-regio bevat naast de CWE-landen ook Kroatië, Tsjechië, Hongarije, Polen, Roemenië, Slowakije en Slovenië. Waar de beperkingen voor internationale handel voorheen werden bepaald door het vermogen op de grenzen, kan nu ieder netwerkelement van het hoogspanningsnetwerk dienen als beperking. De beperkingen in de flow-based marktkoppeling worden voor ieder uur bepaald op twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2).

Voor ieder netwerkelement dat relevant is voor internationale handel wordt voor beide stroomrichtingen bepaald welke impact een verandering van exportpositie van alle CWE landen zou hebben op de

vermogensstromen over dit element (Power Transfer Distribution Factor, PTDF). Verder wordt voor ieder van deze elementen bepaald hoeveel vermogen beschikbaar is voor uitwisseling tussen de CWE-landen (Remaining Available Margin, RAM). Dit wordt zowel voor een situatie zonder uitval als voor het geval van een enkelvoudige storing (N-1) bepaald.

Aan de hand van deze gegevens kan berekend worden binnen welke grenzen de exportpositie van de CWE-landen moet blijven om te voorkomen dat netwerkelementen overbelast zullen raken. Het marktalgoritme zal de exportposities van biedzones zodanig houden, dat dergelijke overbelastingen niet meer zullen plaatsvinden. Waar een netwerkelement daadwerkelijk een beperking oplevert voor internationale uitwisseling, kunnen prijzen voor elektriciteit gaan verschillen tussen verschillende biedzones. Op deze manier beperkt het marktkoppingsalgoritme de internationale handel ten behoeve van de netveiligheid. Er zijn twee fundamentele verschillen tussen de flow-based en de ATC-methodiek. Ten eerste kan handel niet alleen beperkt worden door de beschikbare capaciteit op de grens, maar is ieder netwerkelement mogelijk bepalend voor de export of import van iedere zone binnen het flow-based gebied. Ten tweede, waar iedere NTC-beperking voorheen onafhankelijk was, zijn de beperkingen nu afhankelijk van elkaar. Zo kan het zijn dat er geen toename van export van Duitsland naar Nederland mogelijk is, doordat de export vanuit Duitsland naar Frankrijk een beperking heeft opgeleverd. De stijging van de netto positie van Duitsland heeft immers ook een impact op de vermogens over de grens met Frankrijk.

Simulatie van flow-based marktkoppeling in de Monitor

De simulatie van de beperking voor flow-based marktkoppeling betekenen een uitbreiding van de simulatieketen. Een fundamenteel verschil tussen het modelleren van grenscapaciteiten aan de hand van ATCs en de flow-based methodiek is dat naast de logica van de markt, de logica van het netwerk meegenomen moet worden in de marktsimulaties. Een tweede fundamentele verschil in de modellering heeft te maken met de afhankelijkheid tussen de berekende flow-based parameters en historisch behaalde marktresultaten. Om te kunnen bepalen hoeveel vermogen er beschikbaar is op netwerkelementen en hoe een toename of afname van de



exportpositie gespreid wordt over een biedzone zijn recente historische gegevens nodig. Voor de berekeningen van de flow-based parameters in het operationele algoritme worden gegevens gebruikt uit de marktresultaten van twee dagen voor de dag van uitvoering (D-2). Voor simulaties van toekomstige scenario's zijn er echter geen historische resultaten beschikbaar en moet daarom een andere methode worden gebruikt om deze basecase te bepalen. Voor flow-based markt simulaties wordt daarom een initiële markt simulatie uitgevoerd op basis van de ATC-methodiek of eerder markt simulatie resultaten. De resultaten van deze initiële simulatie dienen als input om de flow-based parameters te kunnen bepalen. In een tweede, uiteindelijke markt simulatie worden in plaats van ATC-waarden de beperkingen gebruikt die volgen uit de berekeningen over de eerste markt simulatie. Er geldt dus een eenmalige iteratie van markt simulaties.

Omdat een herhaling van al deze stappen niet haalbaar is voor alle iteraties voor ieder scenario is in deze studie gebruikt gemaakt van typische flow-based domeinen. Hierbij is op basis van de initiële simulatie een selectie gemaakt van domeinen die representatief zijn voor een verscheidenheid aan situaties. De typische flow-based domeinen die in deze editie van de Monitor Leveringszekerheid zijn gebruikt, zijn gebaseerd op de flow-based parameters uit de ERAA 2023.

B 1.4 Adequacy patch

De adequacy patch is een mechanisme wat is geïncorporeerd in het Europese marktkoppings-algoritme wat als doel heeft om tekorten op een eerlijke manier over Europa te verspreiden. Het 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 limiet in het marktkoppings-algoritme die ervoor zorgt dat biedzones die zelf voldoende vermogen hebben om aan hun eigen vraag de voldoen, geen ENS toebedeeld kunnen krijgen. In andere woorden, landen met voldoende vermogen zullen alleen dat vermogen exporteren dat zij over hebben ten opzichte van de elektriciteitsvraag binnen de biedzone. Dit heeft voornamelijk als doel te zorgen dat landen die nationaal in balans zijn geen nadeel ondervinden van landen die dat niet zijn.

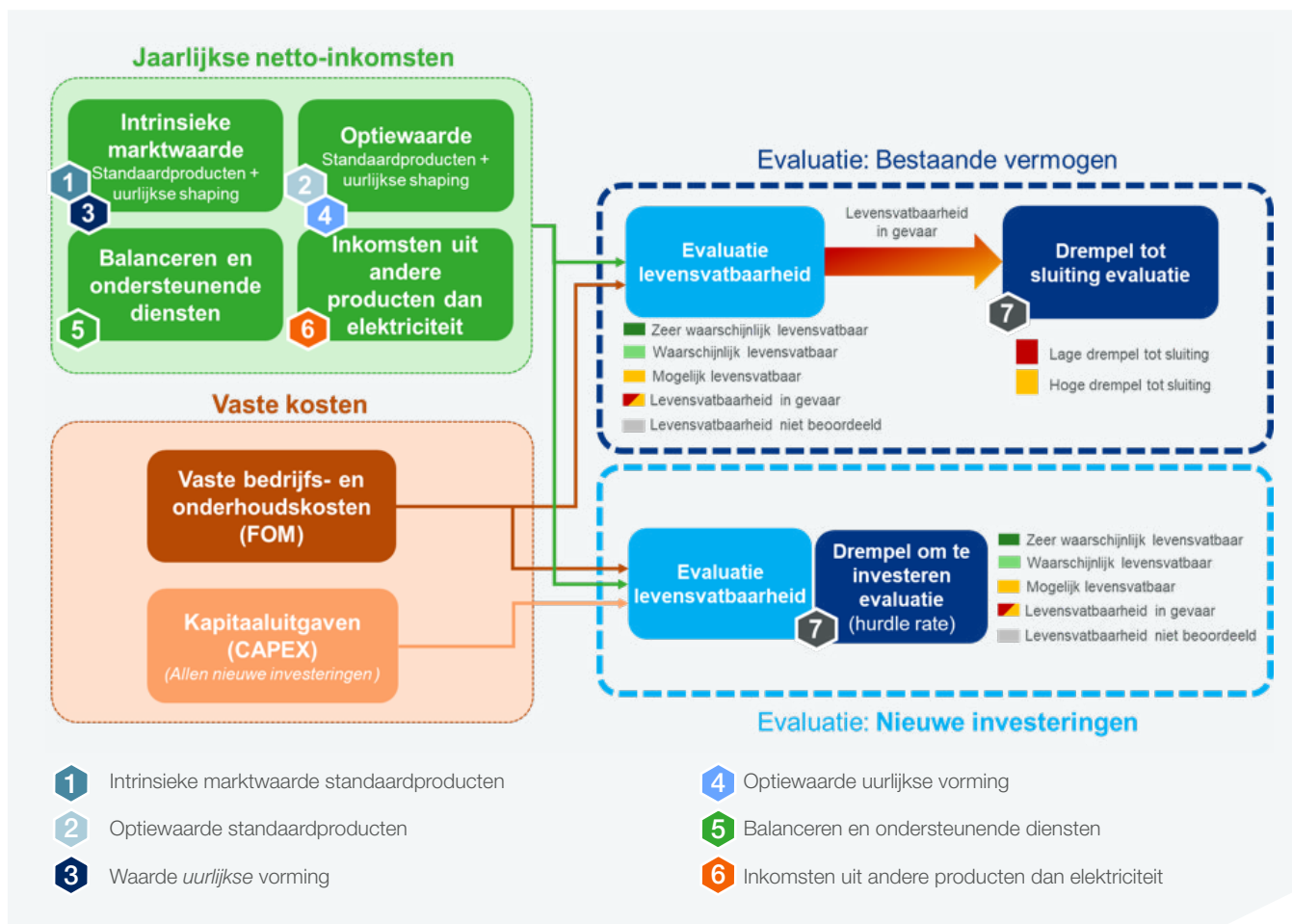
Curtailment sharing is een methode binnen het marktkoppingsalgoritme om tekorten te verdelen zodat landen zo vergelijkbaar mogelijke tekorten hebben in verhouding tot hun binnenlandse vraag (op basis van hun relatieve ENS). Hiervoor zijn twee belangrijke redenen. Ten eerste zijn de grootte van tekorten op het moment dat meerdere landen tekorten hebben arbitrair en kunnen op meerdere manieren verdeeld worden, verdeling op basis van relatieve ENS wordt gezien als een eerlijke manier om dit te doen. Ten tweede is dit een manier om de effecten van flow-factor competition in ENS te voorkomen. Flow factor competitie is een wenselijk fenomeen in flow-based marktkoppeling, waarbij biedzones zo efficiënt mogelijk gebruik maken van de beschikbare interconnectiecapaciteit. 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. Dit wordt gezien als een niet wenselijk effect van flow-based marktkoppeling en wordt daarom aan de hand van het curtailment sharing algoritme hersteld.

Binnen de huidige modellering in de Monitor wordt alleen local matching gemodelleerd. Dit zorgt ervoor dat Nederland en anderen landen niet meer vermogen met het buitenland delen als dat zou leiden tot tekorten binnen Nederland. Curtailment sharing vereist echter een tweede optimalisatie van het marktmodel. TenneT is op dit moment nog bezig met het implementeren van deze stap binnen onze marktmodellen. De effecten van curtailment sharing kunnen de resultaten in verschillende richtingen beïnvloeden, maar de algemene tendens is dat dit de LOLE-uren in de meeste landen verhoogt, terwijl de totale tekorten in termen van EENS ongeveer gelijk blijven over het systeem. De gemiddelde uurlijkse grootte van tekorten neemt daardoor over het algemeen af. In andere woorden, er komen meer situaties voor met tekorten, maar tekorten zijn over het algemeen minder diep. De verdeling kan de EENS van een biedzone in principe beide kanten op beïnvloeden afhankelijk van de condities in het specifieke scenario.

B 1.5 Economische levensvatbaarheidscheck

Een overzicht van de methodologie van de economische levensvatbaarheidscheck is weer-gegeven in figuur b1-1, en wordt in detail uitgelegd in toegelicht in de recent gepubliceerde whitepaper van TenneT (TenneT, 2024). Deze methodologie is





Figuur B1-1: Overzicht van de methodologie van de economische levensvatbaarheidscheck (TenneT, 2024).

gebaseerd op het kwantificeren van verschillende belangrijke value drivers (VD) voor elke capaciteitsbron, die samen de totale jaarlijkse netto-inkomsten vertegenwoordigen:

De som van deze value drivers (VD) factoren wordt vervolgens vergeleken met een reeks geschatte vaste kosten. De mate waarin de jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten dekken bepaalt hun verwachte levensvatbaarheid. In deze bijlage worden de specifieke benaderingen en aannames nader toegelicht die zijn toegepast bij het schatten van de VD's. Ze zijn onderverdeeld in vier componenten: (i) intrinsieke marktwaarde, (ii) optiewaarde, (iii) nettowaarde van ondersteunende diensten, en (iv) Inkomsten uit andere producten dan elektriciteit. Er wordt ook een uitleg gegeven van de aannames voor de jaarlijkse vaste kosten.

De belangrijkste uitgangspunten voor de EVC worden hieronder uiteengezet.

- De economische levensvatbaarheidscheck wordt alleen uitgevoerd voor de gemodelleerde steekjaren

2028, 2030 en 2033, waarbij elk jaar afzonderlijk wordt bekeken.

- Verschillende eenheden die collectief worden aangeduid als 'ander niet hernieuwbaar' worden niet geëvalueerd als onderdeel van deze analyse. Hieronder vallen (i) WKK's in de glastuinbouw aangesloten op lagere spanningsniveaus, (ii) WKK-installaties met 'must-run' beperkingen in industriële faciliteiten, (iii) afvalverbrandingsinstallaties en (iv) centrales geïnstalleerd in ziekenhuizen en universiteiten. De reden dat deze buiten de analyse zijn gehouden is dat hun levensvatbaarheid zeer specifiek is voor elke eenheid, en TenneT niet over voldoende gegevens beschikt om de evaluatie uit te kunnen voeren. Naast deze centrales wordt ook de levensvatbaarheid van vraagresponso geleverd door warmtepompen, elektrische voertuigen, power-to-gas en power-to-heat buiten beschouwing gelaten, omdat er te veel onzekerheid is over hun potentiële toekomstige kosten en inkomsten.
- Het prijsplafond van de groothandelsdagmarkt wordt verondersteld 6000 €/MWh te zijn in 2028,

7000 €/MWh in 2030 en 8500 €/MWh in 2033, in overeenstemming met de aannames in de ERAA (ENTSO-E, 2023). Dit is de aangenomen elektriciteitsprijs tijdens situaties met schaarste en dit beïnvloedt de intrinsieke marktwaarde die door het model wordt berekend.

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, voornamelijk de bedrijfs- en onderhoudskosten (FOM) (figuur b1-2):²⁰

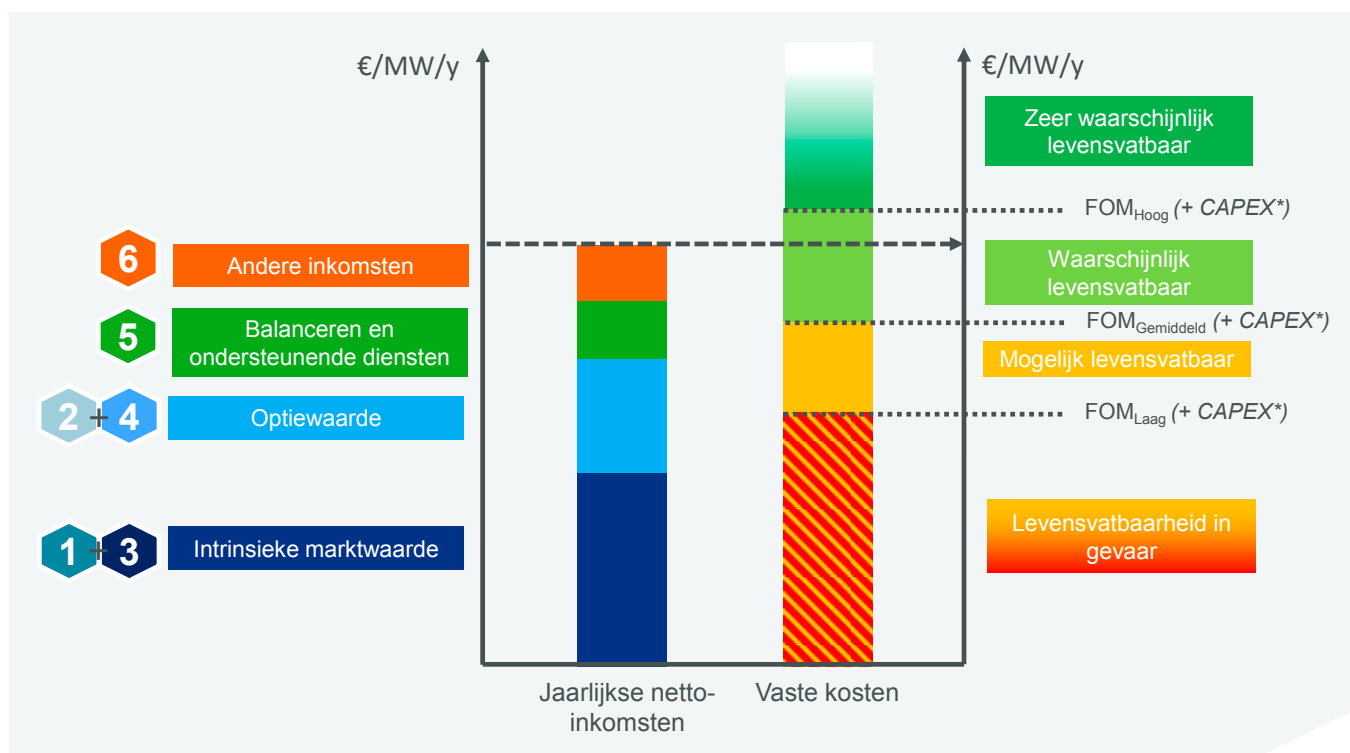
➤ Als de inkomsten hoger zijn dan de hoge FOM-schatting (d.w.z. de eenheid behaalt een positieve brutomarge, zelfs in het meest pessimistische FOM-geval), wordt de eenheid ‘zeer waarschijnlijk levensvatbaar’ geacht.

➤ Als de inkomsten tussen de gemiddelde en hoge FOM-schattingen liggen, wordt de eenheid ‘waarschijnlijk levensvatbaar’ geacht.

➤ Als de inkomsten tussen de lage en gemiddelde FOM-schattingen liggen, wordt de eenheid ‘mogelijk levensvatbaar’ geacht.

➤ Als de inkomsten lager zijn dan de lage FOM-schatting, wordt de levensvatbaarheid van de eenheid als ‘levensvatbaarheid in gevaar’ beschouwd.

Voor de meeste technologieën worden de netto jaarlijkse inkomsten alleen vergeleken met de geschatte FOM, exclusief kapitaaluitgaven (CAPEX). Omdat de investeringsbeslissingen voor de technologieën reeds zijn genomen is CAPEX voor deze technologieën (bijv. gas STEG's) geen overweging meer. Voor technologieën waarin de komende jaren aanzienlijke nieuwe investeringen



Figuur B1-2: De beoordeling van de levensvatbaarheid van bestaande capaciteit 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 gemiddelde en hoge FOM-schattingen, en wordt de centrale beschouwd als ‘waarschijnlijk levensvatbaar’ (TenneT, 2024).

²⁰ Door uit te gaan van de mediaan en niet van de gemiddelde waarde gaan we ervan uit dat marktpartijen risicomijdend zijn en bij hun zakelijke beslissingen geen significant gewicht toekennen aan schaarsteopbrengsten uit zeldzame gebeurtenissen, deze zullen wel het gemiddelde beïnvloeden, maar minder effect hebben op de mediaan.

worden verondersteld in de scenario's (bijv. batterijen, hernieuwbare energiebronnen), worden de CAPEX op jaarbasis echter wel meegenomen als onderdeel van de beoordeling van de levensvatbaarheid.

Intrinsieke marktwaarde

De marktwaarde vertegenwoordigt de gecombineerde netto intrinsieke waarde van de forward/futures markten (VD1) en uurlijkse spotmarkten (VD3). De marktwaarde van elk type is gebaseerd op de dispatch-resultaten van de simulaties voor alle gemodelleerde klimaatjaren en uitvalscenario's, zoals ook gebruikt voor de leveringszekerheidsresultaten. Voor de meeste technologieën wordt de marktwaarde rechtstreeks uit het model gehaald als de som van de opwekkingsinkomsten (d.w.z. de productie per uur vermenigvuldigd met de marktprijs per uur), waarvan de kosten voor brandstof, uitstootrechten en andere variabele opwekkingskosten (VOM) worden afgetrokken. Voor sommige technologieën en in bepaalde gevallen wordt echter een correctie toegepast op de gesimuleerde resultaten, zoals hieronder wordt uitgelegd:

- Als gevolg van modelvereenvoudigingen blijken sommige thermische centrales in sommige Monte Carlo-jaren netto negatieve marktinkomsten te hebben, wat in werkelijkheid niet zou voorkomen. Dit wordt gecorrigeerd door de netto jaarlijkse marktinkomsten voor deze centrales in deze jaren op nul te zetten.
- Voor batterijen omvat de marktwaarde de netto-inkomsten uit het verkopen (ontladen) van elektriciteit, evenals de kosten om elektriciteit te kopen (opladen). Aangezien ons dispatchmodel wordt uitgevoerd met een resolutie van één uur, uitgaande van een perfecte prognose, is het aantal cycli van de batterij echter lager (~1,1 cycli/dag, of 400 cycli/jaar) dan verwacht zou worden van een batterij die ook arbitreert op de intraday- en balanceringsmarkten, die niet in het model zijn opgenomen. Bovendien houdt ons model geen rekening met uren met negatieve prijzen wat, in combinatie met het ontbreken van intraday en onbalans (energie) modellering, leidt tot een kleiner laad/ontlaad prijsverschil dan in werkelijkheid verwacht zou worden. Om rekening te houden met

deze verschillen passen we zowel een volume- als een prijscorrectie voor batterijen toe door (i) de dispatch van de batterijen met ongeveer 30% op te schalen om een minimum van 1,4 cycli/dag (ongeveer 500 cycli/jaar) weer te geven, en (ii) een extra 50 €/MWh toe te voegen aan VD4 (Optionality on Shaping) op basis van het verschil tussen de mediaan van het maximale uurlijkse prijsverschil binnen een dag die is waargenomen in de ruwe simulatieresultaten (50 €/MWh), en de mediaan van het maximale uurlijkse prijsverschil binnen een dag die is waargenomen in de werkelijke day-ahead markt in 2023 (~100 €/MWh).²¹

- Voor vraagrespons van industriële load shedding houdt het model alleen rekening met de kosten vanuit het perspectief van de elektriciteitssector, niet vanuit het perspectief van de industrie. Om hiervoor te corrigeren, wordt de marktwaarde voor vraagrespons achteraf berekend op basis van het verschil tussen (i) de verwachte besparingen door het niet verbruiken (of doorverkopen) van afgedekte elektriciteit in uren met hoge prijzen boven de activeringsprijs, en (ii) de (opportunitets)kosten van productieverlies als gevolg van het afschakelen van de belasting, die worden gewaardeerd tegen de activeringsprijs van de respectieve prijsklasse voor de industrie.

Optiewaarde

Optiewaarde omvat de waarde van twee belangrijke Value Drivers: Optionaliteit uit standaard termijnproducten (VD2) en uit uurlijkse vorming (VD4). De waarde uit VD2 wordt geschat op basis van historische afwikkelingsprijzen van Duitse baseload opties. Deze benadering (in meer detail uitgelegd in de whitepaper) past de analogie toe dat een flexibele elektriciteitscentrale kan worden gezien als een *real option*, en gaat ervan uit dat VD1 kan worden ingeschat op basis van de extrinsieke waarde van een call-optie, met een strike prijs die gelijk is aan de marginale kosten van de centrale. Met behulp van de gemiddelde afwikkelingsprijzen van opties voor de kalenderjaren 2024, 2025 en 2026 van ICE Endex voor de periode tussen 2023-10-16 en 2023-12-14, wordt de potentiële extrinsieke waarde van een energiecentrale met een bepaalde marginale kostprijs (d.w.z. de strike prijs van de optie) weergegeven in

²¹ Het maximale uurlijkse prijsverschil is de hoogste uurprijs waargenomen in een periode van 24 uur, minus de laagste uurprijs waargenomen in diezelfde periode (die negatief kan zijn).



figuur b1-3, waarbij de x-as wordt uitgedrukt als de delta tussen de marginale kostprijs (d.w.z. de strike prijs) en de toekomstige baseload afwikkelingsprijs.

Deze figuur laat zien dat:

- At-the-money centrales met een marginale kostprijs gelijk aan de baseload prijs de hoogste potentiële extrinsieke waarde hebben van ~16 €/MWh.
- Voor in-the-money centrales met marginale kosten lager dan de baseload prijs, neemt de potentiële extrinsieke waarde af met afnemende marginale kosten en bereikt nul bij ruwweg 60 €/MWh onder de baseload prijs.
- Voor out-of-the-money centrales met marginale kosten hoger dan de baseload prijs daalt de potentiële extrinsieke waarde met toenemende marginale kosten, maar langzamer dan voor in-the-money-centrales.

Dezelfde curve in figuur b1-3 wordt toegepast op alle steekjaren, dus eventuele veranderingen in de onderliggende marktvolatiliteit tussen elektriciteit,

brandstof en koolstof in de loop van de tijd worden niet in beschouwing genomen.

Voor elk gesimuleerd jaar wordt de potentiële extrinsieke waarde berekend uit de bovenstaande curve voor elke centrale en 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 weergeeft hoeveel van de potentiële extrinsieke waarde waarschijnlijk zal worden vastgelegd. Voor deze editie van de Monitor gaan we uit van een conservatieve aanname van 25% en testen we de impact van deze extrinsieke waarde als onderdeel van een gevoeligheidsanalyse.

De aannames voor VD4 (Optiewaarde bij vorming) staan in tabel B1-1. Voor de meeste technologieën wordt aangenomen dat dit slechts een paar €/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



Figuur B1-3: Potentiële extrinsieke waarde van een toekomstige baseload optie als functie van de strike prijs, gebaseerd op de afwikkelingsprijzen van Duitse baseload opties voor Cal-24, Cal-25 en Cal-26 van ICE Endex, gemiddeld over de periode van 60 dagen tussen 2023-10-16 en 2023-12-14. De x-as wordt uitgedrukt als de delta tussen de strike prijs en de settlement prijs van de onderliggende future, en kan ook worden gelezen als de delta tussen de marginale kosten van de centrale en de baseload prijs.

rekening te houden met negatieve prijzen en een hogere verwachte prijsvolatiliteit in werkelijkheid (zie intrinsieke marktwaarde).

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

Tabel B1-1: Aangenomen waarde voor VD4 (optiewaarde uurlijkse vorming), voor alle steekjaren.

Nettowaarde van ondersteunende diensten

De nettowaarde van ondersteunende diensten wordt geschat door:

- de toekomstige kosten van ondersteunende diensten voor TenneT te voorspellen – op basis van aannames over vereiste volumes en prijzen,
- deze inkomsten toe te wijzen aan verschillende categorieën centrales op basis van de verwachte deelname, en
- de inkomsten toe te wijzen aan alle centrales binnen elke categorie naar rato van de geïnstalleerde capaciteit.

In deze editie van de Monitor worden alleen inkomsten meegenomen uit de levering van capaciteit voor Frequency Containment Reserve (FCR), automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) voor zowel opregelen als afregelen, en manually activated Frequency Restoration Reserve (mFRR) voor zowel opregelen als afregelen. Netto-inkomsten uit de levering van balanceringsenergie (d.w.z. onbalansverrekening) en andere diensten zoals blindvermogen, herstelvoorziening en redispatch zijn buiten beschouwing gelaten.

Aangenomen wordt dat de volumes voor reserve-capaciteitsproducten de volgende trajecten zullen volgen:

- **FCR** (symmetrisch): Aangenomen wordt dat dit een lineaire trend volgt, stijgend van 60 MW in 2023 tot circa 120 MW in 2033.²²
- **FRR opregelen** (aFRR + mFRR): Totaal neemt toe van 1260 MW in 2023 tot 2000 MW in 2030, volgens TenneTs verwachting dat 2 GW offshore wind landingskabels de referentie-uitvalsituatie wordt voor reservevermogen in positieve richting (TenneT, 2023b)
- **FRR afregelen** (aFRR + mFRR): Totale toename van circa 1300 MW in 2023 tot 1800 MW in 2030, volgens de verwachting van TenneT dat de stochastische waarden van FRR in de loop der jaren geleidelijk zullen toenemen en bepalend zijn voor reservevermogen in negatieve richting.

Prijzen voor elk product zijn gebaseerd op de gemiddelde prijs die TenneT betaalt voor de jaren 2020, 2021 en 2023 en worden weergegeven in tabel B1-2.

In termen van reservevoorziening:

- **FCR**: Batterijen leveren momenteel bijna alle FCR-capaciteit in Nederland en dit zal naar verwachting zo blijven.
- **aFRR**: Batterijen zullen naar verwachting het grootste deel van de aFRR-capaciteit leveren, met bijdrage ook van flexibele thermische centrales. Op de middellange termijn (na de verschuiving naar capaciteitsblokken van 4 uur) zullen hernieuwbare energiebronnen (vooral wind) waarschijnlijk ook aFRR gaan leveren (zowel opregelen als afregelen). Op de langere termijn wordt aangenomen dat elektrische voertuigen en warmtepompen ook reserve gaan leveren.
- **mFRR**: Aangenomen wordt dat mFRR in positieve richting vooral wordt geleverd door WKK-installaties in de glastuinbouw en andere thermische centrales. Op de langere termijn kunnen warmtepompen ook mFRR leveren via aggregatoren.

²² Dit volume verwijst naar de hoeveelheid gecontracteerde FCR-capaciteit in Nederland. In plaats van een significante toename van de totale FCR-vraag, gaat de trend ervan uit dat een groter percentage FCR-capaciteit binnen Nederland wordt gecontracteerd als gevolg van de toenemende penetratie van batterijen, en minder capaciteit uit het buitenland wordt ingekocht via de gemeenschappelijke veiling. Maar uiteindelijk is FCR een relatief kleine hoeveelheid en heeft het slechts een kleine invloed op de resultaten.



Product	Prijs [€/MW/h]	Belangrijkste technologieën die capaciteit leveren
FCR (symmetrisch)	21	Alleen batterijen
aFRR (opregelen)	27	Batterijen, gascentrales, wind
aFRR (afregelen)	19	Batterijen, gascentrales, Wind
mFRR (opregelen)	9	WKK en andere thermische centrales
mFRR (afregelen)	7	WKK en andere thermische centrales

Tabel B1-2: Aannames voor reserveproductenprijzen en belangrijkste bijdragende technologieën, voor alle steekjaren

Overige inkomsten anders dan uit elektriciteit

Twee extra potentiële inkomsten worden ook in overweging genomen: (i) inkomsten uit warmte/stoom, en (ii) inkomsten uit de verkoop van Garanties van Oorsprong (GvO's). De inkomsten uit warmte/stoom worden beschouwd voor WKK's volgens de volgende benadering:

- de prijs van warmte/stoom wordt geschat op 2/3 van de prijs van aardgas voor elk steekjaar
- de jaarlijkse thermische output wordt geschat op basis van een gemiddelde elektriciteit-warmte-outputratio van 4 voor Nederlandse WKK-centrales, gebaseerd op interne TenneT-gegevens.

Inkomsten uit de verkoop van GvO's worden in aanmerking genomen voor hernieuwbare energiebronnen, waaronder zon-PV, windenergie op land en windenergie op zee. De prijs van GvO wordt verondersteld 7,5 €/MWh te zijn voor alle technologieën en steekjaren (Platts, 2023).

Hurdle to invest/close

In deze editie van de Monitor wordt geen evaluatie van de hurdle to closure uitgevoerd, aangezien de bestaande capaciteit die als 'Levensvatbaarheid in gevaar' wordt beoordeeld slechts klein is. Om rekening te houden met investeringsrisico's nemen we hurdle premies op van 3,5% voor batterijen en 2,7% voor duurzame energie, boven op een referentie Weighted Average Cost of Capital (WACC) van 4,9% voor de periode 2024-2034 op basis van recent onderzoek uitgevoerd voor België, waarvan we aannemen dat deze ook geldig zijn voor de

Nederlandse context (Boudt, 2022). De resulterende hurdle rates van 8,4% en 7,4% worden gebruikt om de vaste kapitaalkostencomponent voor deze technologieën, die wordt gebruikt in de algehele levensvatbaarheidsbeoordeling, op jaarbasis te berekenen.

Vaste kosten

Vaste kosten omvatten jaarlijkse vaste bedrijfs- en onderhoudskosten (FOM) en voor sommige technologieën ook kosten voor kapitaaluitgaven (CAPEX). Inschattingen voor FOM zijn afkomstig uit openbare bronnen, evenals enkele interne aannames. Er wordt een reeks waarden overwogen om rekening te houden met onzekerheden in de kenmerken van individuele centrales, deze worden weergegeven in tabel b1-3.

CAPEX wordt alleen in aanmerking genomen voor batterijtechnologieën en hernieuwbare energiebronnen, omdat dit de technologieën zijn die in de scenario's van deze Monitor de grootste groei doormaken ten opzichte van nu. Aangezien de kosten van deze technologieën naar verwachting in de loop van de tijd zullen dalen, worden voor elk steekjaar verschillende CAPEX-ramingen op jaarbasis bepaald op basis van een gemiddelde van de onderliggende neerwaartse trend in de Overnight Capital Cost (OCC). Naast een veronderstelde referentie (risicovrije) WACC van 4,9%, wordt per technologie een bijkomende hurdle-premie in rekening gebracht om rekening te houden met investeringsrisico's.



Tabel B1-3: Aannames voor FOM en CAPEX per technologie

Technologie	FOM [€/kW/j]			CAPEX jaarbasis [€/kW/j]		
	Laag	Gemiddeld	Hoog	2028	2030	2033
Kernenergie	80 ^a	120 ^b	160 ^c	-	-	-
Steenkool	20 ^a	35 ^d	50 ^e	-	-	-
Gas STEG	20 ^e	30 ^d	40 ^f	-	-	-
Gas OCGT	10 ^a	25 ^f	50 ^f	-	-	-
Batterij 2u	20 ^h	80 ^h	185 ^h	95 ⁱ	86 ⁱ	74 ⁱ
Batterij 4u	20 ^h	80 ^h	185 ^h	150 ⁱ	133 ⁱ	113 ⁱ
Zon-PV	5 ^a	10 ^d	20 ^d	69 ^j	66 ^j	61 ^j
Wind Onshore	10 ^d	15 ^d	45 ^f	97 ^k	95 ^k	91 ^k
Wind Offshore	35 ^d	45 ^a	70 ^f	195 ^l	190 ^l	184 ^l
Vraagrespons	0 ^g	15 ^g	50 ^g	-	-	-

a TenneT aanname, b TNO (Gamboa Palacios & Jansen, 2018), c (Fattahi, et al., 2022), d (Danish Energy Agency, 2023)

e (European Commission, 2020), f (Eliã, 2023), g (ACER, 2021)

h Voor batterijen die zijn aangesloten op het HS-net zijn de tarieven gestegen tot 165 k€/MW/j in 2024. In het kader van de recente hervormingen van de nettarieven die voor Nederland zijn voorgesteld (ACM, 2023) kan echter redelijkerwijs worden verwacht dat accu's in de nabije toekomst een korting van circa 65% op hun nettarieven kunnen krijgen door hun gebruikstijden te optimaliseren om verbruik in drukke perioden te voorkomen en te kiezen voor een zogenaamd tijdsduurgebonden transportrecht (ATR85). Het bereik van de FOM-schattingen weerspiegelt verschillende aannames met betrekking tot het kortingsniveau dat de batterij ontvangt: Laag' gaat uit van 100% korting, 'Gemiddeld' gaat uit van 65% korting en 'Hoog' gaat uit van geen korting.

i Ervan uitgaande dat de OCC voor 2h (4h) accu's in de loop der tijd daalt van ruwweg 1000 €/kW (1600 €/kW) in 2024 naar 650 €/kW (950 €/kW) in 2028 en 350 €/kW (500 €/kW) in 2033, een economische levensduur van 15 jaar en een hurdle rate van 8,4%. De OCC-ramingen zijn gebaseerd op interne TenneT-studies en gesprekken met marktpartijen.

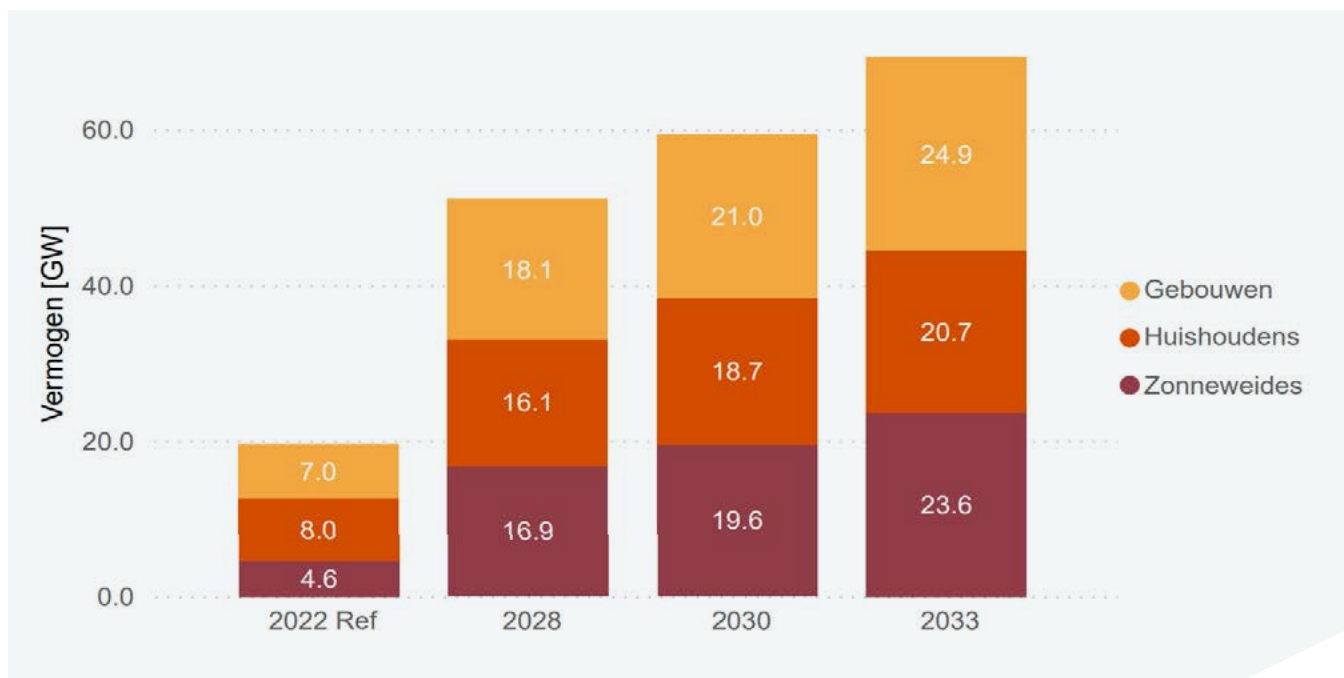
j Ervan uitgaande dat de OCC voor zon-PV daalt van ~800 €/kW in 2024 tot 500 €/kW in 2033, een economische levensduur van 20 jaar en een hurdle rate van 7,6%.

k Ervan uitgaande dat de OCC voor windenergie op land daalt van ~1150 €/kW in 2024 tot 900 €/kW in 2033, een economische levensduur van 25 jaar en een hurdle rate van 7,6%.

l Ervan uitgaande dat de OCC voor offshore wind daalt van ~2300 €/kW in 2024 tot 1850 €/kW in 2033, een economische levensduur van 25 jaar en een hurdle rate van 7,6%.

Bijlage 2 Toelichting gebruikte scenario's

De scenario's voor de Monitor worden tot stand gebracht op basis van een verscheidenheid aan bronnen en analyses. In deze bijlage worden de belangrijkste aanvullende aannames voor vraag, aanbod en flexibiliteit beschreven, evenals de andere aannames die gemaakt zijn ten behoeve van de marktsimulaties.



Figuur B2-1: Opgesteld zon PV-vermogen per type.

B 2.1 Aanbod

Figuur B2-1 toont het opgestelde vermogen zon PV uitgesplitst naar type installatie. Er is onderscheid gemaakt naar zowel kleinschalige (huishoudens) en grootschalige (kantoorgebouwen enz.) dakinstallaties als grootschalige veldopstellingen met soms meerdere honderden MW aan opgesteld vermogen. Per type zon PV is uitgegaan van verschillende overplantingpercentages – het aandeel van het paneelvermogen dat niet kan invoeden door een beperkt omvormer- en aansluitvermogen. Deze zijn in tabel b2-1 getoond.

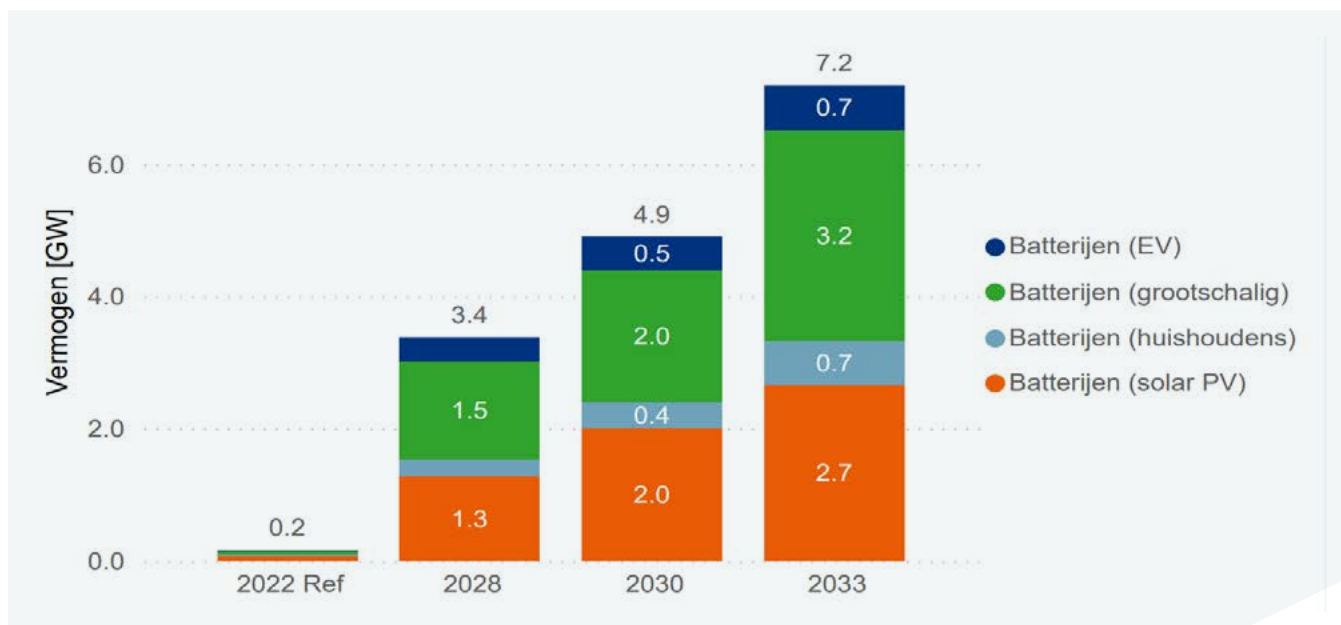
Type	2028	2030	2033
Zon PV (huishoudens)	15%	30%	30%
Zon PV (gebouwen)	50%	50%	50%
Zonneweides	50%	50%	50%

Tabel B2-1: Aangenomen overplantingpercentages per type zon PV.

B 2.2 Batterijopslag

Batterijen kennen verschillende technologieën en toepassingen die hun eigenschappen bepalen. In figuur b2-2 wordt de aangenomen uitsplitsing naar verschillende types batterijen getoond.

Voor kleinschalige batterijen is ervan uitgegaan dat een beperkt aandeel van de huishoudens in Nederland (aanname 1%) ervoor kiest om een batterij te plaatsen. Voor batterijen in elektrische voertuigen is dat aandeel met 5% van het elektrische wagenpark aangenomen. Verder is verondersteld dat een deel van de nieuwe grootschalige zonneweides van een batterijopslag wordt voorzien (colocatie batterijen), oplopend van 1,3 GW in 2028, naar 2,0 GW in 2030 tot 2,7 GW in 2033. Een deel van deze projecten komt tot stand met behulp van financiële stimulering vanuit de overheid (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023). Daarnaast is ervan uitgegaan dat marktpartijen in grootschalige batterijen zullen investeren om hiermee actief te worden in verschillende marktsegmenten. De aannames voor



Figuur B2-2: Opgesteld batterijvermogen per type.

2030 zijn gebaseerd op een recente CE Delft publicatie (CE Delft, 2021) met een interpolatie naar de jaren 2028 en 2033.

Verdere relevante technische parameters van batterijopslag zijn het opslagvolume en de efficiëntie bij het (ont)laden (zie tabel B2-2). Het opslagvolume is hier relatief uitgedrukt t.o.v. van het opgestelde vermogen, een factor C/4 betekent bijvoorbeeld dat het opslagvolume vier keer zo groot is als het opgestelde vermogen (capaciteit) ofwel dat de batterij maximaal vier uur lang met het maximale vermogen kan (ont)laden.

Batterijtype	C-rate (alle steekjaren)	Efficiëntie (alle steekjaren)
Zon PV	C/4	90%
Grootschalig	C/4	92%
Huishoudens	C/2	92%
EV	C/2	90%

Tabel B2-2: C-rate en efficiëntie van batterijen.

B 2.3 Marktinterconnectie

Tabel toont de maximale behaalde interconnectie-capaciteit per grens met Nederland zoals bepaald middels de flow-based market coupling methode (zie sectie B 1.3). Voor de inbedrijfname van de geplande hybride interconnector tussen Nederland en Groot-Brittannië ('LionLink') is een conservatieve inschatting

vanuit perspectief leveringszekerheid gemaakt waardoor deze pas in de berekeningen voor scenariojaar 2033 is meegenomen.

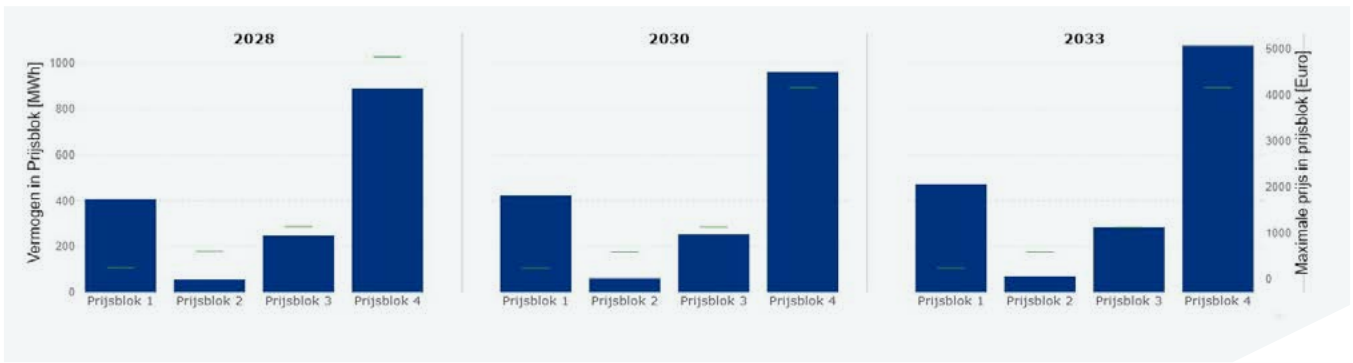
Grens met NL	Maximale uitwisseling [GW]		
	2028	2030	2033
DK	0,7	0,7	0,7
NLLL ^a	N/A	N/A	2,0
NO	0,7	0,7	0,7
UK	1,0	1,0	1,0
CORE ^b	10,0	11,5	13,3
Totaal ^c	12,2	13,0	15,6

Tabel B2-3: Maximale gelijktijdige uitwisselingen over interconnectoren.

- 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 marktuitwisselingen 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 importvermogen.

De marktkoppeling met andere landen faciliteert naast een efficiënte en liquide Europese elektriciteitsmarkt toegang tot flexibel regelbare bronnen in het buitenland zoals centrales en opslag. Echter zijn de





Figuur B2-3: Vermogen en willingness-to-accept voor industriële vraagrespons (DNV, 2020). Aangenomen is dat vraagrespons 20% van de industrievraag betreft.

import- en exportmogelijkheden afhankelijk van de opwek- en vraagsituatie in deze landen en is de volledige capaciteit niet altijd beschikbaar.

B 2.4 Vraagrespons

Het flexibel af- en op kunnen regelen van de elektrische vraag kan een belangrijke rol spelen in het toekomstige energiesysteem en met name voor de leveringszekerheid. Een groot (theoretisch) potentieel wordt in de sector industrie gezien. Het gaat echter om heterogene processen en de precieze inschatting van het daadwerkelijk beschikbare toekomstige vermogen en de individuele willingness-to-accept (afroepprijs) kent nog grote onzekerheden. De aannames zijn weergegeven in figuur b2-3.

Naast industriële vraagrespons is er nog een andere categorie aan vraagrespons meegenomen, namelijk die van de warmtepompen en het laden van elektrische voertuigen. De aanname is dat een deel van deze vraag kan reageren op elektriciteitsprijzen waarbij gekozen kan worden deze vraag te verschuiven naar een ander moment. Tabel B2-4 toont deze aannames.

Type	Percentage beschikbare verschuiving elektriciteitsvraag			Verplaatsbaar aantal uren
	2028	2030	2033	
Laadvermogen elektrische voertuigen	8%	10%	13%	6
Warmtepompen	8%	10%	13%	6

Tabel B2-4: Aannames verschuifbaar vermogen warmtepompen en EVs.

B 2.5 Gehanteerde economische aannames

Om marktsimulaties te kunnen uitvoeren zijn er aannames over de toekomstige ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen nodig. In deze Monitor is uitgegaan van de prijzen in lijn met de Europese ERAA 2023 studie voor alle steekjaren zoals weergegeven in tabel b2-5 en tabel b2-6.

Brandstof	Prijzen [€/GJ _{LHV}]*		
	2028	2030	2033
Steenkool	2,40	1,80	1,70
Gas	8,80	7,40	7,90
Lichte olie	12,30	11,70	11,60
Zware olie	10,10	9,60	9,50
Bruinkool Groep 1	1,40	1,40	1,40
Bruinkool Groep 2	1,80	1,80	1,80
Bruinkool Groep 3	2,40	2,40	2,40
Bruinkool Groep 4	3,10	3,10	3,10
Nucleair	1,70	1,70	1,70
Waterstof	18,10	17,60	16,90

Tabel B2-5: Aannames brandstofprijzen.

CO ₂ [€/ton]	Prijzen [€/ton]		
	2028	2030	2033
CO ₂ [€/ton]	103	113	123

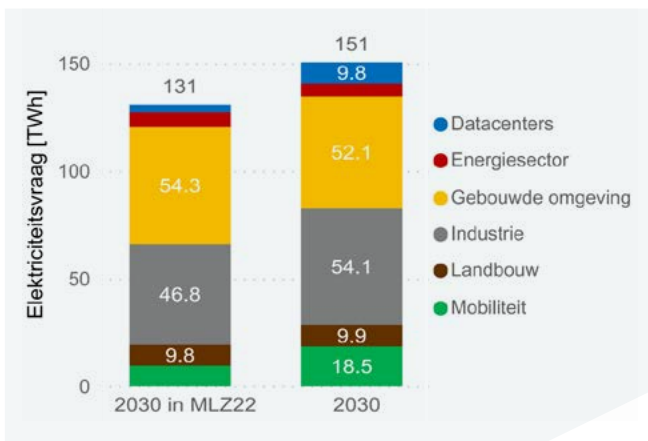
Tabel B2-6: Aannames voor CO₂-prijzen.*

* Data op basis van ERAA 2023 (ENTSO-E, 2023)

B 2.6 Vergelijking met Monitor 2022

Sinds de vorige Monitor (2022) zijn aannames over vraag, opwek en flexibiliteit veranderd. Terwijl in de Monitor 2022 nog grotendeels is uitgegaan van de aannames volgens Klimaat- en Energie Verkenning (PBL, 2022), maken we in deze Monitor in de basis gebruik van recente netbeheerdersscenario's en nieuwe marktinzichten die deels (anticiperend) verder gaan dan puur bestaand en voorgenomen beleid.²³ Om een indicatie van de veranderingen te geven zijn in een aantal figuren hieronder de aannames voor 2030 uit de Monitor 2022 naast de huidige aannames voor 2030 gezet.

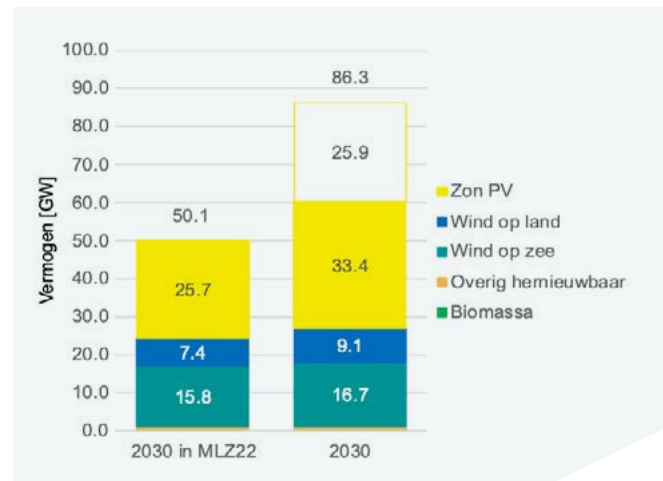
Figuur B2-4 laat zien dat de aangenomen elektrische vraag in 2030 met 20 TWh is gestegen sinds de Monitor 2022. Deze stijging wordt gedreven door drie sectoren: datacenters, industrie en mobiliteit. Voor datacenters geldt dat er inmiddels een sterkere groei van nieuwe vraag wordt voorzien als gevolg van het grote energieverbruik van AI-toepassingen. Voor de industrie en mobiliteit geldt vooral dat elektrificatie nu sneller voorzien wordt dan tijdens de Monitor 2022. In de gebouwde omgeving is juist een daling van ruim 2 TWh te zien als gevolg van een grotere nadruk op energiebesparing.



Figuur B2-4: Vergelijking elektrische vraag in 2030 tussen de Monitor 2022 en Monitor 2024 (TenneT, 2023a).

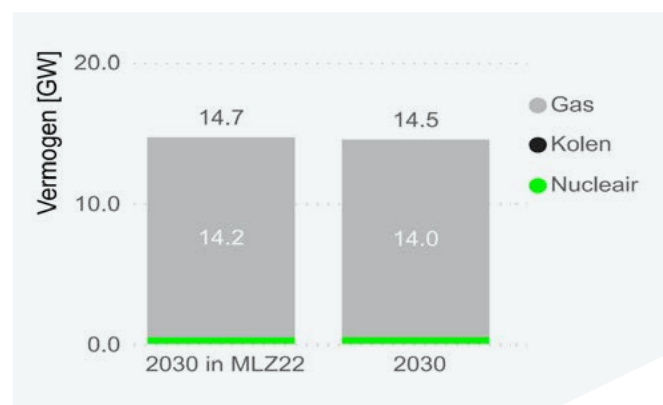
Figuur B2-5 toont met name ambitieuzere uitbouwaannames van zon PV vergeleken met de Monitor 2022.²⁴ Deze versnelde uitbouw wordt mede mogelijk gemaakt door overplanting (het concept van

overplanting wordt uitgelegd in paragraaf 3.3.1). Ten tijde van het opstellen van de Monitor 2022 speelde overplanting nog geen rol van betekenis, waardoor dit destijds niet is meegenomen in de scenario's. Ook de uitbouw van wind op land en wind op zee wordt in deze Monitor iets sneller voorzien dan in de Monitor 2022.



Figuur B2-5: Vergelijking hernieuwbaar productievermogen in 2030 tussen de Monitor 2022 en Monitor 2024 (TenneT, 2023a).

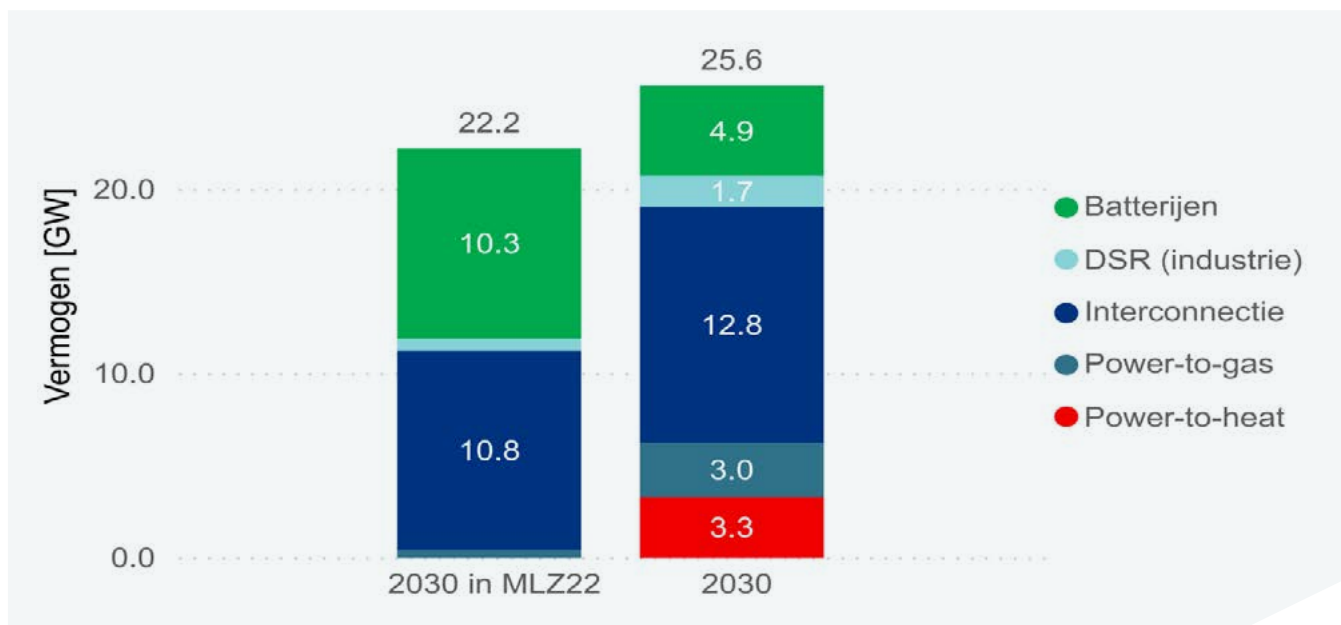
Wat betreft regelbaar vermogen is er slechts een kleine verandering ten opzichte van de Monitor 2022. In figuur b2-6 is te zien dat er dit keer 0,2 GW minder opgesteld gasvermogen in 2030 is meegenomen, als gevolg van licht gewijzigde verwachtingen van de elektriciteitsproducenten.



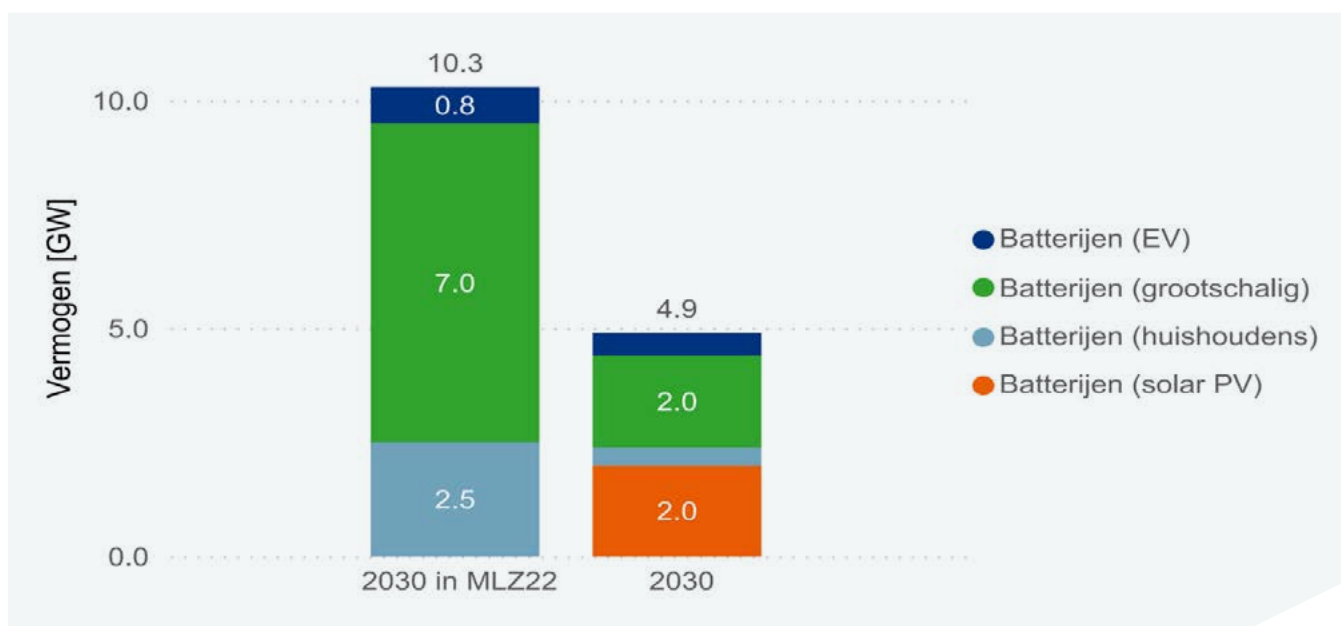
Figuur B2-6: Vergelijking regelbaar vermogen in 2030 tussen de Monitor 2022 en deze Monitor (TenneT, 2023a)

²³ Het doel van de KEV is het toetsen van energie-gerelateerde emissies onder bestaand- en voorgenomen beleid.

²⁴ Aannames voor hernieuwbare opwekwaren toen gebaseerd op klimaat- en energieverkenning 2022 van PBL.



Figuur B2-7: Vergelijking vermogens flexibiliteitsbronnen anders dan regelbaar vermogen in 2030 tussen de Monitor 2022 en Monitor 2024 (TenneT, 2023a).



Figuur B2-8: Vergelijking batterijvermogen voor 2030 in de Monitor 2022 en Monitor 2024 per type (TenneT, 2023a). In de Monitor 2022 was batterijopslag bij zonneparken onderdeel van de grootschalige batterijopslag.

Behalve voor batterijen, is in deze Monitor voor alle bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit een groter vermogen aangenomen dan in de Monitor 2022. Zoals te zien in Figuur B2-7 leidt dit gecombineerd tot een vermogen dat in deze Monitor in 2030 zo'n 15% hoger is dan in de Monitor 2022.

Er is veel onzekerheid over de ontwikkeling van opgesteld batterijvermogen. Zo is in de Monitor 2022 nog uitgegaan van een snellere ontwikkeling en hoger

vermogen in de jaren tot 2030 (in totaal 10,3 GW), zie figuur b2-8. De marktontwikkelingen zijn hierbij achtergebleven, wat heeft geleid tot het verlagen van de aangenomen opgestelde batterijvermogens in deze Monitor en afwijkende verdeling over de toepassingscategorieën. Het monitoren van de daadwerkelijke marktontwikkeling blijft – net zoals voor andere vormen van regelbaar vermogen - cruciaal om een beeld te krijgen van de impact op leveringszekerheid.



Bijlage 3 Wetgevend kader leveringszekerheid en uitvoeringsplan

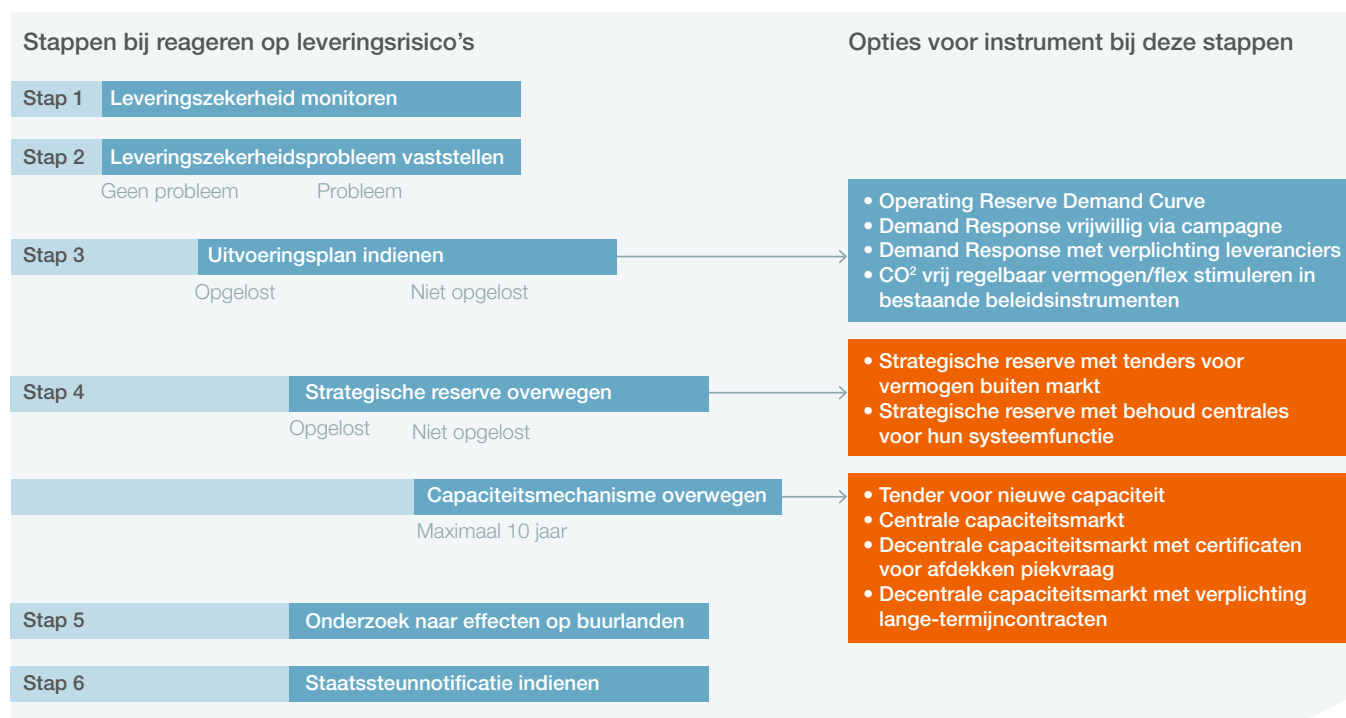
Deze Monitor concludeert een overschrijding van de Nederlandse betrouwbaarheidsnorm van 4 uur per jaar LOLE voor het steekjaar 2033, waarmee vanaf 2033 een mogelijk probleem voor de leveringszekerheid van elektriciteit wordt geconstateerd.

De Europese elektriciteitsverordening schrijft voor dat “De lidstaten waar zorgpunten op het gebied van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening worden geconstateerd, ontwikkelen en publiceren een uitvoeringsplan met een tijdschema voor het vaststellen van maatregelen die zijn gericht op het wegnemen van eventuele vastgestelde versturende effecten van regelgeving of tekortkomingen van de markt in het kader van het overheidssteunproces.” (Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019).

Ter voorbereiding op een mogelijke situatie van het overschrijden van de betrouwbaarheidsnorm en daarmee het constateren van een zorgpunt op de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening is in 2020 door de Overlegtafel Energievoorziening (OTE) het initiatief genomen om te onderzoeken welke opties er zijn voor beleidsinstrumenten om de leveringszekerheid te ondersteunen. In het eind-

rapport beschrijft de OTE negen beleidsinstrumenten (waarvan twee met meerdere varianten) waarmee leveringszekerheid in een vroeg stadium sterker geborgd kan worden (Overlegtafel Energievoorziening, 2020). Ook heeft de OTE uiteengezet wat de te volgen stappen zijn voor het invoeren van deze beleidsinstrumenten. Een overzicht van de te nemen stappen en beleidsopties zijn in figuur b3-1 weergegeven.

Voor de OTE is het destijds duidelijk geworden dat Europese wetgeving voorschrijft dat marktverbetering van de *energy-only* markt prioriteit heeft en dat ingrijpender instrumenten zoals capaciteitsmechanismen slechts ingezet kunnen worden als uiterste redmiddel om een leveringszekerheidsprobleem op te lossen. De allereerste stap na het vaststellen van een leveringszekerheidsprobleem is het instellen van een uitvoeringsplan om invulling te geven aan deze marktverbetering.



Figuur B3-1: Stappen en beleidsopties voor het oplossen van leveringszekerheidsproblemen. Bron: (Overlegtafel Energievoorziening, 2020)

B 3.1 Mogelijke beleidsinstrumenten voor het uitvoeringsplan

In de OTE 2020 zijn vier concrete beleidsinstrumenten uitgewerkt die onderdeel kunnen zijn van een uitvoeringsplan. Sinds de publicatie in 2020 zijn er ontwikkelingen geweest die impact hebben op de uitgangspositie van deze voorstellen. Hieronder vindt een korte reflectie plaats op de vier destijds voorgestelde beleidsinstrumenten en ontwikkelingen die sindsdien hebben plaatsgevonden.

1. Een **‘Operating Reserve Demand Curve’** (ORDC) is door de OTE initieel voorgesteld als vorm van ‘schaarsteprijzing’. In het traject voor het Codewijzigingsvoorstel implementatie PICASSO en MARI (Netbeheer Nederland, 2023a) is schaarsteprijzing onderzocht en meegenomen, mede ook ter vervanging van de al bestaande schaarsteprikkel voor huidige prijsbepaling bij inzet van noodvermogen. Gedurende dit proces is mede op basis van een onderzoek van de TenneT afdeling System Operations (SOP) en een marktconsultatie geconcludeerd dat een ORDC-complex, niet transparant en zonder aanpassingen onuitvoerbaar is in de context van de Nederlandse marktordering.

Als alternatief ligt er nu een voorstel voor het invoeren van een eenvoudiger en transparante vorm van schaarsteprijzing zoals beschreven in het Codewijzigingsvoorstel implementatie PICASSO en MARI. In relatie tot het uitvoeringsplan is dit beleidsinstrument al klaar voor implementatie. Wanneer het codewijzigingsvoorstel in werking treedt is het belangrijk de impact te onderzoeken op de leveringszekerheid/verbeteren van de business case voor de beschikbaarheid van regelbaar vermogen, vraagsturing en opslag.

2. Via **‘Demand (side) response: vrijwillig via campagne’** wordt bedoeld dat bedrijven en consumenten in een campagne bewust worden gemaakt van de invloed van hun energievraag op de leveringszekerheid, met als doel dat er meer vraagrespons wordt gecreëerd die tijdens schaarstemomenten zou kunnen worden benut.

Inmiddels zijn er ervaringen opgedaan met dergelijke campagnes, zoals bijvoorbeeld de ‘Zet ook de knop om’ campagne ten behoeve van het verlagen van de aardgasconsumptie ten tijde van de energiecrisis in 2022-2023. Onderzoek naar de effecten dergelijke campagnes zou inzicht kunnen verschaffen over de

mogelijke (additionele) bijdrage van vrijwillige vraagrespons welke met gevolg van dergelijke campagnes kan worden gecreëerd indien deze maatregel in het uitvoeringsplan zou worden opgenomen.

3. **‘Demand Response verplichting leveranciers’** richt zich op de leveranciers van elektriciteit. Bij wet zou geregeld kunnen worden dat leveranciers voor een bepaald percentage van het totale gecontracteerde volume elektriciteit (in MWh) aan afnemers aan vraagrespons voorzieningen moeten opnemen in hun portfolio. Leveranciers worden hierdoor gestimuleerd om samen met hun klanten actief te kijken in hoeverre de vraag kan worden verminderd in het geval dat er onvoldoende aanbod aan elektriciteit is. De gedachte is dat zo duidelijk wordt dat de vermogensvraag van afnemers enkel tot een bepaalde grens gewaarborgd is. De OTE 2020 benoemt dat dit gezien kan worden als een capaciteitsmarkt naar het Franse decentrale systeem. In dat licht is het relevant dat Frankrijk momenteel overstapt van hun decentrale capaciteitsmarktmodel naar een centraal capaciteitsmarktmodel zoals dat ook in andere landen (VK, België) gehanteerd wordt. Reden voor de overstap is dat het decentrale model geen beter zicht gaf op de werkelijke betrouwbaarheid en beschikbaarheid van regelbare capaciteit ten opzichte van centrale voorspellingen van RTE, en er in de praktijk een heel gefragmenteerd systeem van vraag en aanbod ontstond met beperkte liquiditeit en onduidelijke prijsvorming, die daarmee weinig stimulans gaf aan marktpartijen om investeringen te doen die bijdroegen aan het verbeteren van de leveringszekerheidssituatie. Voor de afweging van het eventueel opnemen van deze maatregel in het uitvoeringsplan en de effectiviteit van deze maatregel lijkt het zodoende relevant om de recente ontwikkelingen en ervaringen in Frankrijk mee te nemen.

4. Voor het **‘stimuleren van CO₂-vrij regelbaar vermogen in bestaande beleidsinstrumenten’** zijn op dit moment twee initiatieven uit het klimaatfonds:

- Er is 1 miljard Euro gereserveerd voor het ombouwen van gascentrales naar waterstofcentrales. Dit leidt niet tot nieuw of meer regelbaar vermogen maar is wel een stap richting het CO₂-vrij maken van het ‘regelbare vermogen’ en kan daarmee vanuit leveringszekerheidsperspectief gezien worden als een preventiemaatregel om te voorkomen dat huidig gasvermogen uit de markt verdwijnt.



b. Daarnaast is er 5 miljard Euro gereserveerd voor de mogelijke bouw van 2 nieuwe kerncentrales. Indien deze centrales daadwerkelijk gebouwd gaan worden, zal dit zorgen voor additioneel regelbaar vermogen. Het is echter zeer onwaarschijnlijk dat deze kerncentrales al operationeel zullen zijn per 2033.

Vooralsnog is er in de SDE++ en/of andere mechanismen verder geen ondersteuning voor productiecapaciteit, opslag of vraagsturing die een bijdrage kan leveren aan het reduceren van de verwachte tekorten in 2033.

Naast de beleidsopties die genoemd worden in de OTE 2020 adviseert TenneT een integrale blik op de huidige energy-only marktordening te werpen om mogelijke maatregelen te identificeren om op te nemen in het uitvoeringsplan. Daarbij moet niet alleen gedacht worden aan het toevoegen van sturingsmiddelen maar ook het overwegen van het wegnemen van bestaande marktverstoringen. Hierbij kan onder andere worden gedacht aan het afschaffen van de salderingsregeling, welke kan worden beschouwd als een significante barrière voor de ontwikkeling van vraagrespons en opslag bij kleinverbruikers. De salderingsregeling vermindert namelijk de stimulans voor individuele partijen om hun vraag en aanbod zo veel mogelijk op elkaar af te stemmen omdat opwek en afname over de seizoenen heen tegen elkaar mogen worden weggestreept. Hierdoor is er geen prikkel voor huishoudens die salderen om energie te besparen wat zorgt voor een onnodige toename aan inflexibele vraag op momenten van schaarste. Door saldering wordt de vraag op momenten van schaarste groter dan deze geweest zou zijn met een stimulans voor energiebesparing. Hierdoor is er meer (CO₂-vrij) regelbaar vermogen nodig is om LOLE-uren te voorkomen. Daarnaast zorgt deze feitelijke subsidie voor meer RES in het systeem zonder dat de vraag meegroeit, wat gepaard gaat met het eroderen van zowel de businesscase voor RES als de businesscase voor regelbare capaciteit, omdat het bijdraagt aan zeer lage en zelfs negatieve elektriciteitsprijzen. Tot slot laat de ervaring in omliggende landen laat zien dat in landen waar er geen salderingsregeling (meer) is, kleinverbruikers aanzienlijk meer investeringen doen in opslag/batterijen en vraagrespons dan nu in Nederland plaatsvindt.

B 3.2 Mogelijke vervolgstappen na uitvoeringsplan

Indien het opstellen en implementeren van een uitvoeringsplan ter verbetering van de energy-only markt niet voldoende lijkt of blijkt te zijn voor het oplossen van het vastgestelde leveringszekerheidsprobleem, is de volgende stap het implementeren van een strategische reserve. Een strategische reserve zal er naar verwachting met name voor kunnen zorgen dat bestaande capaciteit langer beschikbaar blijft dan de voorziene sluitingsdatum, doordat deze dan na aankondiging van uitbedrijfname kan worden gecontracteerd om tegen een vergoeding onderdeel te worden van de strategische reserve. Aangezien de verwachting in deze Monitor is dat er tussen 2030 en 2033 1,6 GW conventioneel gas vermogen uit de markt wordt gehaald, is het aannemelijk dat het invoeren van een strategische reserve de huidige voorziene tekorten voor een deel kan opvangen.

Voor het eventueel invoeren van een strategische reserve zijn vanuit de overheid al maatregelen getroffen. In de voorgestelde Energiewet (Tweede Kamer der Staten Generaal, 2023) is in artikel 5.12 namelijk opgenomen dat de minister de transmissiesysteembeheerder kan opdragen een strategische reserve in te richten als bedoeld in artikel 21, derde lid, van verordening 2019/943. Indien de energiewet wordt aangenomen door het parlement kan hierdoor een strategische reserve in relatief korte tijd worden ingevoerd.

Indien ook een strategische reserve niet voldoende lijkt of blijkt te zijn voor het oplossen van het vastgestelde leveringszekerheidsprobleem, zou ná het nemen van de bovengenoemde stappen besloten kunnen worden om de laatste stap te nemen en een capaciteitsmechanisme zoals een capaciteitsmarkt in te voeren.

Bijlage 4 Bibliografie

- ACER, 2021. Security of EU Electricity Supply 2021. [Online]
Beschikbaar via: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf
- ACM, 2023. Voorstel Netbeheer Nederland tijdsafhankelijke transporttarieven. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/voorstel-netbeheer-nederland-tijdsafhankelijke-transporttarieven> [Geopend 7 12 2023].
- Boudt, K., 2022. Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis over the period 2024-2034. [Online]
Beschikbaar via: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028report_boudtanalysisofhurdleratesforbelgianelectricitycapacityadequacyandflexibilityanalysis.pdf
- CBS, 2024. Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik. [Online]
Beschikbaar via: <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84575NED/table>
- CE Delft, 2021. Omslagpunt grootschalige batterijopslag. [Online]
Beschikbaar via: https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/01/CE_Delft_210361_Omslagpunt_grootschalige_batterijopslag_Hoofdrapport_Def.pdf
- Danish Energy Agency, 2023. Data sheet for Electricity and district heat production. [Online]
Beschikbaar via: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>
- DNV, 2020. De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespon op leveringszekerheid. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.dnv.nl/Publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagrespon-aan-leveringszekerheid-190655>
- Elektriciteitswet, 1998. Elektriciteitswet. [Online]
Beschikbaar via: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2024-01-01>
- Elia, 2023. Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034). [Online]
Beschikbaar via: https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_flexibility_study_for_belgium_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY
- ENTSO-E, 2023. European Resource Adequacy Assessment (ERAA). [Online]
Beschikbaar via: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>
- European Commission, 2020. ASSET Study on Technology pathways in decarbonisation scenarios. [Online]
Beschikbaar via: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/994817>
- Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2019. Verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking) (Voor de EER relevante tekst.). [Online]
Beschikbaar via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019R0943#>
- Europees Parlement en Raad van de Europese Commissie, 2021. Verordening (EU) 2021/1119 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 ("Europese klimaatwet"). [Online]
Beschikbaar via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>

- 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
- Fattahi, A. et al., 2022. Analyzing the techno-economic role of nuclear power in the Dutch net-zero energy system transition. *Advances in Applied Energy*, 7(100103).
- Gamboa Palacios, S. & Jansen, J., 2018. *Nuclear energy economics: An Update to Fact Finding Nuclear Energy*, Amsterdam: TNO.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023. Kamerbrief: Voortgangsupdate rol batterijen in het energiesysteem. [Online]
Beschikbaar via: <https://open.overheid.nl/documenten/2ac8cd77-bbff-4b8e-8b75-9426a0222434/file>
- 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, 2023a. Codewijzigingsvoorstel implementatie PICASSO en MARI. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.acm.nl/system/files/documents/codewijzigingsvoorstel-picasso-en-mari.pdf>
- Netbeheer Nederland, 2023b. 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)
- Overlegtafel Energievoorziening, 2020. Leveringszekerheid Elektriciteitsvoorziening: Maatregelen voor wanneer uit de TenneT monitoring blijkt dat de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit onvoldoende is gegarandeerd. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2023/06/200710-OTE-Rapport-Leveringszekerheid-Elektriciteitsvoorziening.pdf>
- PBL, 2022. Klimaat- en Energieverkenning 2022. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022>
- PBL, 2023. Klimaat- en Energieverkenning 2023. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2023-klimaat-en-energieverkenning-2023-5243.pdf>
- Pentilateral Energy Forum, 2023. Statement by Ministers of the Pentilateral Energy Forum on a joint vision for a decarbonized electricity system. [Online]
Beschikbaar via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-1126550.pdf>
- Platts, 2023. *European Power Daily*, Volume 25 / Issue 146 / August 1, 2023. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/assets/files/en/productsservices/market-reports/european-power-daily-060818.pdf> [Geopend 10 12 2023].

- Rijksoverheid, 2023. National Plan Energiesysteem (NPE). [Online]
Beschikbaar via: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/12/01/nationaal-plan-energiesysteem#:~:text=Het%20Nationaal%20Plan%20Energiesysteem%20is,nu%20en%20in%20de%20toekomst.>
- TenneT, 2023a. Monitoring Leveringszekerheid 2022. [Online]
Beschikbaar via: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/Monitoring%20Leveringszekerheid%202022_12JAN2023.pdf
- TenneT, 2023b. Ondersteunende diensten (Nederland). [Online]
Beschikbaar via: <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten-nederland>
- TenneT, 2024. 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, 2024. 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
- Tweede Kamer der Staten Generaal, 2023. Wetsvoorstel Energiewet. [Online]
Beschikbaar via: <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/wetsvoorstellen/detail?cfg=wetsvoorsteldetails&qry=wetsvoorstel%3A36378>



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 elektriciteitsvoorziening, 24 uur per dag en 365 dagen per jaar. Daarbij stimuleren we de energietransitie met als doel een duurzame, betrouwbare en betaalbare energietoekomst. Als eerste grensoverschrijdende TSO ontwerpen, bouwen, onderhouden en exploiteren we 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 9,2 miljard euro en een totale activawaarde van 45 miljard euro zijn we een van de grootste investeerders in nationale en internationale elektriciteitsnetten, zowel onshore als offshore. Elke dag stellen onze 8.300 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.

Lighting the way ahead together

TenneT TSO B.V.
Mariëndaal Centre of Excellence
Utrechtseweg 310,
6812 AR Arnhem
(0800) 836 63 88
Communicatie@tennet.eu
www.tennet.eu