

Monitoring

Leveringszekerheid

2018



Monitoring

Leveringszekerheid 2018 (2017-2033)

TenneT TSO B.V.
AOC 2018-074
december 2018

Inhoud

1. Inleiding	4	
2. Conclusie en Advies	6	
2.1 Conclusie	7	
2.2 Onzekerheden in de markt	8	
2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse	9	
2.4 Advies	11	
3. Uitgangspunten voor de leveringszekerheidsanalyse	12	
3.1 LOLE methodiek	13	
3.2 Regionaal analyse model	13	
3.2.1 De ontwikkeling van regionale en pan-Europese leveringszekerheidsanalyses	14	
3.2.2 Model voor de regionale analyse	14	
3.3 Uitgangspunten ontwikkeling Nederlands systeem	16	
3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde	16	
3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde	19	
3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit	28	
4. Resultaten analyse leveringszekerheid	30	
4.1 Geanalyseerde varianten in nationale en regionale analyses	31	
4.2 Nationale leveringszekerheidsanalyse	33	
4.2.1 Inleiding	33	
4.2.2 Basisvariant nationale analyse in periode 2017-2025	34	
4.2.3 Gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)	35	
4.2.4 Gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)	36	
4.2.5 Gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)	38	
4.2.6 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconserveren van vermogen	39	
4.2.7 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit	39	
4.2.8 Reservefactoren	43	
4.2.9 Vooruitzicht 2033	43	
4.3 Regionale leveringszekerheidsanalyse	45	
4.3.1 Onderzochte varianten met het regionale model	45	
4.3.2 Resultaten van het regionale model voor zichtjaren 2020 en 2025	45	
Bijlagen	48	
Bijlage 1	Ontwikkeling binnenlandse marktomvang	49
Bijlage 2	Tabellen achter de grafieken	51
Bijlage 3	Uitgangspunten en resultaten studie naar conservering van vermogen	52
Bijlage 4	Ontwikkeling van kans op het mottenballen van gasgestookt vermogen	55
Bijlage 5	Uitgangspunten en resultaten Market Incentives studie	56
Bijlage 6	Bronvermelding gebruikte gegevens	58

1 Inleiding



TenneT voert vanuit haar wettelijke taak “marktfacilitering” jaarlijks een monitoring van de lange termijn leveringszekerheid uit. De monitoring en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 16, tweede lid, onderdeel f van de E-wet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid (artikel 4a, eerste lid, van de elektriciteitswet 1998) is gedefinieerd als een TenneT-taak.

Doel van de monitoring is om inzicht te geven de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en middellange termijn, tot een periode van 7 jaren vooruit. In de EU-Richtlijn 2005/89/EG wordt voorgeschreven dat de zichtperiode is uitgebreid tot 15 jaren vooruit. In de nationale analyse wordt daarom een vooruitzicht op de mogelijke situatie van 2033 weergegeven.

In deze rapportage monitoring leveringszekerheid wordt evenals in de vorige editie, naast het nationale model, voor de internationale analyse gebruik gemaakt van een zogeheten regionaal beoordelingsmodel dat is ontwikkeld samen met Transmission System Operators (TSO's) in de buurlanden. In dit model worden vraag en aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem gesimuleerd. Hierdoor kan onder andere een verbeterde inschatting worden gemaakt van de impact van de hernieuwbare energieproductie en de daarmee verbonden toenemende weersafhankelijkheid op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen deze Europese regio elkaar kunnen ondersteunen in tijden van schaarste. Het regionale model zal in de komende jaren nog verder worden ontwikkeld en een belangrijkere rol innemen bij de monitoring van de lange termijn leveringszekerheid in de nabije toekomst.

De dataverzameling, de berekeningen en de analyses voor deze monitoring zijn uitgevoerd op het moment dat het Klimaat Akkoord 2018 nog een voorlopig karakter kent. De uitgangspunten met betrekking tot onder andere de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en de elektriciteitsproductiecapaciteit van hernieuwbare bronnen zijn om die reden nog gebaseerd op de vastgesteld en voorgenomen beleidsvariant van de Nationale Energieverkenningen 2017.

In het voorliggende rapport worden in hoofdstuk 2 de conclusies en het advies op basis van de resultaten van de monitoring weergegeven. In hoofdstuk 3 worden de uitgangspunten van zowel regionale als nationale leveringszekerheidsanalyse beschreven, waarbij een uitgebreide toelichting wordt gegeven op de ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde in Nederland gebaseerd op de beschikbare gegevens van zomer 2018. De resultaten van de leveringszekerheidsanalyses worden in hoofdstuk 4 weergegeven. De bijlage bevat een toelichting en bronvermelding op de gebruikte gegevens.

2 Conclusie en Advies



2.1 Conclusie

Uit deze monitoring blijkt dat er in Nederland in de komende jaren sprake is van een afname van het operationeel thermisch productievermogen, veroorzaakt door meerdere plannen om tot het amoveren¹ van thermisch productievermogen over te gaan alsook door de voornemens om gasgestookt vermogen te conserveren². De afname van operationeel thermisch vermogen is minder sterk ten opzichte van de voorgaande rapportage, omdat er naar verwachting na 2020 meer vermogen wordt gedeconserveerd dan aan TenneT werd gemeld in het kader van de Monitoring 2017. Hierdoor is de leveringszekerheid in Nederland op middellange termijn (2025) verder verbeterd ten opzichte van de vorige monitoring voor deze termijn. Niettemin kan de verwachte afname van het operationeel thermisch vermogen in Nederland in combinatie met de vele toenemende onzekerheden in de Europese energiemarkt voor leveringszekerheidsrisico's op de middellange tot lange termijn (vanaf 2025) zorgen.

De marktomstandigheden voor gasgestookte centrales zijn sinds eind 2016 verbeterd. Marktpartijen hebben in 2016 en 2017 geconserveerd vermogen ter grootte van 1,3 GW in operationele status gebracht en er is onlangs besloten tot het deconserveren van nog eens 1,3 GW. Dit vermogen zal volgens de huidige planning eind 2020 operationeel zijn. Uit de analyse in deze monitor blijkt dat er ten gevolge van deze deconserveringen bij normale omstandigheden met een prudente inschatting van de beschikbaarheid van de productie-eenheden (gevoeligheidsvariant A) vanaf 2025 situaties met tijdelijke importafhankelijkheid optreden. In de monitoring van 2017 werd dit rond 2020 voorzien.

Importafhankelijkheid hoeft geen probleem te vormen voor de leveringszekerheid. Ook in het verleden heeft Nederland perioden gekend van importafhankelijkheid zonder dat de leveringszekerheid in gevaar is gekomen. Omgekeerd leidt een nationaal vermogenoverschot niet automatisch tot extra leveringszekerheid. Nederland maakt deel uit van een geïntegreerde Europese elektriciteits-

markt, waarbij het Nederlandse elektriciteitssysteem sterk gekoppeld is met het buitenland. De leveringszekerheid in Nederland wordt daarom mede bepaald door ontwikkelingen in de ons omringende elektriciteitsmarkten. Dientengevolge kunnen vraagstukken ten aanzien van de toekomstige leveringszekerheid in Nederland uitsluitend worden beantwoord door analyses in een Europees verband. In dit kader werkt TenneT nauw samen met andere Europese TSO's aan de bouw van regionale modellen en studies betreffende de monitoring van de leveringszekerheid in de regio.

Uit een integrale analyse met het regionale model voor het basisscenario blijkt dat, dankzij de koppeling met het buitenland, de leveringszekerheid in Nederland op de middellange termijn voldoende kan blijven. Evenzo levert het Nederlandse productiepark een bijdrage aan de leveringszekerheid in de ons omliggende landen.

In aanvulling op het basis scenario is er ook een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarin wordt verondersteld dat landen in de regio zich opmaken om afgesproken CO₂-emissiereducties te behalen. In deze analyse is er sprake van een verdere reductie van conventioneel vermogen en een toenemende afhankelijkheid van niet regelbare bronnen (zon-PV en wind) voor elektriciteitsopwekking in deze landen. Uit de analyse blijkt dat deze combinatie, afhankelijk van de weersomstandigheden, leidt tot meer situaties van lagere reserves in de regio met een verhoogd risico voor leveringszekerheid tot gevolg.

Ontwikkeling vraagzijde

Het totale elektriciteitsverbruik in Nederland schommelt de afgelopen jaren rond de 115-116 TWh. Uit de voorlopig gegevens van CBS blijkt dat het elektriciteitsverbruik in 2017 uitkomt op 116,3 TWh; dat is 0,4 TWh meer dan in 2016.

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt in het Referentiescenario voor de vraagontwikkeling uitgegaan van een lichte daling van het verbruik, analoog aan de geschetste ontwikkeling in de Nationale Energieverkenning 2017. Voor 2025 wordt

¹ amoveren: definitief uit bedrijf nemen van vermogen c.q. slopen van installatie

² conserveren: voorlopig uit bedrijf nemen van vermogen door te conserveren, ook wel *mothballing capacity*

op deze basis het elektriciteitsverbruik geprognosticeerd op 113,8 TWh.

Ontwikkeling aanbodzijde

De ontwikkeling van de aanbodzijde wordt vooral gekenmerkt door enerzijds een afname van het conventionele thermische productievermogen wegens amovering en conservering (van 23,6 GW in 2017 naar 19,0 GW in 2025) en anderzijds een toename van investeringen in hernieuwbaar vermogen, zoals wind, zon-PV en biomassa (van 6,4 GW in 2017 naar 20,7 GW in 2025).

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op het vastgestelde en voorgenomen beleid zoals gekwantificeerd in de Nationale Energieverkenning 2017 (NEV2017)³. De NEV brengt jaarlijks de stand van zaken rondom de energiehuishouding in Nederland in kaart en geeft inzicht in de te verwachten ontwikkelingen.

2.2 Onzekerheden in de markt

Voor de langere termijn (na 2025) worden de uitdagingen ten aanzien van de inschatting van de leveringszekerheid groter en meer divers door de vele onzekerheden voor de markt.

Zo bestaan er onzekerheden in de Europese elektriciteitsmarkt ten aanzien van (her)investeringen in met name conventionele productiemiddelen voor elektriciteitsopwekking, mede gezien de beoogde voornemens om CO₂-emissie te reduceren en daarmee gestimuleerde inzet van duurzame productiemiddelen, de moeilijke economie van gascentrales en de onzekerheid over de mogelijke ontwikkeling van capaciteitsmarkten in verschillende Europese landen. De Europese markt met het gekoppelde systeem bestaat momenteel uit een hybride marktontwerp, waarbij het ene land een energy-only-markt kent en het andere een systeem hanteert met capaciteitsvergoedingen.

In Nederland leidt de ontwikkeling in de vraag- en aanbodzijde in de komende jaren naar verdere inkrimping van het huidige thermisch productiepark, mede ingegeven door een gewijzigde warmtevraag of door milieutechnische beperkingen. Hoewel er op dit moment ten opzichte van de voorgaande monitoring sprake is van een afname van geconserveerd vermogen blijft een relevant deel van de binnenlandse gasgestookte eenheden bestaat uit geconserveerde installaties. Bij conserveren is er de mogelijkheid van deconserveren in de toekomst, maar het is onzeker of en wanneer deconserveren rendabel zal zijn. In de overweging om geconserveerde eenheden weer in bedrijf te nemen, zien producenten zich gesteld voor noodzakelijke herinvesteringen voor groot onderhoud en aanstaande revisiekosten. Deze kosten drukken de rendabiliteit aanzienlijk in een situatie van lage prijzen en verwachtingen over een laag aantal draaiuren. Door verdere toename van productie uit duurzaam vermogen in de Noordwest-Europese markt, de lagere bedrijfstijden en de lage elektriciteitsprijzen komt het bestaand, met name gasgestookt, productievermogen verder onder druk te staan. Producenten kunnen een besluit voor het uit bedrijf nemen van oud vermogen op korte termijn aankondigen. Hiertegenover staat dat het Nederlandse systeem beschikt over een substantiële hoeveelheid relatief modern geconserveerd gasvermogen dat, indien economisch aantrekkelijk, in relatief beperkte tijd gedeconserveerd kan worden.

De uitkomsten van het vorige monitoringsrapport lieten zien dat er in Nederland op de middellange termijn, afhankelijk van het weersbeeld, perioden kunnen ontstaan met lagere reserves en dat deconservering van gasgestookt productievermogen de leveringszekerheidsrisico's zou kunnen verkleinen. Naar aanleiding van deze uitkomsten heeft TenneT een extern onderzoek aangekondigd om de waarschijnlijkheid te beoordelen dat marktprikkels voldoende en tijdig genoeg zullen zijn om producenten beslissingen tot deconserveren te laten nemen. Daarnaast moest het onderzoek de belangrijkste trends en factoren in het energiesysteem die van invloed kunnen zijn op deze prikkels en de voorzieningszekerheid in de Nederlandse stroomsector in beeld te brengen.

³ NEV2017, Nationale Energieverkenning 2017, gepubliceerd eind 2017, <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/>

De studie⁴ is inmiddels uitgevoerd door een onafhankelijke consultant en in september van dit jaar opgeleverd. De belangrijkste conclusies zijn dat op de korte termijn de markt geen prikkels biedt om geconserveerde eenheden opnieuw te starten, maar dat de prikkels op middellange termijn (2022-2024) voldoende zijn voor deconserveren van tenminste de jongste en meest efficiënte geconserveerde eenheden. Daarnaast geeft het rapport aan dat de markt deconservering tot stand kan brengen, maar dat daarvoor politieke stabiliteit ten behoeve van een gunstig investeringsklimaat vereist is. Afgezien van nationale en Europese politieke onzekerheden, zijn er geen duidelijke andere belemmeringen die een tijdige deconservering in de weg zouden kunnen staan.

De in de vorige monitoring geïntroduceerde analyse op basis van forward prijzen is geactualiseerd en heeft uitgewezen dat de situatie voor gascentrales groter dan 100 MW gunstiger is geworden ten opzichte van de monitor in 2017, waardoor de kans op conservering is afgenomen en de kans op deconservering groter is geworden.

Inmiddels is aangekondigd, dat geconserveerd thermisch vermogen ter grootte van 1,3 GW eind 2020 zal terugkomen op de markt, waarmee al een deel van de conclusies van zowel de Frontier studie als de geactualiseerde analyse op basis van forward prijzen wordt bevestigd.

TenneT is voornemens om de analyses naar mogelijke opties voor het (de-) conserveren van conventioneel productievermogen ook in de komende jaren te blijven actualiseren. Zo kan het inzicht behouden blijven in de momentane positie van het gasgestookt vermogen betreffende de kansen om te worden geconserveerd of gedeconserveerd. Inzichten uit de analyse zullen input zijn voor een gevoeligheidsanalyse..

2.3 Regionale analyse leveringszekerheid naast nationale analyse

In maart 2015 werd een belangrijke mijlpaal gezet, toen de binnen het Pentalaterale Energieforum (PLEF) samenwerkende TSO's een regionale leveringszekerheidsstudie hebben gepubliceerd op basis van een nieuw ontwikkeld geavanceerd regionaal model. In een Political Declaration van 7 juni 2013 hebben de ministers van de Pentalanden (België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en Nederland), aangevuld met Oostenrijk en Zwitserland (Penta++), aangedrongen op het gezamenlijk ontwikkelen van een adequate monitoring van de leveringszekerheid in de Penta++ regio.

Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en zon-PV voor de leveringszekerheid in combinatie met de beschikbare interconnectie-capaciteit tussen de landen. Het vernieuwde probabilistisch model simuleert door middel van samenhangende scenario's de vraag en het aanbod van een groot deel van het Europese elektriciteitssysteem. Het maakt het mogelijk een verbeterde integrale inschatting te maken van de impact van energieproductie op de leveringszekerheid, alsmede de mate waarin marktgebieden binnen de regio elkaar kunnen ondersteunen. Hiervoor worden databases gebruikt met Europees gecorreleerde data betreffende elektriciteitsvraag, beschikbaar productievermogen en interconnectie.

Toename weersafhankelijkheid

Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. De energiemix van landen bevat steeds meer van deze niet regelbare bronnen. Dit stelt hoge eisen aan de beschikbaarheid van flexibel vermogen of andere mogelijkheden om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen zoals opslag en demand side response (DSR). Mede gezien het feit dat er door de toename van zon-PV-

⁴ Security of Supply monitor – market incentives study, Frontier economics, 14 September 2018: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>

en windvermogen een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien.

In bepaalde momentane situaties kan het systeem kwetsbaarder worden, bijvoorbeeld wanneer er een beperkte beschikbaarheid van conventioneel vermogen is, de zon niet schijnt en er weinig wind is. Dit alles gecombineerd met een koudegolf in Europa kan ertoe leiden dat het overschot sterk reduceert. In zulke gevallen is het bepalend hoe de onderlinge afhankelijkheden tussen landen in de Noordwest-Europese regio uiteindelijk leiden tot een adequate leveringszekerheid. Dit stelt hoge eisen aan het systeem van de markt en derhalve aan de methode van simuleren.

Aan de hand van de pan-Europese klimaatdatabase (*Pan European Climate Database*, PECD) kan een uitspraak worden gedaan over de energieproductie uit zon-PV- en windvermogen. De klimaatdatabase bevat gecorreleerde data van productie uit duurzaam en belasting voor alle Europese landen op basis van het weer gedurende de periode 1982-2015. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio.

Na de eerste publicatie hebben de Penta++ TSO's samengewerkt aan verdere verbeteringen van het regionale model. Daarbij werd vooral aandacht geschonken aan de verdere ontwikkeling van vraag-responsmodellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de regio op basis van een flow based model zoals gebruikt in de Europese marktkoppeling (*Central Western Europe Flow Based Market Coupling*, CWE FB MC). Een tweede studie, waarin deze verbeterpunten worden geadresseerd, is begin 2018 gepubliceerd⁵.

Momenteel wordt er gewerkt aan de derde PLEF-studie, die in januari 2020 gereedkomt.

De PLEF-studies hebben het beeld bevestigd, dat regionale uitwisselingsmogelijkheden aanzienlijk positief bijdragen aan de leveringszekerheid in alle betrokken landen, vanwege goede interconnectie en samenwerking.

Parallel aan de ontwikkelingen in de Penta-regio zijn de ontwikkelde methodieken ook toegepast door ENTSO-E op pan-Europese schaal. Een pan-Europese leveringszekerheidsanalyse, de *Mid term Adequacy Forecast* (MAF), wordt op jaarlijkse basis uitgevoerd. Resultaten van een eerste studie werden in juli 2016 gepubliceerd en de meest recente editie (MAF2018⁶) is onlangs gepubliceerd. De binnen ENTSO-E ontwikkelde databases kunnen door TSO's worden gebruikt ten behoeve van nationale *adequacy* studies.

De bovengeschetste ontwikkelingen zijn voor TenneT de belangrijkste reden om de internationaal gedragen analysemethode (in het PLEF en bij ENTSO-E) verder door te voeren in de nationale monitoring, waarin de adequaatheid van het systeem van aanbod en elektriciteitsvraag breder onderzocht wordt. De methode van de regionale analyse van de leveringszekerheid blijkt ook goed te gebruiken voor separate studies naar projecten, bijvoorbeeld om de maatschappelijk laagste kosten te kunnen bepalen. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het zogeheten *PowrSym4* marktsimulatietool.

⁵ Pentilateral Energy Forum, Support Group 2, 'Generation Adequacy Assessment', January 2018, <http://www.benelux.int/nl/kernthemas/holder/energie/pentilateral-energy-forum>

⁶ Mid-term Adequacy Forecast 2018: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

2.4 Advies

De resultaten van de monitoring leveringszekerheid geven TenneT geen directe aanleiding om de overheid te adviseren om op korte termijn nieuwe maatregelen te treffen om de toekomstige leveringszekerheid in Nederland te waarborgen.

Wel is het raadzaam om de ontwikkelingen in het buitenland ten aanzien van nationale beleidsvoornemens die kunnen leiden tot afname van het conventionele productiepark, bijvoorbeeld uitfasering

kolen in Duitsland en andere landen, sluiten kerncentrales in België te volgen.

Daarnaast is het van belang dat overheden met elkaar deze beleidsvoornemens bespreken en de consequenties daarvan van voor leveringszekerheid in de regio (laten) analyseren.

Tenslotte is het noodzakelijk om de consequenties voor de leveringszekerheid als gevolg van de nieuwe regulering in het kader van de *Clean Energy Package* (CEP) door de Europese Commissie nauwlettend te volgen.

3 Uitgangspunten voor de leverings- zekerheidsanalyse



In dit hoofdstuk wordt een toelichting gegeven op de wijze waarop de monitoring is uitgevoerd.

De monitoring heeft tot doel om inzicht te geven in de verwachte ontwikkeling van de leveringszekerheid in Nederland op korte en middellange termijn. Als gevolg van de verduurzaming van de energievoorziening wordt in toenemende mate in Nederland en Noordwest-Europa gebruik gemaakt van wind- en zon-PV-vermogen. Dit stelt hoge eisen aan de beschikbaarheid van het conventionele vermogen en aan het systeem dat steeds meer flexibel vermogen of andere mogelijkheden, zoals opslag en *demand side response*, vereist om plotselinge grote schommelingen in de momentaan aangeboden hoeveelheid elektriciteit op te vangen. Mede gezien het feit, dat er door deze toename van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen een sterke toename van de onderlinge elektriciteitsstromen tussen landen plaatsvindt, is het noodzakelijk de vraagstukken van leveringszekerheid in regionale context te bezien. Daarom werkt TenneT, in aanvulling op de nationale analyses, samen met collega TSO's voortdurend aan verdere verbetering van de monitoring van de leveringszekerheid door gezamenlijke regionale leveringszekerheidsanalyses. Evenals in de twee vorige edities van dit rapport zijn er ook nu analyses uitgevoerd met een regionaal model waar het Nederlandse elektriciteitssysteem en met een zeer groot deel van de systemen in de ons omringende landen werden beschouwd.

Onderstaand wordt allereest ingegaan op de gebruikte LOLE-methodiek voor de beoordeling van de leveringszekerheid. Vervolgens wordt een verdere toelichting gegeven op de meest belangrijke modelaannames. Na een beschrijving van het regionale model op hoofdlijnen, wordt in detail ingegaan op de ontwikkelingen binnen Nederland betreffende de elektriciteitsvraag en het aanbod van productie-vermogen, alsook de ontwikkeling van de import- en exportcapaciteit.

3.1 LOLE methodiek

De beoordeling van de leveringszekerheid is gebaseerd op de zogenaamde LOLE-methode. De LOLE-methodiek wordt internationaal breed

toegepast ter bepaling van de adequaatheid van elektriciteitssystemen. De uitkomst van deze probabilistische methode is een verwachtingswaarde voor het aantal uren per jaar dat met de beschikbare productiecapaciteit niet aan de vraag zal kunnen worden voldaan, de zogenaamde *Loss of Load Expectation* (afgekort LOLE). Als criterium voor de adequaatheid van een systeem wordt een maximale LOLE-waarde gehanteerd: het aanvaardbaar geachte risico dat gedurende een bepaalde hoeveelheid uren per jaar niet aan de vraag zou kunnen worden voldaan; deze waarde vertaalt zich eenduidig in de hoeveelheid tenminste vereiste productievermogen.

De gehanteerde norm voor de berekeningen van het Nederlandse systeem bedraagt 4 uren.

In de monitoring-analyse wordt de LOLE-methodiek toegepast binnen zowel het regionale en het nationale model.

3.2 Regionaal analyse model

Nederland maakt deel uit van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt en is met een grote interconnectiecapaciteit verbonden met de ons omringende landen. Tekorten op nationale basis ("importafhankelijkheid") resulteren niet in extra risico's voor de leveringszekerheid als er in de omringende systemen voldoende overschotten (reserves) beschikbaar zijn ten tijde van die tekorten en er tevens voldoende capaciteit beschikbaar is om de overschotten te transporteren naar de locatie met de tekorten. Andersom hoeft een nationaal overschot niet automatisch te betekenen dat er geen risico's voor de leveringszekerheid kunnen optreden; door de sterke koppeling tussen de marktgebieden in Europa kunnen tekorten in één marktgebied worden "geëxporteerd" en resulteren in gezamenlijke gelijktijdige tekorten in meerdere marktgebieden. Om goede uitspraken te kunnen doen ten aanzien van de leveringszekerheid is het dientengevolge noodzakelijk om de monitoring van de leveringszekerheidsanalyses in een internationale context uit te voeren.

3.2.1 De ontwikkeling van regionale en pan-Europese leveringszekerheidsanalyses

Een belangrijke stap in de verbetering van de monitoring is gerealiseerd binnen het Pentalaterale Energieforum (PLEF). In een *Political Declaration* van 7 juni 2013 hebben de ministers van de Pentalanden (België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en Nederland), aangevuld met Oostenrijk en Zwitserland (Penta++), aangedrongen op het gezamenlijk ontwikkelen van een adequate monitoring van de leveringszekerheid in de Penta++ regio.

In het vervolg daarop is er door de gezamenlijke Penta++ TSO's een aangepaste robuuste toekomst-vaste methodiek ontwikkeld en een eerste regionale analyse uitgevoerd. In maart 2015 hebben de gezamenlijke TSO's een rapport⁷ gepubliceerd waarin de nieuwe methodiek wordt beschreven. In het rapport zijn tevens de resultaten van een regionale studie, uitgevoerd met behulp van de nieuwe methodiek, beschreven. Een belangrijk element van de nieuwe methodiek is het kunnen maken van een betere beoordeling van de waarde van de productie uit wind en zon-PV voor de leveringszekerheid in combinatie met de beschikbare interconnectie-capaciteit tussen de landen. Daarbij is gebruik gemaakt van een binnen de ENTSO-E ontwikkelde klimaatdatabase (*Pan European Climate Database*, PECD). De klimaatdatabase bevat gecorreleerde data van productie uit duurzame bronnen en de elektriciteitsvraag voor alle Europese landen op basis van het weer in een groot aantal historische jaren. Daarmee wordt het mogelijk om een betere inschatting te maken van de gelijktijdigheid van door weersomstandigheden gerelateerde gebeurtenissen in de gehele regio. Daarnaast is de door de TSO's gemaakte gemeenschappelijke vraag-/aanboddatabase van de regio een cruciaal element.

Na de eerste publicatie hebben de Penta++ TSO's samengewerkt aan verdere verbeteringen van het regionale model. Daarbij werd vooral aandacht

geschonken aan de verdere ontwikkeling van vraagrespons-modellen en verbetering van de simulatie van uitwisselingsmogelijkheden tussen landen in de regio op basis van een *flow based model* zoals gebruikt in de Europese marktkoppeling (*Central Western Europe Flow Based Market Coupling*, CWE FB MC). Een tweede studie, waarin deze verbeterpunten worden geadresseerd, is begin 2018 gepubliceerd⁸.

Momenteel wordt er gewerkt aan de derde PLEF-studie, die in januari 2020 gereedkomt.

Parallel aan de ontwikkelingen in de Penta-regio zijn de ontwikkelde methodieken ook toegepast door ENTSO-E op pan-Europese schaal. Een pan-Europese leveringszekerheidsanalyse, de *Mid term Adequacy Forecast* (MAF), wordt op jaarlijkse basis uitgevoerd. Resultaten van een eerste studie werden in juli 2016 gepubliceerd en de meest recente editie (MAF2018)⁹ is onlangs gepubliceerd. De binnen ENTSO-E ontwikkelde databases kunnen door TSO's worden gebruikt ten behoeve van nationale adequacy studies.

3.2.2 Model voor de regionale analyse

Het door TenneT gebruikte model voor de regionale analyse omvat naast Nederland en de overige PLEF++ landen (donkerblauw) het gehele gekoppelde Europese elektriciteitssysteem (zie figuur 3-1)

Binnen het regionale model zijn per marktgebied de vraag- en aanbodcurves gedefinieerd, alsmede de uitwisselingscapaciteiten tussen de marktgebieden. Ter bepaling van de probabilistische leveringszekerheidsindicatoren (LOLE) worden zogenaamde marktsimulaties uitgevoerd. Dit zijn gedetailleerde berekeningen waarbij voor toekomstige analysejaren op een uur-na-uur basis wordt geanalyseerd in welke mate het mogelijk is om per marktgebied in de vraag te kunnen voorzien met beschikbare middelen (aanbod- en vraagrespons)

⁷ Generation Adequacy Assessment report 2015, Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf

⁸ Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, 'Generation Adequacy Assessment', January 2018, <http://www.benelux.int/nl/kernthemas/holder/energie/pentalateral-energy-forum>

⁹ Mid-term Adequacy Forecast 2018: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



Figuur 3-1 Perimeter van het gebruikte model voor de regionale analyse

van binnen of (via importen) buiten het marktgebied. Op het moment dat dit niet meer mogelijk is, dan is er sprake van een situatie van *Loss of Load*: een situatie waarin belasting (vraag) moet worden afgeschakeld om de balans te kunnen handhaven.

Zowel aan vraagzijde, aanbodzijde als transportzijde zijn er onzekerheden die de leveringszekerheid kunnen beïnvloeden. Veel onzekerheden worden veroorzaakt door het weer. Belangrijke weer-gerelateerde onzekerheden aan de aanbodzijde betreffen de productie uit wind, zon-PV en hydro vermogen. Aan de vraagzijde geldt dat in veel landen de temperatuur een grote invloed heeft op de vraag. Daarnaast zijn er onzekerheden die niet aan het weer zijn gerelateerd. De belangrijkste betreffen de onvoorziene uitval van productiemiddelen en transportmiddelen.

In de analyse wordt rekening gehouden met al deze onzekerheden met behulp van een zogenaamde Monte-Carlo-methodiek. Daarbij wordt de analyse uitgevoerd voor een groot aantal scenario's met per scenario een andere kwantificering van de onzekerheden.

Scenario's voor de weer-gerelateerde onzekerheden worden gemodelleerd door een kwantificering op basis van klimaatjaren. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de binnen ENTSO-E ontwikkelde pan-Europese klimaatdatabase, waarmee het mogelijk is om gecorrleerde chronologische tijdsreeksen te maken van de weersafhankelijke parameters (elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen) per marktgebied in Europa op basis van historische weerdata over de periode 1982-2015 (34 klimaatjaren). Daarbij wordt ook rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) in deze jaren.

De scenario's op basis van klimaatjaren worden gecombineerd met verschillende scenario's voor onvoorziene uitval van productie- en transportmiddelen. Na het doorrekenen van voldoende scenario's kan tenslotte een verwachtingswaarde voor de *Loss Of Load Expectation* worden bepaald door het combineren van de uitkomsten van alle individuele scenario's.

De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het marktsimulatietool *PowrSym4*.

3.3 Uitgangspunten ontwikkeling Nederlands systeem

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste aannames ten aanzien de ontwikkeling van het Nederlandse elektriciteitssysteem ten behoeve van de leveringszekerheidsanalyses die zijn uitgevoerd in het kader van dit rapport. Deze uitgangspunten zijn geldig voor zowel de regionale als de nationale analyse.

3.3.1 Ontwikkelingen vraagzijde

In deze paragraaf wordt beschreven welke uitgangspunten worden gehanteerd voor de inschatting van de ontwikkeling van de jaarlijkse elektriciteitsvraag (energie in TWh en belasting in MW) binnen de zichtperiode van de nationale analyse in deze monitoring, middellange (2019-2025) en lange termijn (2033). Er bestaat grote onzekerheid ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode. De voorspelbaarheid van het toekomstig elektriciteitsverbruik is door de ontwikkelingen als gevolg van de energietransitie kleiner geworden. In de gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit is elektrificatie een middel om te verduurzamen. De omvang hiervan en de snelheid waarmee dit gebeurt, zijn lastig in te schatten. Om de impact op de hoogte van de elektriciteitsvraag in te schatten wordt steeds meer gewerkt met gegevens van kennisinstituten. Zo kan bijvoorbeeld worden gedacht aan gegevens van en over elektrische auto's of warmtepompen en de toenemende efficiency van apparaten en processen. In het sectoraal vraagmodel wordt hiermee rekening gehouden. De impact van de ontwikkeling op de elektriciteitsmarkt ten aanzien van opslag, *demand side response*, *power to gas* of *power to heat* is niet gemodelleerd.

Vraagresponse (*demand side response* of DSR) is de algemene term voor de reactie van elektriciteitsgebruikers op (hogere) elektriciteitsprijzen. Sommige marktpartijen zullen hun belasting verminderen in geval van hogere prijzen op de markt. In de huidige markt is er nog sprake van beperkte DSR-volumes. De verdere ontwikkeling van DSR wordt gezien als één van de belangrijke oplossingen die een bijdrage kunnen leveren aan de toekomstige leveringszekerheidsproblemen. TenneT werkt aan een verdere verbetering van de DSR modelering in haar leve-

ringszekerheidsanalyses. Als eerste stap wordt er een studie uitgevoerd om een zo goed mogelijk beeld te krijgen van de DSR die nu actief is in de markt. Daarbij wordt gebruik gemaakt van EPEX uurlijkse vraag- en aanbodbiedingen van de afgelopen jaren. De eerste resultaten zijn veelbelovend en laten zien dat er gerekend mag worden met een zeker minimum potentieel dat altijd beschikbaar zal komen ten tijde van krapte op de markt. De gevonden resultaten zullen nog verder worden gevalideerd alvorens ze gebruikt zullen worden voor leveringszekerheidsstudies.

Als tweede stap zal er ook een schatting worden gemaakt van de ontwikkeling van DSR op de Nederlandse markt op de korte en middellange termijn.

TenneT is voornemens om de uitkomsten van de DSR-studies te gaan gebruiken voor de komende edities van de Monitoring Leveringszekerheid.

Voor de monitoring wordt gebruik gemaakt van de Nationale Energieverkenningen, waarbij de ontwikkelingen per sector zijn ingeschat en op basis waarvan het totaal van het elektriciteitsverbruik in Nederland in de toekomst wordt bepaald.

3.3.1.1 Sectoraal vraagmodel

In het sectoraal vraagmodel wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag bepaald door de huidige vraag naar elektriciteit op te splitsen in een aantal sectoren, namelijk Huishoudens, Industrie, Dienstverlening en Overige. Vervolgens wordt per sector de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag ingeschat op basis van voorziene ontwikkelingen in de sector. Naast deze sectoren is separaat de extra vraag naar elektriciteit bij huishoudens ten gevolge van de toepassingen met betrekking tot elektrisch vervoer (personenauto's) en warmtepompen ingeschat. De elektriciteitsvraag ten gevolge van warmtepompen is afhankelijk van de buitentemperatuur en de wind. Hierbij wordt gebruikt gemaakt van de klimaatgegevens van de jaren 1999 tot en met 2014. De genoemde sectoren en toepassingen worden ieder met een specifiek belastingprofiel gemodelleerd.

Uitgangspunten

In de analyses voor de leveringszekerheid wordt er voor de vraagontwikkeling in een Referentiescenario uitgegaan van een teruglopende elektriciteitsvraag, analoog aan de geschetste ontwikkeling in de

Nationale Energieverkenning 2017. Daarnaast wordt in het zogenaamde Hoog scenario rekening gehouden met een licht toenemende groei van de vraag naar elektriciteit, die werd gebaseerd op de trenddata uit de Nationale Energieverkenning 2016.

Voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag geldt dat als basis gebruik is gemaakt van de CBS-cijfers die medio 2018 beschikbaar waren. Dit betreft de definitieve cijfers tot en met 2015 en de (nader) voorlopige cijfers over de jaren 2016 en 2017.

Binnen het belastingprofiel wordt op dit moment nog geen rekening gehouden met expliciete vraagsturing. Een reden hiervoor is dat de ontwikkelingen op dit gebied nog onvoldoende concreet zijn om deze te kwantificeren. Gevolg zou kunnen zijn, dat de piekvraag in met name de verder weg gelegen steekjaren mogelijk wordt overschat.

Voor het Referentiescenario is de vraagontwikkeling binnen de sectoren voor de jaren vanaf 2017 gekwantificeerd met de groeicijfers conform het vastgesteld beleid scenario uit de Nationale Energieverkenning 2017. Voor de modellering van de ontwikkeling van warmtepompen in woningen werd gebruik gemaakt van basisgegevens over klimaat (temperatuur, wind), *efficiency*, gebruiksfactoren en verbruiksprofielen. Het aantal elektrische voertuigen en verschillende scenario's van laadpatronen hebben als basis gediend voor het modelleren van het elektriciteitsverbruik door elektrische voertuigen.

Tabel 3-1 toont de binnen de scenario's gehanteerde aantallen warmtepompen in woningen en het aantal elektrische voertuigen (personenauto's).

Tabel 3-1

Aantallen warmtepompen in woningen en elektrische voertuigen					
Aantallen	2015	2017	2020	2025	2030
Warmtepompen in woningen	143.425	224.400	253.000	400.000	500.000
Elektrische voertuigen	86.230	119.110	200.000	500.000	800.000

¹⁰ CBS Statline, sept.2018, <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=82380NED&LA=NL>

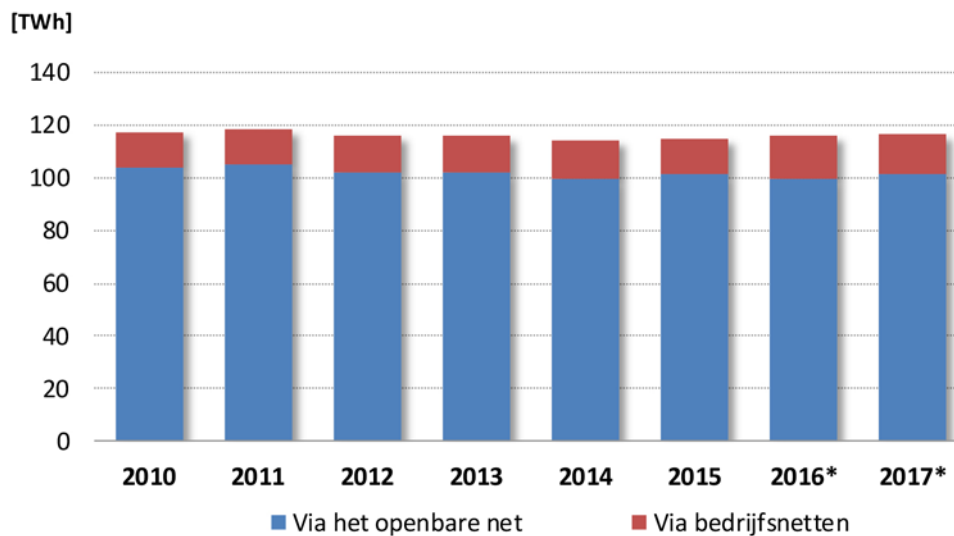
¹¹ CBS/RDW: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2018/21/sterke-stijging-aantal-volledig-elektrische-auto-s>

Het aantal warmtepompen in woningen (224.400) in 2017 is gebaseerd op CBS-cijfers¹⁰. Het aantal warmtepompen tot aan 2030 is gebaseerd op het voorgenoemde beleid scenario uit de NEV2017. In 2017 zijn er 119.100 elektrische voertuigen geregistreerd in Nederland volgens het CBS en de RDW¹¹. De ontwikkeling van het aantal elektrische voertuigen is eveneens gebaseerd op het NEV. Het aantal warmtepompen in woningen en elektrische voertuigen in deze monitoring is vergelijkbaar met de uitgangspunten van het Referentiescenario in de Monitoring 2016.

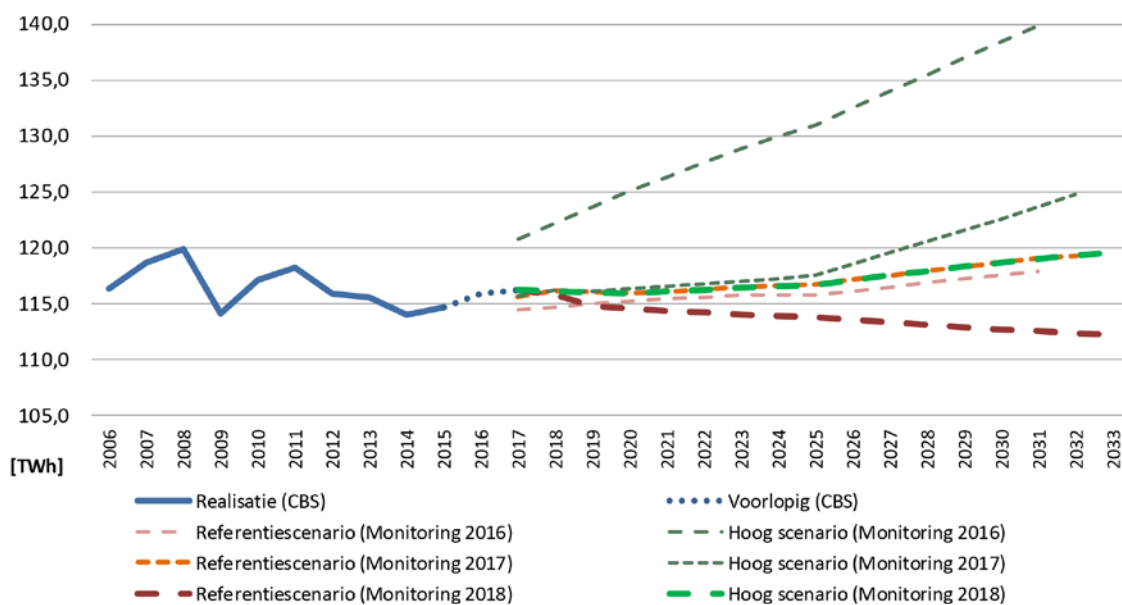
Voor het Hoog scenario is de trenddata uit de Nationale Energieverkenning 2016 gebruikt en gekoppeld aan de gerealiseerde verbruiksdata van het CBS tot en met 2017. Hierbij is het uitgangspunt dat de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag binnen de sectoren de extra groei van warmtepompen en elektrisch vervoer endogeen is opgenomen.

3.3.1.2 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

Het totale bruto elektriciteitsverbruik in Nederland schommelt de laatste jaren rond de 119 TWh en dat is inclusief de door transport ontstane netverliezen. In 2017 was het elektriciteitsverbruik 119,9 TWh. Dit verbruikscijfer is de hoeveelheid elektriciteit die is afgeleverd aan verbruikers in Nederland plus het elektriciteitsverbruik van installaties waarmee de elektriciteit werd geproduceerd. Dat laatste wordt het verbruik 'bij de productie' genoemd en bedraagt circa 3,6 TWh in 2017. Het verbruik 'bij de productie' wordt in de monitoring buiten beschouwing gelaten. Het voorlopig door CBS vastgesteld netto elektriciteitsverbruik komt daarmee in 2017 uit op 116,3 TWh. In figuur 3-2 wordt het netto verbruik



Figuur 3-2 Netto elektriciteitsverbruik in Nederland volgens het CBS [*: voorlopige waarden]



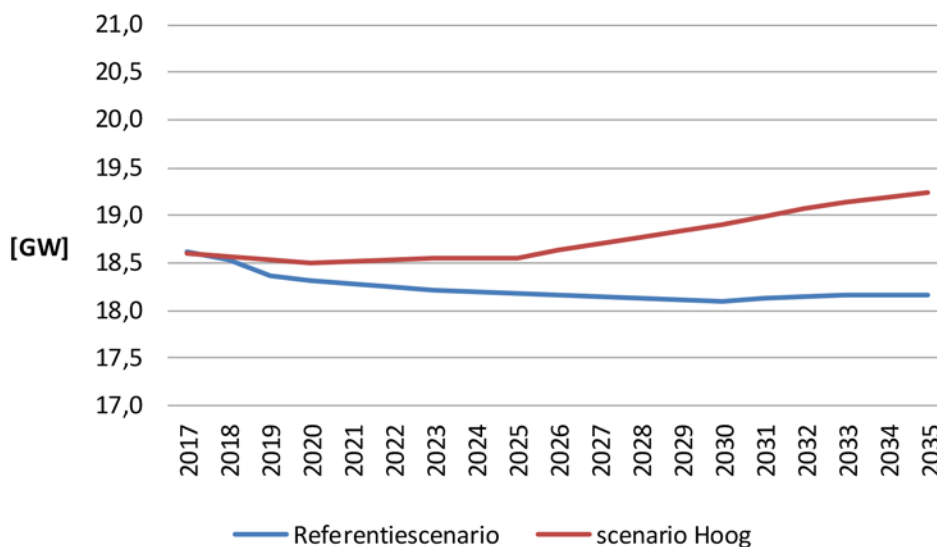
Figuur 3-3 Gerealiseerd en geprognosticeerd elektriciteitsverbruik in Nederland

uitgesplitst in de categorieën ‘via het openbare net’ (101,4 TWh) en ‘via bedrijfsnetten’ (14,9 TWh).

Meer gedetailleerde informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse markt omvang en de elektriciteitsbalans met aanbod en verbruik (CBS) is opgenomen in Bijlage 1 van dit rapport. De toekomstige elektriciteitsvraag in het Referentiescenario in deze Monitoring (2018) ligt in de gehele

periode onder de prognose uit de vorige Monitoring. Dat is volledig te verklaren vanwege de koppeling van de trends aan de ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag in de Nationale Energieverkenning van 2017 en 2016.

Het Hoog scenario in deze monitoring is gebaseerd op de trend van de elektriciteitsvraag in de NEV van 2016, wat in figuur 3-2 is te zien als het Referentiescenario van de monitoring 2017 (oranje stippellijn).



Figuur 3-4 Scenario's van de ontwikkeling van de piekbelasting in Nederland in GW

Figuur 3-3 toont de gerealiseerde en geprognosticeerde ontwikkeling van de binnenlandse elektriciteitsvraag, waarbij voor deze monitoring ook een scenario met een hoge vraag is beschouwd. Dit scenario Hoog ligt meer in lijn met de realisaties tot en met 2016 en het Referentiescenario (monitoring 2017) dan de prognose van scenario Hoog uit de monitoring 2017.

Figuur 3-4 presenteert de scenario's van de ontwikkeling van de piekbelasting. De piekbelasting in het Referentiescenario toont in deze monitoring een licht dalende trend in de middellange termijn (18,6 -18,1 GW). De ontwikkeling van de piekbelasting in het scenario Hoog is vergelijkbaar met die in het Referentie-scenario van de Monitoring uit 2017. Binnen het scenario Hoog neemt de piekbelasting heel licht toe naar 19,2 GW in 2035. In die periode wordt ook de bijdrage van elektrisch vervoer en warmtepompen zichtbaar, het vraagmodel geeft aan dat dat de bijdrage aan de belasting van elektrisch vervoer 2,7 TWh bedraagt en die van warmte-pompen 1,3 TWh.

3.3.2 Ontwikkelingen aanbodzijde

De ontwikkelingen van het aanbod van productie- vermogen voor elektriciteitsopwekking wordt in het kader van de monitoring leveringszekerheid in kaart gebracht door TenneT. Jaarlijks stellen elektriciteits- producenten en andere bedrijven met een eigen productiemiddel TenneT op de hoogte van de status

van hun productiemiddel(en) en de beschikbaarheid van aangesloten vermogen voor elektriciteits- opwekking. In aanvulling op deze verplichting uit hoofde van de Netcode heeft TenneT met een aantal producenten nader overleg gevoerd over de interpretatie van de aangeleverde specifieke productie- data en de duiding van (niet-)beschikbaarheid van vermogen in de toekomst ten behoeve van deze monitoring. Bij het kwantificeren van het aanbod voor de monitoring is rekening gehouden met de gegevens van de producenten, welke voor september 2018 aan TenneT zijn gemeld.

In de komende paragrafen wordt de ontwikkeling omschreven van thermische elektriciteitsopwekking en elektriciteitsopwekking door hernieuwbaar vermogen, hoofdzakelijk bestaande uit elektriciteit uit zon-PV en windvermogen.

3.3.2.1 Thermisch productievermogen elektriciteitsopwekking

In de afgelopen jaren heeft het thermisch productie- vermogen voor elektriciteitsopwekking in Nederland veranderingen ondergaan. In de periode van 2009 tot en met 2017 werd 8,3 GW conventioneel vermogen definitief uit bedrijf genomen en in de hausse van nieuwbouwplannen in die jaren werd uiteindelijk ruim 12 GW nieuwbouw van thermisch vermogen gerealiseerd. De meest recente inbedrijf- stellingen van grootschalig productievermogen elektriciteit betreffen de kolengestookte centrales in

de Eemshaven en op de Maasvlakte ter grootte van tezamen 3,4 GW. In het afgelopen jaar werden er in het kader van de monitoring leveringszekerheid geen grootschalige nieuwbouwplannen voor uitbreiding van thermisch vermogen voor elektriciteitsproductie aangemeld bij TenneT.

Een klein aantal klein-schalige projecten zijn gemeld voor nieuwbouw van elektriciteitsproductie vanaf 2018, zoals (bio)gasgestookt vermogen in de tuinbouwsector.

Daarnaast werd en wordt een deel van met name het grootschalig productiepark stilgelegd voor conservering van gasgestookt vermogen, waaronder ook zeer nieuwe productie-eenheden. Vanaf het moment dat de nieuwe kolencentrales in bedrijf werden genomen, zijn conserveringen van gasgestookt vermogen opgelopen van 0,8 GW in 2013 tot 4,4 GW in 2015. Dit geconserveerd vermogen kan in principe binnen een bepaalde

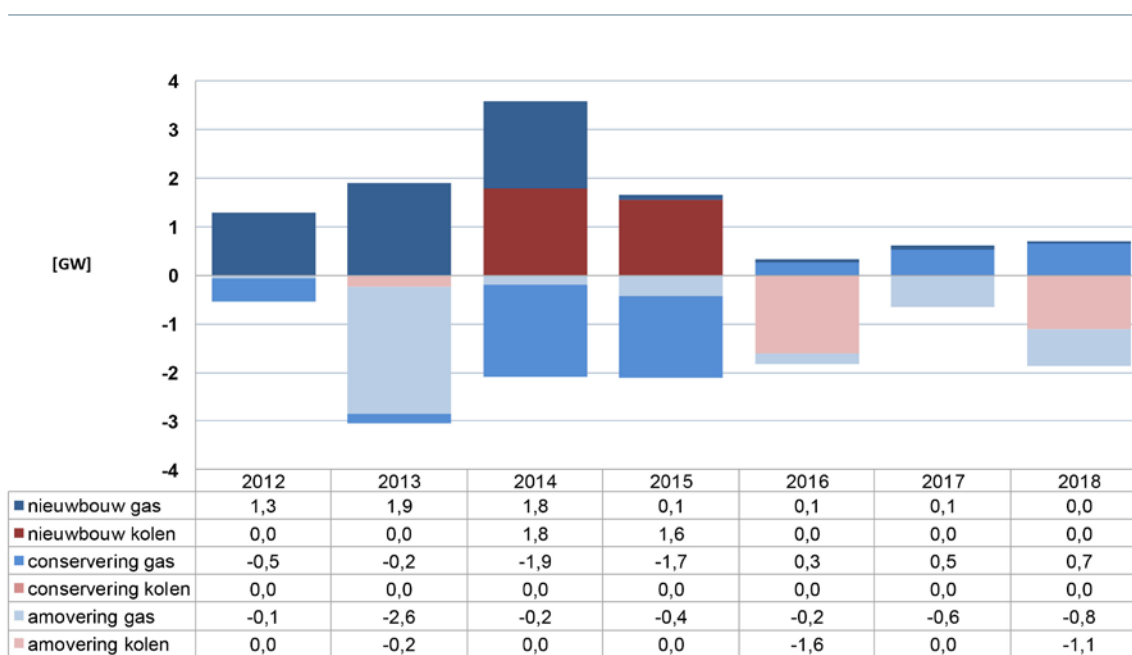
tijdsperiode beschikbaar komen voor productie, maar niet eerder nadat producenten hun (her) investeringsbeslissing hebben genomen.

Van een ouder deel van het geconserveerd vermogen is het de vraag of deconservering haalbaar is. Gezien het onvoorziene karakter van dergelijke beslissingen plus de prudente benadering bij de bepaling van de leveringszekerheid is met het deconserveren van vermogen op voorhand geen rekening gehouden.

Ontwikkeling conventioneel productievermogen in de periode 2012-2018

Figuur 3-6 illustreert de mutaties in het opgestelde conventionele productievermogen elektriciteit in de periode van 1 januari 2012 tot en met 1 januari 2018. Vooral vanaf 2012 is er sprake van aanzienlijke wijzigingen in zowel nieuwbouw, amovering als conservering van productievermogen.

- Vanaf 2011 is circa 8,8 GW thermisch nieuw



Figuur 3-6 Mutaties opgesteld conventioneel vermogen in MW per 1 januari in de periode 2012-2018

Opmerkingen bij Figuur 3-6:

- de mutatie bij een jaar geeft de ontwikkeling weer ten opzichte van het vorige kalenderjaar;
- negatief getal bij conservering betekent: het niet-operationeel vermogen nam toe; positief getal bij conservering betekent: het niet-operationeel vermogen nam af; voorbeeld bij 2018: het niet-operationeel vermogen nam af met 0,7 GW (conservering gas), maar hiervan werd direct 0,6 GW definitief uit bedrijf genomen; onderdeel van de -0,8 GW (amovering gas).

productievermogen gereedgekomen, waarvan 3,4 GW kolenvermogen. In de beoordeling van de leveringszekerheid wordt het meegenomen in het kalenderjaar daaropvolgend per 1 januari.

- Vanaf 2013 werd 7,7 GW, voornamelijk gasgestookt, productievermogen geamoveerd. Hiervan werd aanvang 2016 en medio 2017 voor 2,7 GW kolenvermogen stilgelegd conform het SER Energieakkoord van september 2013.
- Op 1 januari 2018 was er 2,9 GW gasgestookt vermogen geconserveerd: medio 2017 verminderde het niet-operationeel vermogen door deconservering (0,8 GW) en eind 2017 door definitieve uitbedrijfname (0,6 GW). Daarnaast werden eind 2017 nog enkele grote eenheden geconserveerd (0,8 GW).

Verwachte ontwikkeling conventioneel productievermogen elektriciteit vanaf 2018

De belangrijkste te verwachten mutaties van het conventioneel productievermogen in de periode na 1 januari 2018 zijn onderstaand weergegeven.

- Volgens reguliere melding aan TenneT zouden in 2018 enkele gascentrales uit bedrijf worden genomen. Ten opzichte van de vorige monitoring zijn enkele voorziene uitbedrijfnemingen verschoven naar enkele jaren vooruit. Wel voorzien producenten in 2018 een definitieve stillegging ter grootte van 0,4 GW, langdurige conservering van 0,2 GW en terugkerende zomerconservering van 0,4 GW.
- In de periode 2019 tot en met 2021 zijn elektriciteitsproducenten voornemens om nog 2,1 GW ouder gasgestookt vermogen te amoveren, waarvan 0,5 GW uit geconserveerd vermogen afkomstig is. Aanvullend plannen producenten in dezelfde periode gasgestookt vermogen ter grootte van circa 0,8 GW te conserveren.
- Eind 2018 werd het besluit genomen om relatief nieuw vermogen ter grootte van 1,3 GW uit de mottenballen te halen. Verwacht wordt dat dit vermogen eind 2020 weer operationeel zal zijn; in deze monitoring wordt dat meegenomen per 1 januari 2021.
- In de periode 2019 tot 2024 zijn enkele nieuwbouwplannen voor thermisch vermogen bij TenneT bevestigd ter grootte van 0,1 GW. Bij investeringen in nieuw gasgestookt opwekvermogen is er sprake van vervanging van oud vermogen, sanering naar kleiner vermogen of concentratie van warmtekrachtkoppeling (wkk)

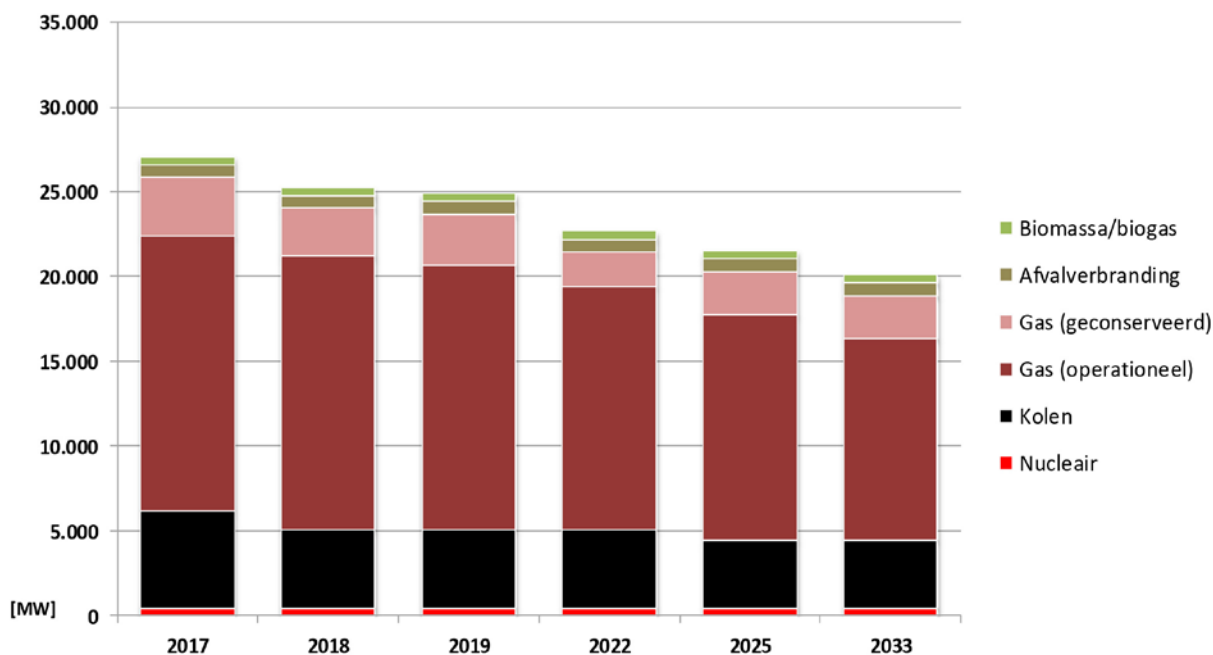
vermogen in geclusterde bedrijven in de tuinbouwsector. Daarnaast wordt rekening gehouden met een afname van gasgestookt vermogen (wkk/gasmotoren) ter grootte van 0,5 GW.

- Producenten hebben voor deze monitoring te kennen gegeven, dat er na 2022 aanvullend nog eens 2,0 GW voor sluiting in aanmerking komt, waarvan 0,6 GW kolenvermogen. Voor conservering wordt 0,4 GW aangemerkt in de periode na 2024.
- Voor wat betreft het kleinschalig vermogen, met name wkk, wordt uitgegaan van een krimp na zichtjaar 2024. Wkk-vermogen zal zo lang mogelijk ingezet worden, tot het moment van het eind van de technische levensduur. Afhankelijk van de marktsituatie en de economische omstandigheden zal een besluit vallen tot herinvesteringen in wkk-vermogen, dan wel tot investeringen in alternatieve en innovatieve oplossingen om aan de eigen energievraag en de eventuele CO₂-vraag te voldoen. Op basis van sectoranalyse wordt verwacht, dat een deel van het wkk-park in de periode 2024 tot en met 2030 wordt geamoveerd (0,6 GW), waarbij sprake is van het bereiken van de door weinig draaiuren reeds eerder verlengde technische levensduur.

De vertaling van bovenstaande ontwikkelingen vanaf 2017 ten aanzien het opgesteld vermogen van thermische eenheden voor elektriciteitsopwekking worden in figuur 3-7 per brandstofsoort weergegeven.

Conservering van vermogen

Ook in figuur 3-7 wordt de omvang van het geconserveerd en het te conserveren gasgestookt vermogen in Nederland weergegeven, zoals dat bij TenneT bekend is in het eerste halfjaar van 2018, gebaseerd op concrete informatie van producenten. In figuur 3-8 wordt het saldo van geconserveerd vermogen nader beschouwd. Aanvang 2018 is het geconserveerd vermogen 2,9 GW en zal tot aan 2020 verder oplopen tot 3,8 GW. Dit is enigszins in lijn met de vorige monitoring.



Figuur 3-7 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2017 tot 2033

In navolging van het deconserveren van gasgestookt vermogen in 2016 en 2017 (1,3 GW) wordt verwacht, dat eind 2020 nog eens 1,3 GW wordt gedeconserveerd, zie hiervoor de groene staafjes in figuur 3-8. Andere ontwikkelingen die leiden tot een lagere hoeveelheid geconserveerd vermogen zijn: de ontmanteling van oudere centrales die in de mottenballen stonden ter grootte van ca. 1,0 GW (roze staafjes in grafiek) en de wijziging van plannen voor conservering (0,5 GW), zoals deze aan TenneT werden gemeld. Na 2020 schommelt het vermogen in conservering tussen 2,1 GW en 2,5 GW tot aan het eind van de zichtperiode.

De rode lijnen in de figuur vertegenwoordigen de hoeveelheid geconserveerd vermogen in de vorige twee edities van de monitoring: bijvoorbeeld in 2020 was dit 6,3 GW respectievelijk 4,0 GW.

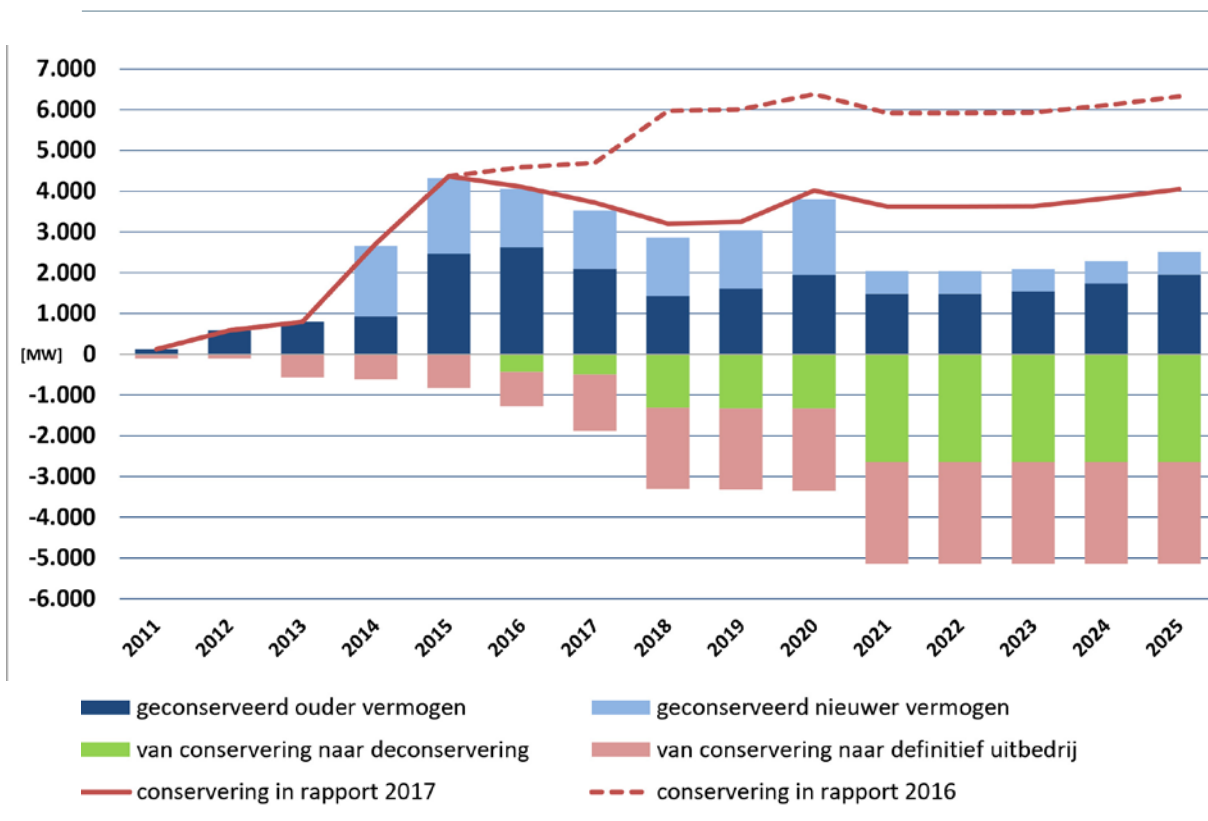
Aanvang 2018 bedraagt het geconserveerd vermogen jonger dan 6 jaren 1,4 GW; dit zal volgens de opgave van producenten per saldo afnemen tot 0,6 GW begin 2021 (lichtblauwe staafjes in grafiek). Het is de vraag of het geconserveerd vermogen in de toekomst in aanmerking komt voor mogelijke deconservering.

Eind 2018 is gebleken, dat er inderdaad ruimte was voor beslissingen om te deconserveren (groene staafjes). Er is in de reguliere data-uitvraag aan producenten verder geen concrete informatie aan TenneT aangereikt, dat er vermogen in de periode na 2021 zal worden gedeconserveerd, hoewel hierbij de kanttekening werd gemaakt, dat deconserveren tot de mogelijkheden behoort bij gunstige marktomstandigheden en een acceptabel kostenplaatje.

Afgezien van het besluit om 1,3 GW te deconserveren zijn verdere mogelijkheden voor deconservering, ofwel de verruiming van operationeel vermogen, niet in deze monitoring op voorhand meegenomen in de basisberekeningen voor de analyse van de leveringszekerheid, noch in de berekende varianten opgenomen. Wel is in de volgende hoofdstukken in kaart gebracht welk *firm*¹² vermogensoverschot dan wel -tekort resteert na het deconserveren van 0,6 GW nieuwer gasvermogen, zie hoofdstuk 4.2.6.

Verschillende elektriciteitsproducenten, bedrijven in de industrie en tuinbouwbedrijven hebben

¹² De firm waarde representeert een overschot of tekort in termen van productiecapaciteit met een 100% beschikbaarheid



Figuur 3-8 Ontwikkeling van het door producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen (ouder en nieuwer) en de mutatie per jaar van conservering naar deconservering of naar definitieve uitbedrijfneming (peildatum telkens 1 januari).

aangegeven dat hun prognoses ten aanzien van het opgesteld en operationele vermogen sterk afhankelijk van een aantal factoren op de middellange termijn. Investeringsbeslissingen voor nieuw- of ombouw van centrales worden genomen op basis van eigen portfolio en strategieën om het verdienmodel levensvatbaar te houden. Daarbij spelen ook andere factoren een grote rol: de economische vooruitzichten, beschikbaarheid van adequate techniek en personeel, het verkrijgen van nodige vergunningen, de ontwikkelingen op het gebied van duurzame energie, de lokale omstandigheden, ontwikkelingen in de wetgeving en het politieke beleid met heffingen en subsidies en tenslotte de prijsontwikkelingen op de markten. Voor deconserveren gelden dezelfde marktomstandigheden. De benodigde tijd om centrales te deconserveren verschilt onderling zeer, variërend van twee weken tot vele maanden, tot enkele jaren vanwege revisie en ombouw. Producenten geven aan dat in geval van diepe conservering er meer tijd nodig is om een centrale te deconserveren, met name door het in bepaalde

situaties opnieuw moeten aantrekken van personeel in samenhang met de kosten die gemaakt moeten worden voor een groot onderhoud.

Analyse naar conservering van vermogen

In de monitoring van 2017 heeft TenneT een analyse laten uitvoeren naar mogelijke opties voor het (de) conserveren van conventioneel productievermogen onder uiteenlopende marktomstandigheden met inachtneming van de kosten voor groot onderhoud voor gasgestookte eenheden. Een onafhankelijke consultant (UMS Group) heeft een analyse naar de relevante kosten en zogenaamde *value drivers* voor gascentrales groter dan 100 MW uitgevoerd op basis van hun expertise en openbare gegevens. De resultaten werden individueel gevalideerd door de betreffende producenten, op basis waarvan een model werd ontwikkeld voor TenneT om de aanbodzijde in het kader van de leveringszekerheid in bepaalde scenario's beter in te schatten. Aan de hand van een matrix met de verschillende modi van *preservation* (status van conservering; zie bijlage 3) kunnen de individuele gasgestookte eenheden

worden ingedeeld naar diepte van conservering, herstarttijd, kosten en risico's. Op basis van de ontwikkeling van de marktprijzen, zoals de *forward spark spread* en het moment dat groot onderhoud benodigd is, kan met het model een overzicht worden verkregen over de kansen op enerzijds het herstarten van een geconserveerde eenheid en anderzijds het conserveren van een operationele eenheid. Inzichten uit de analyse zijn gebruikt voor het ontwikkelen van de gevoeligheidsanalyse.

In 2016 waren zowel spot- als termijnprijzen voor elektriciteit erg laag terwijl gas- en carbon-prijzen stabiel bleven; voor diverse conventionele centrales was de resulterende marge dermate laag dat investeringen in zogenaamde onderhoudsstops niet rendabel waren, zodat *mothballing* werd overwogen. Vanaf voorjaar 2016 tot aan begin 2017 stegen de elektriciteitsprijzen flink, zoals beschreven in de TenneT Market_Review 2017¹³. De ontwikkeling van de in 2018 vastgestelde gemiddelde *forward*-prijzen tot drie jaren vooruit laten een stijging zien ten opzichte van die in dezelfde periode in 2017, bijv. *forwards* 2019 kende een groei van 50% en de *forwards* van 2020 43% op basis van data gepubliceerd door Quandl.com¹⁴. Ook zijn in deze periode de gasprijzen gestegen, maar minder hard (resp. 37% en 25%). Als gevolg hiervan was het voor conventionele centrales aantrekkelijker geworden om te blijven draaien en er was afhankelijk van de marktomstandigheden veel minder prikkel om centrales te *mothballen*.

Volgens de analyse in 2018 is de markt zodanig gunstig, dat ook zeer groot onderhoud (*major overhaul*) en/of levensduurverlenging (*life time extension*) rendabel is voor een aantal units; units die vlak voor dergelijk groot onderhoud staan hebben dus een redelijke kans om niet te worden geconserveerd. De verbeterde marktvooruitzichten sinds eind 2016 hebben er mede toe geleid, dat enkele van deze geconserveerde conventionele eenheden recent weer in operationele status zijn gebracht (1,3 GW) en eind 2020 nog eens 1,3 GW gedeconserveerd wordt.

De uitkomsten van het onderzoek blijken goed in overeenstemming met de door producenten aangegeven modi van geconserveerde eenheden in de jaarlijkse data-uitvraag. De door producenten opgegeven data in het kader van leveringszekerheid blijft leidend voor de uitgangspunten van de monitoring. Het ontwikkelde model biedt TenneT handvatten om een goede onderbouwing en aanvullende analyses uit te voeren over de actuele positie van gaseenheden, waarbij de veronderstelde beschikbaarheid bij de producenten kan worden getoetst. Zo wordt door TenneT een goed beeld verkregen van de positie van de grotere gas-eenheden in de markt, teneinde de onderbouwing van de analyses over de leveringszekerheid te verbeteren en recht te doen aan de verwachte kwaliteit van de monitoring. Zie Bijlage 4 voor de uitkomst van het model in de vorm van een geanonimiseerde grafiek, waarin de in 2018 verbeterde ontwikkeling van gascentrales groter dan 100 MW zichtbaar wordt in vergelijking met de situatie in 2016 en 2017.

Studie markt incentives naar deconservering van gasgestookt thermisch productievermogen

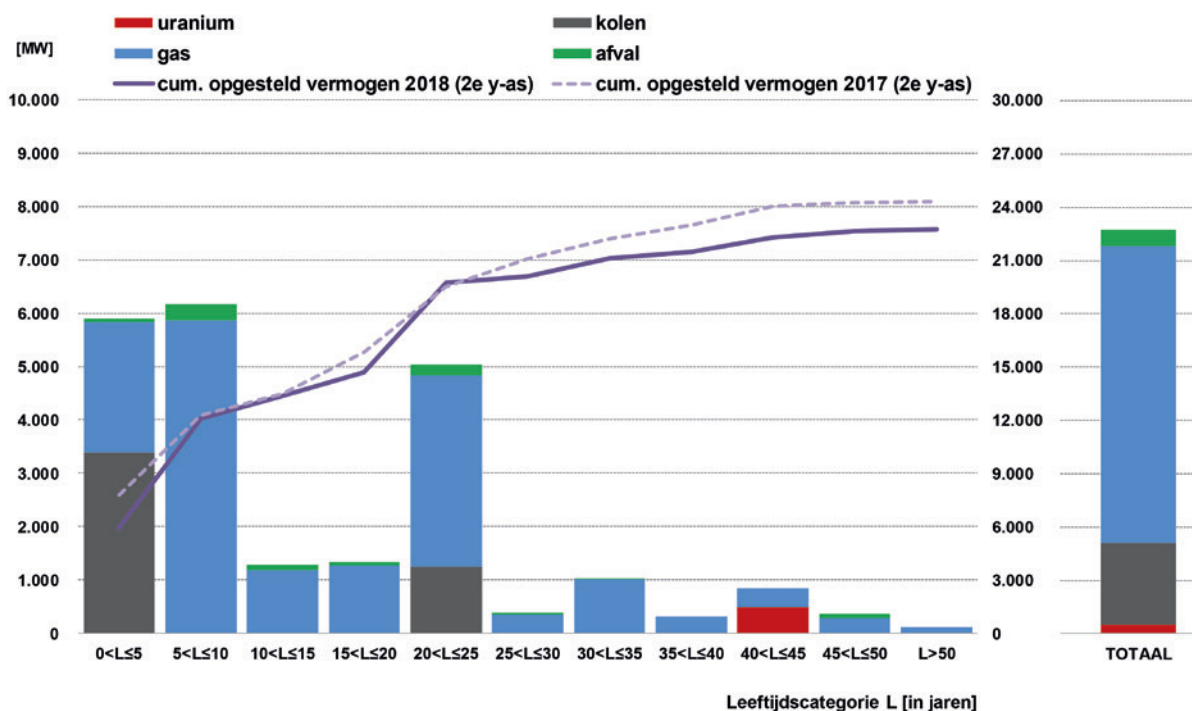
De uitkomsten van de regionale analyse in het vorige monitoringsrapport lieten zien dat er in Nederland op de middellange termijn, afhankelijk van het weersbeeld, perioden kunnen ontstaan met lagere reserves. Tegelijkertijd was er sprake van flink potentieel aan ongebruikt geconserveerd gasgestookt vermogen, waarvan circa 2 GW jonger dan 5 jaren. Na deconservering zou dit vermogen de leveringszekerheid verder verbeteren.

Naar aanleiding van deze uitkomsten heeft TenneT een onderzoek aangekondigd om:

- De waarschijnlijkheid te beoordelen, dat marktprijken voldoende en tijdig genoeg zullen zijn om producenten beslissingen tot deconserveren te laten nemen die bijdragen aan het verbeteren van leveringszekerheid op de middellange termijn (2024) en;
- Daarnaast de belangrijkste trends en factoren in

¹³ TenneT Market Review 2017; https://www.tenneT.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2017_TenneT_Market_Review.pdf

¹⁴ Sources: <https://www.quandl.com/data/ICE-Intercontinental-Exchange-Futures-Data?keyword=Dutch%20Power%20Peak%20DPA>, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>



Figuur 3-9 Leefijdopbouw van het Nederlands productievermogen thermische eenheden groter dan 5 MW per brandstofsoort per 1-1-2018

het energiesysteem die van invloed kunnen zijn op deze prikkels en de voorzieningszekerheid in de Nederlandse stroomsector in beeld te brengen.

onzekerheden, zijn er geen duidelijke andere belemmeringen voor de stimulering die een tijdige reactivering in de weg zouden kunnen staan.

De studie, uitgevoerd door Frontier Economics, is in september dit jaar opgeleverd en wordt tegelijk met dit monitoringrapport gepubliceerd op de TenneT-website¹⁵. De hoofdconclusies van het rapport zijn opgenomen in bijlage 5.

Inmiddels is aangekondigd dat eind 2020 een vermogen van circa 1,3 GW geconserveerd vermogen weer terug zal komen op de markt, waarmee al een deel van de conclusies van de studie worden bevestigd.

De belangrijkste conclusies zijn:

- Op de korte termijn biedt de markt geen prikkels om geconserveerde eenheden opnieuw te starten.
- Voor de middellange termijn (2022 - 2024) lijkt de markt voldoende prikkels te geven en zijn de vooruitzichten voor deconserveren van tenminste de jongste/meest efficiënte geconserveerde eenheden gunstig.
- De markt kan deconservering tot stand brengen, maar politieke stabiliteit ten behoeve van een gunstig investeringsklimaat is vereist.
- Afgezien van nationale en Europese politieke

Leefijdopbouw thermisch productievermogen

In de regel komt ouder productievermogen als eerste in aanmerking voor amovering of conservering. In figuur 3-9 is voor alle huidige thermische eenheden groter dan 5 MW de leeftijdsopbouw per brandstofsoort gepresenteerd. Onder gas wordt verstaan: de eenheden die voor fossiele gassen zijn geschikt, zoals aardgas, procesgas, hoogovengas. In de categorie afval zitten verbrandingsinstallaties met als brandstof afval en biogas/-massa. De naar vermogen gewogen gemiddelde leeftijd van het

¹⁵ Security of Supply monitor – market incentives study, Frontier economics, 14 September 2018: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>

productiepark vanaf 5 MW bedroeg op 1-1-2018 circa 15 jaar. De omvang van het thermisch productiepark groter dan 5 MW dat per 1-1-2018 een leeftijd had van 30 jaar of ouder is 2,7 GW.

3.3.2.2 Zon-PV en windvermogen

De uitgangspunten voor de ontwikkeling van hernieuwbaar vermogen is hoofdzakelijk gebaseerd op de uitgangspunten volgens het vastgesteld en voorgenomen beleid in de Nationale Energieverkenningen 2017.

Zon-PV

Het opgesteld zon-PV vermogen eind 2017 is volgens het CBS 2,9 GW (voorlopige waarde). Aangenomen wordt, dat ook in de komende jaren de groei van zon-PV zal aanhouden, gezien de verleende subsidieaanvragen en de vele plannen voor investeringen in zonnepanelen. Uitgangspunt is dat zon-PV uitkomt op 6,0 GW in 2020 en doorgroeit naar 11,9 GW in 2025 conform het voorgenomen beleidsscenario uit de Nationale Energieverkenning 2017, dat tevens basis is voor de periode tot en met 2030 (16,2 GW).

Windvermogen op land

In 2017 is volgens het CBS het windvermogen in Nederland licht afgenomen tot 3,25 GW (voorlopige waarde eind 2017). Dit is goed voor 54% van de landelijke doelstelling. In de Monitor Wind op Land 2017¹⁶ van de Rijksoverheid wordt gerapporteerd: “De nationale opgave is 6.000 MW windvermogen op land operationeel in 2020¹⁷. Voor de monitoring leveringszekerheid wordt uitgegaan van het voorgenomen beleid voor windvermogen op land in de NEV2017, wat neerkomt op 4,5 GW in 2020 en doorgroeit naar 5,7 GW in 2025.

Windvermogen op zee

Eind 2016 werden twee windparken met een totaal vermogen van 0,6 GW ten noorden van de Wadden-

eilanden in bedrijf genomen, wat het totaal dan brengt op 1,0 MW offshore windvermogen. Daar is in 2017 nog niets bijgekomen.

Identiek aan de Structuurvisie Wind op land heeft de Nederlandse overheid met de Rijksstructuurvisie Wind op Zee het ruimtelijk kader vastgesteld voor verdere realisatie van offshore windparken. Op basis van het energieakkoord wil de Nederlandse overheid onder andere het aandeel windenergie in de energiemix aanzienlijk vergroten. Op 1 juli 2015 is de Wet windenergie op zee in werking getreden. Deze wet maakt de opschaling van windenergie op zee mogelijk. Om de doelstelling van extra windvermogen op zee te kunnen realiseren heeft de overheid drie locaties in de Noordzee aangewezen voor de ontwikkeling van nieuwe windparken. De windgebieden Borssele (1.400 MW), Hollandse Kust zuid (1.400 MW) en Hollandse Kust noord (700 MW) worden via tendering gerealiseerd in fasen. Het offshore windvermogen komt hiermee rond 2023 op een totaal van 4,5 GW. Zie voor verdere detaillering van de ontwikkeling van offshore windvermogen het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017, deel III “Investerings Net op Zee 2018-2027”¹⁸.

Het voorgenomen beleid uit de NEV2017 voor offshore windvermogen geeft 11,6 GW in 2030 aan. In de ‘Energieagenda’ van het Ministerie van Economische Zaken van december 2016¹⁹ is voor offshore windvermogen vanaf 2023 een groei van 1 GW per jaar gepresenteerd. Dat is in de NEV2017 opgenomen en in deze monitoring verwerkt.

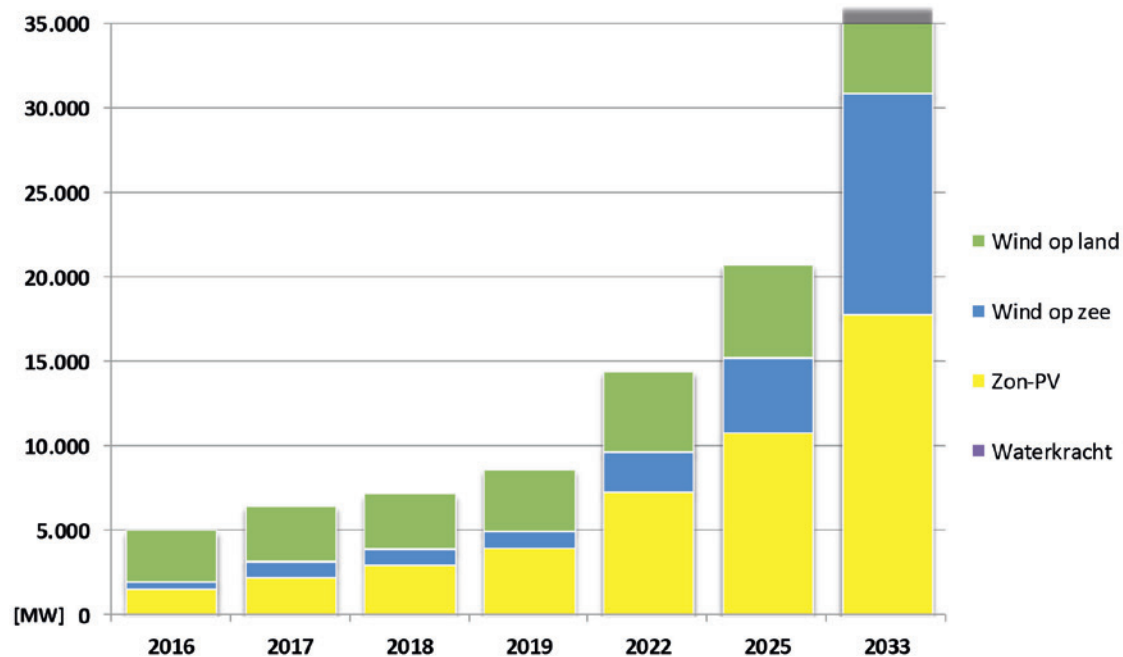
In figuur 3-10 wordt de ontwikkeling van het opgesteld vermogen van zon-PV, waterkracht en windvermogen weergegeven vanaf 2017 tot en met zichtjaar 2033 als de uitgangspunten voor deze monitoring.

¹⁶ Monitor Wind op Land 2017, Rijksoverheid, maart 2018, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/03/31/monitor-wind-op-land-2017>

¹⁷ Structuurvisie Wind op Land, maart 2014, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2014/03/31/bijlage-1-structuurvisie-windenergie-op-land>

¹⁸ Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017, deel III “Investerings Net op Zee 2018-2027”, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD2017_Deel_III.pdf, april 2016

¹⁹ Energieagenda, december, 2016, <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2016/12/07/ea>



Figuur 3-10 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen van waterkracht, zon-PV en windvermogen in de periode 2017 tot 2033

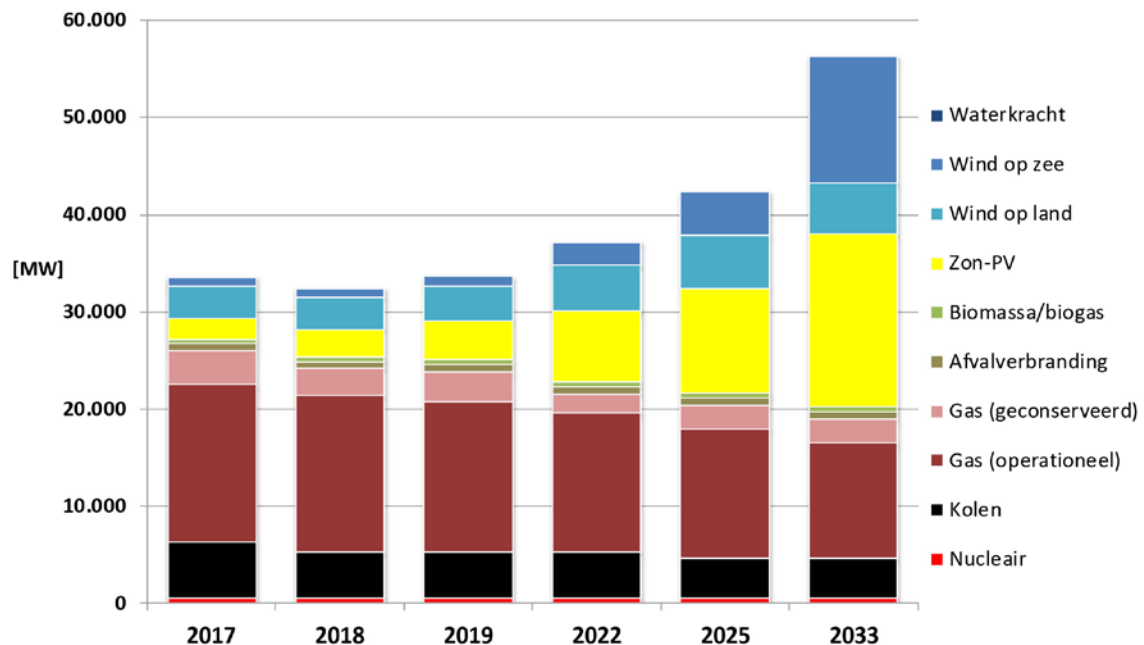
3.3.2.3 Samenvatting ontwikkeling opgesteld vermogen

Tabel 3-2 geeft een overzicht van de ontwikkeling van het opgestelde vermogen, waarbij de waarden bij het vermelde jaar geldig zijn per 1 januari. Het karakter van het monitoren van de leveringszeker-

heid kent een zekere conservatieve benadering ten aanzien de beschikbaarheid van vermogen binnen een bepaald kalenderjaar, om zo rekening te houden met de grote mate van onzekerheid van de beschikbaarheid van vermogen. De inbedrijfname van nieuw productievermogen in de loop van een toekomstig

Tabel 3-2

Ontwikkeling opgesteld vermogen (operationeel en niet-operationeel vermogen)										
Jaar	operationeel vermogen			niet-operationeel vermogen (mothball)	wijzigingen in operationeel vermogen per tijdvak					
	totaal	zon-PV/ wind/water	thermisch proces		thermisch proces (nucleair, fossiel, waste)				zon-PV/ wind/water	totaal
					nieuw	mothball	amovering	saldo		
	GW	GW	GW		GW	GW	GW	GW	GW	GW
2016	28,4	4,9	23,4	4,1	0,2	0,3	-1,8	-1,4	1,0	-0,4
2017	30,0	6,4	23,6	3,6	0,2	0,6	-0,6	0,1	1,5	1,6
2018	29,5	7,1	22,4	2,9	0,0	0,7	-1,9	-1,2	0,7	-0,5
2019	30,5	8,6	21,9	3,1	0,1	-0,2	-0,4	-0,5	1,5	1,0
2022	35,1	14,4	20,7	2,1	0,1	1,0	-2,3	-1,2	5,8	4,6
2025	39,8	20,7	19,0	2,5	0,0	-0,5	-1,2	-1,6	6,3	4,7
2033	53,7	36,1	17,6	2,5	0,0	-0,0	-1,4	-1,4	15,4	14,0



Figuur 3-11 Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (MW) in de periode 2016 tot 2033

kalenderjaar wordt dan ook pas in het eerstvolgende jaar meegenomen. Vermogen dat buiten bedrijf wordt genomen in een kalenderjaar wordt direct niet meer meegenomen in de berekeningen in dat jaar, zoals geconserveerd vermogen.

Het binnenlandse aanbod is in tabel 3-2 onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Met niet-operationeel vermogen wordt vermogen bedoeld dat is geconserveerd (het zogenaamde vermogen in mottenballen). Het operationeel vermogen is nader uitgesplitst naar de som van het zonPV-, waterkracht- en windvermogen en het thermisch vermogen met als brandstof uranium, aardgas, biogas, hoogovengas, procesgas, steenkolen, afval inclusief biomassa.

Naast de totale hoeveelheden operationeel en niet-operationeel vermogen zijn rechts in de tabel de jaarlijkse mutaties (toename of afname per jaar) in operationeel vermogen weergegeven voor de categorieën thermisch, zon-PV/wind/hydro en totaal. Daarbij is de categorie thermisch, wat staat voor het thermisch proces van elektriciteitsopwekking, verder uitgesplitst in nieuw, geconserveerd en geamoveerd vermogen.

Ten opzichte van de vorige monitoring rapportage (2017) is het thermisch operationeel vermogen op de middellange termijn (2020 en 2025) in het huidige rapport niet verder verminderd. Het niet-operationeel vermogen neemt na 2020 niet meer toe, hetgeen in de vorige monitoring nog wel het geval was..

Figuur 3-11 geeft de ontwikkeling van het opgesteld vermogen weer per zichtjaar met de totalen in MW. De bijbehorende cijfers zijn terug te vinden in Bijlage 2.

3.3.3 Ontwikkelingen import en exportcapaciteit

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

Interconnectie met België

In vorige edities van de monitoring werd vanaf 2010 tot aan het einde van de zichtperiode met 0,3 GW extra import-/exportcapaciteit gerekend ten gevolge van de realisatie van dwarsregeltransformatoren in

het Belgische net. In de monitoring is deze verruiming meegenomen als extra transportcapaciteit per 2013 tot een totaal van 1,7 GW. De Belgische netbeheerder heeft de verruiming kunnen effectueren zodra diverse verdere netversterkingen in het Belgische netwerk werden gerealiseerd. Met de inpassing van een vierde dwarsregeltransformator in België en aanvullend aan Nederlandse zijde station Rilland wordt een aanvullende verruiming van de interconnectiecapaciteit met België voorzien voor importen in 2021 ter grootte van waarschijnlijk 0,7 GW. Idem voor exporten per 2022. Volgens de huidige plannen zal na 2025 de import-/exportcapaciteit met België worden vergroot tot in totaal 3,4 GW.

Interconnectie met Duitsland

Door de realisatie van de verbinding Doetinchem-Wesel met een capaciteit van 1,5 GW bedraagt in zichtjaar 2019 de import-/exportcapaciteit van Nederland en Duitsland 3,95 GW.

De Nederlands-Duitse interconnector Meeden-Diele wordt uitgebreid: eind 2019 is tot circa 0,3 GW extra capaciteit voor de markt beschikbaar. Voor de monitoring leveringszekerheid wordt hiermee per 2020 rekening gehouden. Afhankelijk van marktontwikkelingen en het effect van andere investeringen zou dat kunnen groeien naar 0,5 GW in een later stadium; dat wordt nog niet meegenomen.

De AC-import-/exportcapaciteit met Duitsland zal in 2021 verder worden verruimd met 150 MW door het project Noordwest380 en rond 2023 wordt 600 MW gewonnen door de Nederlandse interne versterking van de zogenaamde ring. Hierdoor is de import-/

exportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland in zichtjaar 2025 uitgebreid naar 5,0 GW.

TenneT en de Deense tegenhanger Energinet.dk zijn eind 2017 gestart met de aanleg van de zogenaamde *Cobra Cable* (0,7 GW). De kabel is eind 2018 aan land gekomen. Dit zal een bijdrage leveren aan de integratie van duurzame energie in het Nederlandse en Deense elektriciteitssysteem en kan tevens de leveringszekerheid vergroten.

De verbinding draagt bij aan de marktwerking en levert extra flexibiliteit op de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten. De inbedrijfname wordt op zijn vroegst in 2019 verwacht. Er wordt daarom in de analyse rekening gehouden met deze kabel van 0,7 GW vanaf zichtjaar 2020.

Tezamen met de NorNed-kabel (0,7 GW vanaf 2008) en de BritNed-kabel (1,0 GW vanaf 2011) bedraagt daarmee in zichtjaar 2022 de totale bruto landgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor import en export 9,2 GW.

In onderstaande tabel 3-3 is een overzicht gegeven van de gehanteerde aannames ten aanzien van de beschikbare capaciteiten van de interconnectoren. In de tabel is naast een optelling van de nominaal beschikbare transportcapaciteiten voor importen en exporten ook een inschatting gegeven van de gemiddelde beschikbare capaciteiten indien er rekening wordt gehouden met reducties ten gevolge van storingen, onderhoud en revisies alsook beperkingen wegens netveiligheid, zoals bij *loop flows* vanwege productieoverschot uit windcapaciteit.

Tabel 3-3

Beschikbare import/export capaciteit							
Jaar	België GW	Duitsland GW	NorNed cable GW	BritNed cable GW	Cobra cable GW	Totaal nominaal 1) GW	Totaal na reducties 2) GW
2017	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5
2018	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5
2019	1,7	4,0	0,7	1,0	0,0	7,4	6,8
2022	2,4	4,4	0,7	1,0	0,7	9,2	8,6
2025	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8	9,1

1) zonder reducties

2) met reducties ten gevolge van storingen, revisies en *loop flows* vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit

4 Resultaten analyse leveringszekerheid



In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van de leveringszekerheidsanalyses gepresenteerd op basis van zowel het regionale als het nationale model. In hoofdstuk 4.1 wordt een overzicht gegeven van de geanalyseerde varianten. In hoofdstukken 4.2 en 4.3 worden resultaten van respectievelijk de nationale en regionale analyses toegelicht.

4.1 Geanalyseerde varianten in nationale en regionale analyses

Om de gevolgen van de onzekerheden op de uitkomsten van de analyse te kwantificeren is, evenals bij de voorgaande monitoring, naast de basisvariant een aantal gevoeligheidsvarianten beschouwd met alternatieve aannames ten aanzien van parameters die onzeker zijn en tegelijkertijd een grote invloed hebben op de uitkomsten. De zichtperiode is middellange en lange termijn (2019-2025), waarbij de resultaten van de leveringszekerheids-analyse in het zichtjaar 2033 slechts indicatief zijn. Belangrijk uitgangspunt in alle geanalyseerde varianten is dat wordt verondersteld dat **uitsluitend operationeel vermogen** (opgesteld vermogen minus geconserveerd vermogen) een bijdrage levert aan de leveringszekerheid. Dit betekent dat op voorhand alle geconserveerde installaties in het productiepark buiten de dataset zijn gelaten voor de berekeningen ten behoeve van de leveringszekerheid.

In alle varianten is rekening gehouden met de effecten van zon-PV- en windvermogen, dat wil zeggen het opgesteld vermogen is afgezet tegen de klimaatdata uit de Pan European Climate Database (PECD) van ENTSO-E. In deze database zijn de weersafhankelijke tijdseries van opwekpatronen van wind- en zon-PV-vermogen per land vastgesteld van 1982 tot en met 2015.

Overzicht geanalyseerde varianten:

- **De basisvariant** is een variant met onderbouwde aannames voor vraag en aanbod, welke het uitgangspunt is voor de gevoeligheidsvarianten. De uitgangspunten ten aanzien van het aanbod voor de basisvariant zijn beschreven in hoofdstuk 3: "Uitgangspunten voor de leveringszekerheids-analyse". In de basisvariant wordt rekening gehouden met de elektriciteitsvraag volgens het Referentiescenario. De niet-beschikbaarheden

worden in de basisvariant verondersteld zoals deze door de producenten in het kader van deze monitoring zijn opgegeven.

- **De eerste gevoeligheidsvariant (variant A)** betreft een gewijzigde afname ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. Omdat de opgegeven niet-beschikbaarheden van de basisvariant na 2017 lager zijn ingeschat dan de historisch gerealiseerde waarden, is geanalyseerd wat de gevoeligheid van de uitkomsten is voor een slechtere beschikbaarheid, ofwel een hogere niet-beschikbaarheid, van de productiemiddelen op de lange termijn.
- Het middellange termijn beeld ten aanzien van het aanbod van operationeel vermogen is, evenals in voorgaande jaren, onzeker. **In een tweede gevoeligheidsvariant (variant B)** worden daarom onzekerheden ten aanzien van een verdere vermindering van de in de toekomst beschikbare hoeveelheid thermisch productievermogen geadresseerd.

Sinds de financiële en economische crises vanaf 2008 is er inmiddels totaal 12,2 GW nieuw thermisch vermogen voor elektriciteitsopwekking geïnstalleerd, waarvan 3,4 GW kolenvermogen. Daarnaast werd 2,8 GW aan zon-PV- en 2,5 GW windvermogen geplaatst. In dezelfde periode werd er ook ruim 9,1 GW geamoveerd en begin 2018 per saldo 2,9 GW geconserveerd. Gezien de lastige economische omstandigheden voor met name gasgestookt vermogen in Nederland en het feit dat het productiepark aanzienlijk is verjongd, is het helder dat er geen nieuwe initiatieven voor nieuwbouw van substantieel opwekvermogen werden aangekondigd naast enkele plannen voor herinvesteringen in de tuinbouw en in de afvalverwerking.

In gevoeligheidsvariant B wordt een scenario doorgerekend, waarin een mix van typen installaties voor (thermische) elektriciteitsopwekking wordt stilgelegd ter grootte van tezamen 1,6 GW. De onderbouwing hiervoor kan zijn dat kolencentrales vervroegd sluiten, dat vermogen geschikt voor verstoken op G-gas²⁰ (Groningengas) uit bedrijf wordt genomen of dat er economische omstandigheden reden zijn voor producenten om gascentrales te sluiten. Deze vermindering van 1,6 GW komt dan bovenop de in 2018 aangekondigde en geprognosticeerde amoveringen voor gasvermogen (3,3 GW) tot 2025 en de door producenten beoogde conserveringen vanaf 2018 (0,7 GW) waarmee is gerekend in de basisvariant.

- In een **derde gevoeligheidsvariant** worden de effecten getoond van een hogere elektriciteitsvraag (zie hoofdstuk 3.3.1). Dit “Hoog scenario” (**variant C**) is eveneens gebaseerd op variant A, waarbij voor het aanbod zoals door producenten opgegeven een hogere niet-beschikbaarheid van vermogen wordt verondersteld dan die door producenten werd opgegeven. In dit scenario met een hogere vraag wordt verondersteld dat vanwege deze hogere vraag marktpartijen besluiten geen extra vermogen te conserveren bovenop de aangekondigde conserveringen en amoveringen.
- Er zijn twee additionele gevoeligheden gedefinieerd, uitsluitend voor het zichtjaar 2033, met als doel de impact te analyseren van een gedeeltelijke in plaats van een totale overschakeling van kolenstoken naar het stoken van biomassa op de Nederlandse koleneenheden. Uit de opgave van producenten blijkt, dat de totale capaciteit van het huidig vermogen dat steenkool als brandstof gebruikt in 2033 4,0 GW zal bedragen. Dit is ook de aanname in de basisvariant van deze monitoring. Indien het wetsvoorstel over het verbod op kolen bij elektriciteitsproductie wordt geïmplementeerd, zullen deze centrales moeten overschakelen op een alternatieve brandstof (waarschijnlijk biomassa).
 - In een **vierde gevoeligheidsvariant (variant D1)** wordt verondersteld, dat slechts 1,1 GW

kolen-capaciteit (in plaats van 4,0 GW in de basis-variant) volledig zal overschakelen naar een alternatieve duurzame brandstof. Dit betekent dat er 2,9 GW uit bedrijf wordt genomen.

- In een **vijfde gevoeligheidsvariant (variant D2)** wordt verondersteld, dat kolencapaciteit ter grootte van 2,3 GW (in plaats van 4,0 GW) volledig zal overschakelen naar een duurzame alternatieve brandstof. Dit betekent dat 1,7 GW uit bedrijf wordt genomen.

Beide D-varianten zijn gebaseerd op variant A (de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen).

In het regionale model worden de ontwikkelingen van het Nederlandse systeem gecombineerd met de meest actuele modellen betreffende de ontwikkeling van het Europese elektriciteitssysteem. Dit zijn momenteel de modellen die de Europese TSO's hebben gebouwd voor ENTSO-E ten behoeve van de ‘*Midterm Adequacy Forecast 2018*’ (MAF2018). In de MAF2018 studie is naast de Base Case een zogenaamde *Low Carbon* gevoeligheidsvariant geanalyseerd, waarin een versneld beleid ter vermindering van CO₂-emissies in de Europese lidstaten wordt verondersteld. In deze variant is er sprake van een aanzienlijke afname van geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen, vooral door uitbedrijfname van (bruin)kolencentrales.

In het regionale model wordt voor het zichtjaar 2020 uitsluitend de gevoeligheidsvariant A beschouwd, gecombineerd met de Europese Base Case variant. Voor het zichtjaar 2025 worden drie verschillende combinaties van varianten onderzocht:

- Gevoeligheidsvariant A in Nederland, gecombineerd met het *Base Case* scenario in Europa
- Gevoeligheidsvariant B in Nederland, gecombineerd met het *Base Case* scenario in Europa
- Gevoeligheidsvariant B in Nederland, gecombineerd met het *Low Carbon* scenario in Europa

De laatste variant beschouwt de gevolgen voor de leveringszekerheid indien er zowel in Nederland als in de rest van Europa sprake is van een vermindering van thermisch productievermogen.

²⁰ G-gas: dit is het zogenaamde Groningen-gas, het laagcalorisch gas dat vooral gewonnen wordt in Slochteren

Tabel 4-1

Beschouwde analysevarianten in nationale en regionale analyse									
	Variant		Analyse-jaren						
	Nederland	Europa	2017	2018	2019	2020	2022	2025	2033
Nationale Analyse	Basisvariant	-	•	•	•		•	•	•
	Gevoeligheidsvariant A	-		•	•		•	•	•
	Gevoeligheidsvariant B	-		•	•		•	•	•
	Gevoeligheidsvariant C	-		•	•		•	•	•
	Gevoeligheidsvariant D1	-							•
	Gevoeligheidsvariant D2	-							•
Regionale Analyse	Gevoeligheidsvariant A	Base Case				•		•	
	Gevoeligheidsvariant B	Base Case						•	
	Gevoeligheidsvariant B	Low Carbon						•	

In tabel 4-1 is een samenvatting gegeven van alle beschouwde varianten in nationale en regionale analyse. Alle gedefinieerde varianten zijn geanalyseerd met het nationale model, ook voor 2020. In de presentatie van de zichtjaren is 2020 niet opgenomen bij de nationale analyse in dit rapport.

4.2 Nationale leveringszekerheidsanalyse

4.2.1 Inleiding

Voor de analyse van de nationale leveringszekerheid wordt uitgegaan van Nederland als een geïsoleerd systeem. De basis voor deze toets van adequaatheid bestaat uit zeer gedetailleerde data van het opgesteld vermogen en geprognosticeerde belastingdata per uur.

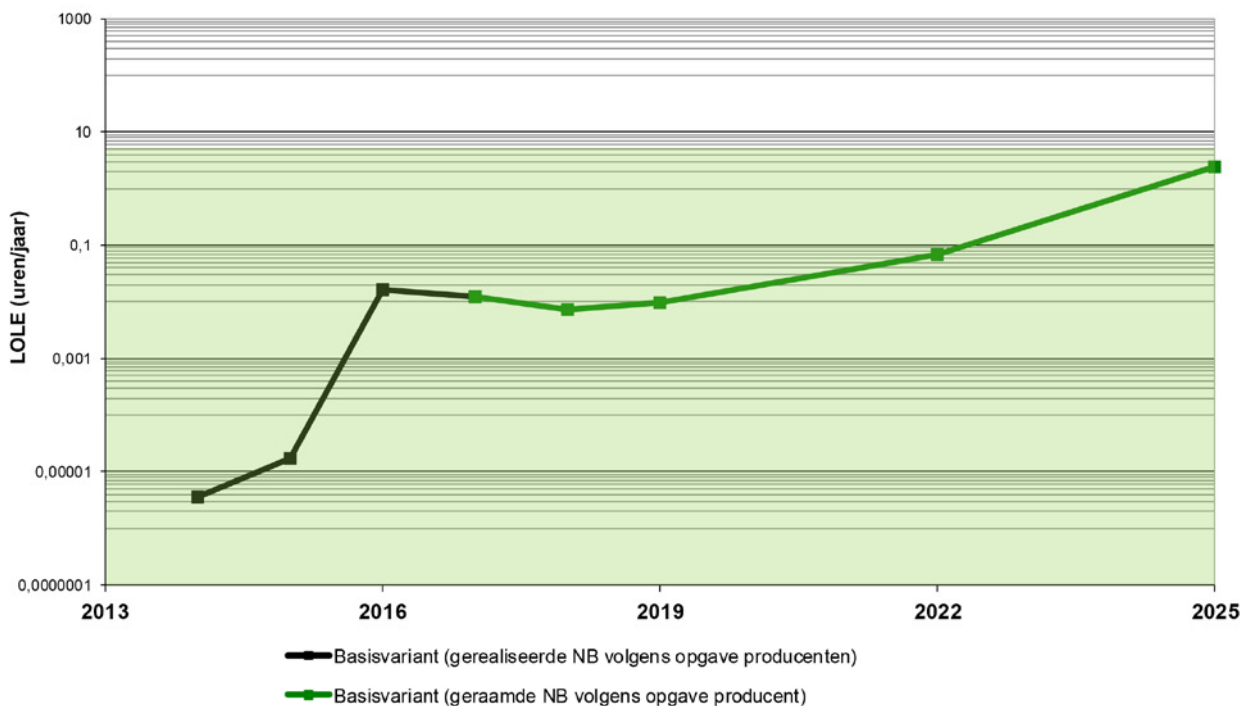
In dit hoofdstuk worden de modeluitkomsten van verschillende berekeningsvarianten per jaar op een aantal manieren gepresenteerd. Per variant wordt eerst de berekende LOLE-waarde in uren per jaar gepresenteerd. Daaruit kan al worden opgemaakt of er sprake is van een tekort (LOLE-waarde overschrijdt de gehanteerde norm) of een overschot (LOLE-waarde is kleiner dan de gehanteerde norm). Daarnaast worden er per variant capaciteitswaarden gepresenteerd die de mate van het tekort of het overschot aangeven. In het geval van een tekort

vertellen deze waarden hoeveel capaciteit er aan het systeem moet worden toegevoegd (of gecontracteerd vanuit omliggende systemen) om precies aan het betrouwbaarheids criterium te voldoen. Bij een overschot geven de waarden aan hoeveel capaciteit er maximaal uit het systeem kan worden onttrokken (of verkocht naar omliggende systemen), zodat nog precies aan het criterium van 4 uren per jaar wordt voldaan.

Resultaten voor basisvariant en gevoeligheidsvarianten A, B en C worden gepresenteerd in paragraaf 4.2.2 t/m 4.2.5.

Paragraaf 4.2.6 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C weer in de vorm van firm vermogensoverschotten in een grafiek met daarin ook de in paragraaf 3.3 benoemde omvang van het nieuwer vermogen dat voor mogelijke deconservering in aanmerking komt.

In paragraaf 4.2.7 worden de uitkomsten van de onderzochte varianten vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten. Aanvullend wordt in paragraaf 4.2.8 een overzicht gegeven van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden. In paragraaf 4.2.9 wordt een vooruitzicht op het jaar 2033 gegeven op basis van variant D, waarbij zowel de aannames en de huidige indicatieve opgaven van producenten met terughoudendheid dienen te worden betracht.



Figuur 4-1 Hoofresultaat monitoring 2017-2025 (basisvariant)

4.2.2 Basisvariant nationale analyse in periode 2016-2024

In figuur 4-1 zijn de resultaten van de basisvariant van de monitoring 2017-2025 samengevat. In de figuur is het voldoen aan de gehanteerde 4-uursnorm met een groen vlak aangegeven. De lijn representeert de berekende LOLE-waarden. Het zwarte deel van de lijn representeert de berekende gerealiseerde waarden voor de periode 2014-2017. De groene lijn vertegenwoordigt de LOLE na 2017 als uitkomst van de markt simulaties op basis van de geprognosticeerde data.

De basisvariant is met name gebaseerd op de door producenten opgegeven niet-beschikbaarheid (NB) van productiemiddelen. Uit figuur 4-1 kan worden opgemaakt dat er gedurende de beschouwde periode tot en met 2025 geen sprake is van een situatie van vermogenstekorten: het binnenlandse vermogen is toereikend om aan de gehanteerde LOLE-norm van 4 uren per jaar te voldoen. Door een stijging van het elektriciteitsverbruik in

2016 en de vermindering van het operationeel thermische vermogen nam de LOLE iets toe. Daarna kent de LOLE een redelijk vlak verloop tot aan 2022 (van 0,012 naar 0,067 uur per jaar). In de jaren daarna neemt de LOLE toe als gevolg van een gestage vermindering van het operationeel thermisch vermogen.

Tabel 4-2 geeft in aanvulling op de in figuur 4-1 gepresenteerde berekeningsuitkomsten nadere informatie over de ontwikkeling van de binnenlandse vraag en aanbod in de basisvariant. Het binnenlandse aanbod is daarbij onderverdeeld in operationeel en niet-operationeel vermogen. Het operationele vermogen is nader uitgesplitst naar thermisch vermogen (met uitzondering van waste²¹), zon-PV-, waterkracht- en windvermogen en overig vermogen (hoofdzakelijk waste).

In de tabel is naast de uitkomsten in termen van LOLE ook een zogenaamde firm capaciteitswaarde gepresenteerd, die de mate van overschot of tekort

²¹ waste: dit is een internationale categorie van opgesteld vermogen voor het opwekken van elektriciteit met als brandstof het afval en de kleinschalige biomassa.

weergeeft. Een negatief vermogenstekort is een vermogenoverschot ten opzichte van de norm van 4 uren LOLE per jaar. De firm waarde representeert een overschot of tekort in termen van productiecapaciteit met een 100% beschikbaarheid. Omdat capaciteit met een 100% beschikbaarheid niet bestaat zal er in de praktijk altijd meer capaciteit nodig zijn: de zogenaamde equivalente productiecapaciteit. De equivalente productiecapaciteit is sterk afhankelijk van onder andere het type, de storingskans, de revisieduur en de eenheidsgrootte van de beschouwde productiemiddelen. Zo geldt bijvoorbeeld dat er voor grootschalig thermisch productievermogen, afhankelijk van het type, circa 1,15 à 1,30 MW equivalente productiecapaciteit nodig is per 1,00 MW firm capaciteit.

Uit tabel 4-2 blijkt dat het *firm* vermogenoverschot (firm negatief vermogenstekort) slinkt in de periode tot aan 2025, waarbij de LOLE oploopt tot 2,5 uren in die periode. Dit komt voornamelijk doordat het thermisch operationeel vermogen afneemt, bij een gematigd dalende elektriciteitsvraag. De enorme toename van opwekvermogen uit met name zon-PV- en windvermogen heeft - zolang opslag

onvoldoende mogelijk is - bij het bepalen van de leveringszekerheid een geringe bijdrage door het intermitterend karakter en beperkt aantal zonuren. Het firm vermogenoverschot in zichtjaar 2019 ter grootte van 2,1 GW neemt verder af in de zichtjaren 2022 en 2025 naar respectievelijk 1,6 en 0,2 GW.

4.2.3 Gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

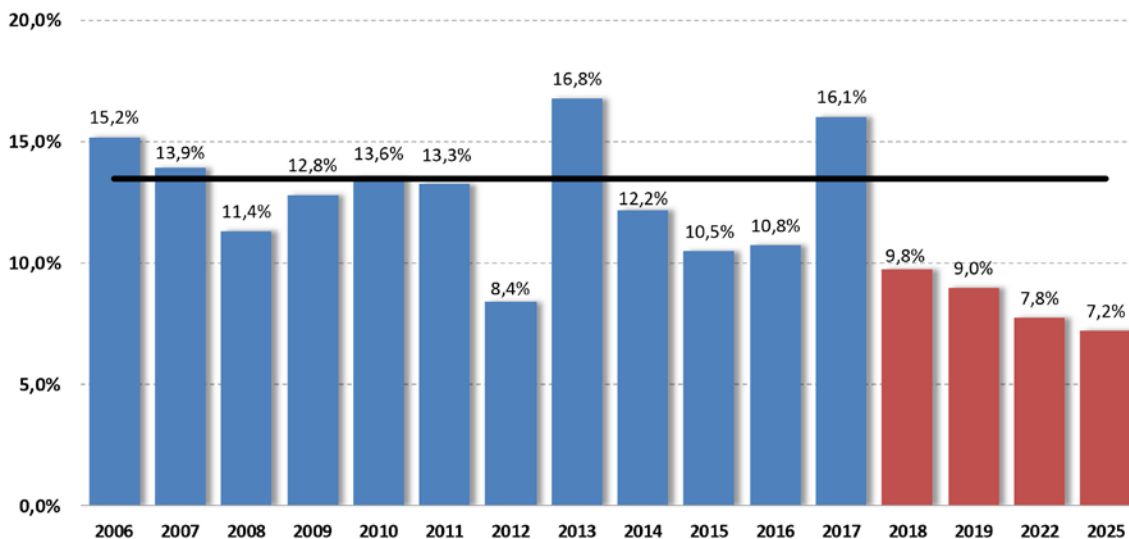
Een belangrijk uitgangspunt voor de berekeningen vormen de aannames die worden gedaan ten aanzien van de veronderstelde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen als gevolg van storingen, onderhoud en revisies. Deze hebben een grote invloed op de uitkomsten; immers een hogere niet-beschikbaarheid heeft tot gevolg dat minder vermogen beschikbaar is om te voorzien in de vraag. TenneT vraagt elektriciteitsproducenten om niet-beschikbaarheidscijfers van de afzonderlijke productiemiddelen ter beschikking te stellen. De in het verleden gerealiseerde en de door producenten geprognosticeerde niet-beschikbaarheid in uren per jaar zijn verwerkt in figuur 4-2.

De zwarte lijn geeft het langjarig historische

Tabel 4-2

Hoofddata monitoring, realisatie 2014-2017 en prognose 2018-2025 met niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen volgens de opgave van de producenten (basisvariant)								
Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogenstekort GW
			totaal GW	zon-PV/wind/hydro GW	thermisch (beh. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,2	1,1	0,00	-3,9
2015	114,7	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,3	1,1	0,02	-1,8
2017	116,3	3,6	30,0	6,4	22,4	1,2	0,01	-1,9
2018	115,8	2,9	29,5	7,1	21,2	1,2	0,01	-2,0
2019	114,8	3,1	30,5	8,6	20,7	1,2	0,01	-2,1
2022	114,2	2,1	35,1	14,4	19,4	1,2	0,07	-1,6
2025	113,8	2,5	39,8	20,7	17,8	1,2	2,50	-0,2

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen



Figuur 4-2 Gerealiseerde en geraamde niet-beschikbaarheid van productievermogen [%]

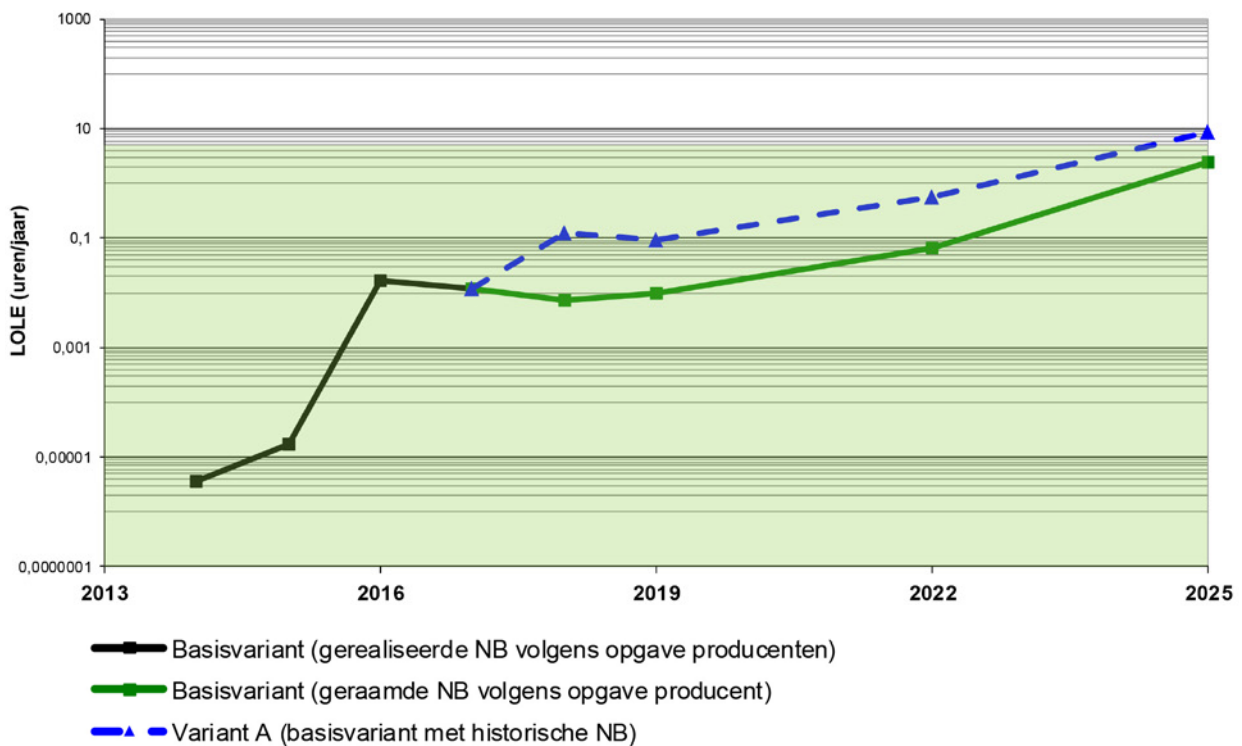
gemiddelde van de niet-beschikbaarheid van productievermogen weer (13,5%). Het valt op dat in het jaar 2012 een relatief lage gemiddelde niet-beschikbaarheid van 8,4% is gerealiseerd. De ramingen van niet-beschikbaarheid van productievermogen in 2013 en 2017 zijn hoger dan het historische gemiddelde. De traditioneel lagere raming van niet-beschikbaarheid op de lange termijn is kennelijk een weerspiegeling van de onzekerheden ten aanzien van het ramen van de beschikbaarheid van productiemiddelen.

Vanwege geconstateerde verschillen tussen de door producenten geraamde en gerealiseerde niet-beschikbaarheidscijfers van productievermogen is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd in aanvulling op de basisvariant. Hierbij is niet uitgegaan van de geprognosticeerde niet-beschikbaarheidscijfers volgens de recente informatie van elektriciteitsproducenten, maar van niet-beschikbaarheidscijfers die zijn gebaseerd op het historische gemiddelde voor alle zichtjaren (variant A).

In aanvulling op de eerder gepresenteerde hoofdresultaten in de basisvariant zijn in figuur 4-3 met de gestippelde blauwe stippellijn de LOLE-resultaten

weergegeven van variant A, de variant met beschikbaarheden op basis van historische gerealiseerde waarden. Deze LOLE-resultaten zijn na 2017 ongunstiger, vanwege juist de gekozen variabele om rekening te houden met een minder gunstige raming van de niet-beschikbaarheid van vermogen; dit ten opzichte van die volgens producenten (groene curve). Tabel 4-3 geeft getalsmatig de resultaten van deze gevoeligheidsvariant weer met daarin de berekende vermogenstekorten op basis van de LOLE-norm van 4 uren.

In gevoeligheidsvariant A treedt op de lange termijn ten opzichte van de basisvariant een minder groot overschot op als gevolg van de variabele met een hogere niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen. De LOLE in zichtjaar 2019 is met 0,09 uren binnen de 4-uursnorm per jaar gebleven. Er is sprake van een negatief firm vermogenstekort ofwel een vermogenoverschot van 1,5 GW, tegenover een firm vermogenoverschot van 2,1 GW in de basisvariant. Door een verdere afname van het thermisch vermogen in zichtjaar 2025 ten opzichte van 2019 ontstaat er in variant A een LOLE van 8,5 uren per jaar. Het *firm* vermogenstekort is dan 0,4 GW geworden.



Figuur 4-3 Resultaten gevoeligheidsvariant A (geraamde niet-beschikbaarheid van productie-eenheden)

Tabel 4-3

Resultaten monitoring, realisatie 2014-2017 en prognose 2018-2025 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis historische statistieken (gevoeligheidsvariant A)

Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operatief vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogens-tekort GW
			totaal GW	zon-PV/ wind/hydro GW	thermisch (beh. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,2	1,1	0,00	-3,9
2015	114,7	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,3	1,1	0,02	-1,8
2017	116,3	3,6	30,0	6,4	22,4	1,2	0,01	-1,9
2018	115,8	2,9	29,5	7,1	21,2	1,2	0,12	-1,3
2019	114,8	3,1	30,5	8,6	20,7	1,2	0,09	-1,5
2022	114,2	2,1	35,1	14,4	19,4	1,2	0,57	-0,9
2025	113,8	2,5	39,8	20,7	17,8	1,2	8,50	0,4

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

4.2.4 Gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)

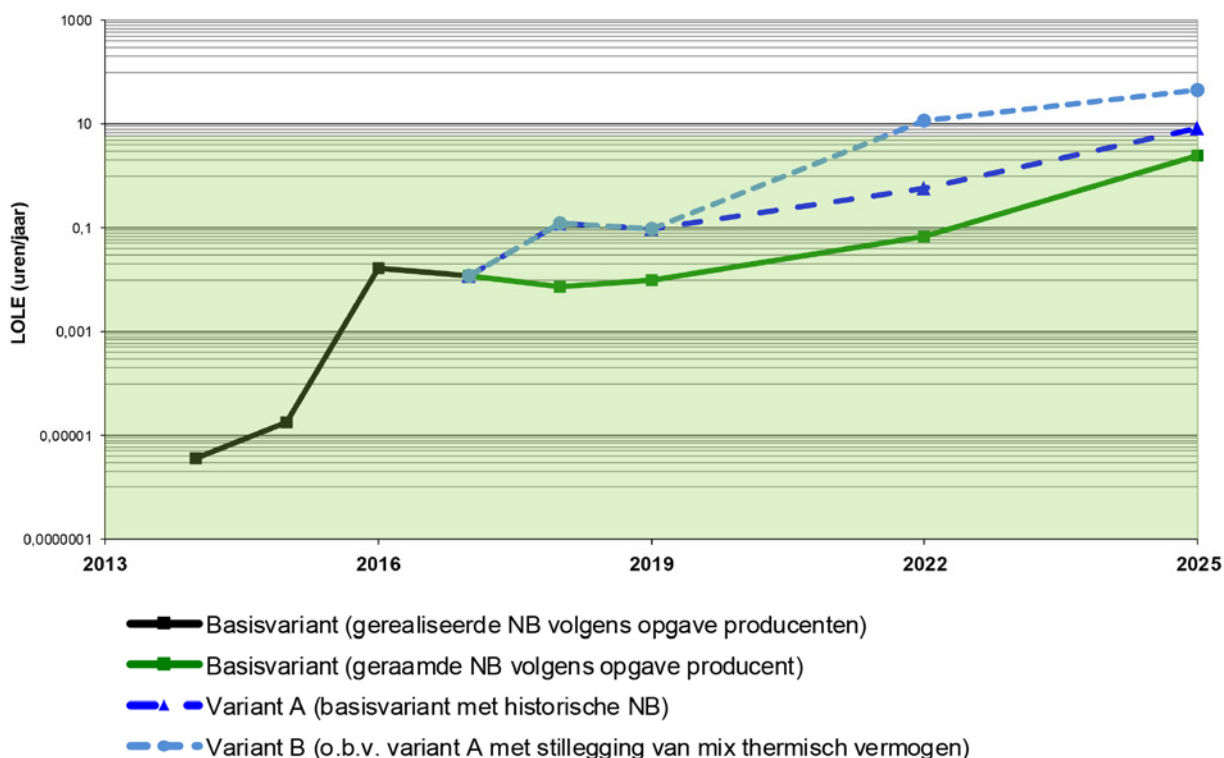
Zoals in de inleiding van dit hoofdstuk werd beschreven, wordt een op variant A gebaseerde gevoeligheidsvariant B doorgerekend met een kleiner aandeel van conventioneel vermogen in het productiepark dan door producenten aangegeven. Met deze variant wordt dus het gecombineerde effect op de leveringszekerheid van een hogere niet-beschikbaarheid en een lager aandeel van conventioneel vermogen gekwantificeerd. Verondersteld wordt dat de totale capaciteit van het extra stilgelegde conventioneel productievermogen circa 1,6 GW bedraagt (zie ook hoofdstuk 4.1).

In figuur 4-4 zijn de resultaten van deze gevoeligheidsberekening naast de eerder gepresenteerde variantresultaten weergegeven. De LOLE-resultaten laten zien dat in deze variant de norm van 4 uren

wordt overschreden in zichtjaar 2022 (11,5 uren). In tabel 4-4 zijn de resultaten getalsmatig weergegeven.

In 2022 verandert het *firm* vermogensoverschot in een *firm* vermogenstekort van 0,6 GW. In de jaren na 2022 loopt in deze variant B het *firm* vermogenstekort verder op naar 1,5 GW op basis van een LOLE van 45 uren. Ook in variant B wordt het geconserveerd vermogen niet meegerekend. Uit de berekeningen kan worden geconcludeerd dat er in deze variant met extra uitbedrijfname van thermisch vermogen onvoldoende binnenlands operationeel aanbod overblijft om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag, wat betekent dat zonder verdere deconservering van opgesteld vermogen of relevante aanvullende nieuwbouw van thermisch vermogen er een situatie kan optreden van importafhankelijkheid.

Figuur 4-4 Resultaten gevoeligheidsvariant B (variant A plus vermindering van productievermogen)



Tabel 4-4

Resultaten monitoring, realisatie 2014-2017 en prognose 2018-2025 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en stillegging van een mix van conventioneel vermogen (gevoeligheidsvariant B)								
Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogensstekort GW
			totaal GW	zon-PV/ wind/hydro GW	thermisch (beh. waste) GW	overige (o.a. waste) GW		
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,2	1,1	0,00	-3,9
2015	114,7	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,3	1,1	0,02	-1,8
2017	116,3	3,6	30,0	6,4	22,4	1,2	0,01	-1,9
2018	115,8	2,9	29,5	7,1	21,2	1,2	0,12	-1,3
2019	114,8	3,1	30,5	8,6	20,7	1,2	0,09	-1,5
2022	114,2	3,6	33,5	14,4	17,9	1,2	11,52	0,6
2025	113,8	3,1	38,6	20,7	16,6	1,2	45,11	1,5

Opmerking: NB = niet-beschikbaarheid van productiemiddelen

4.2.5 Gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)

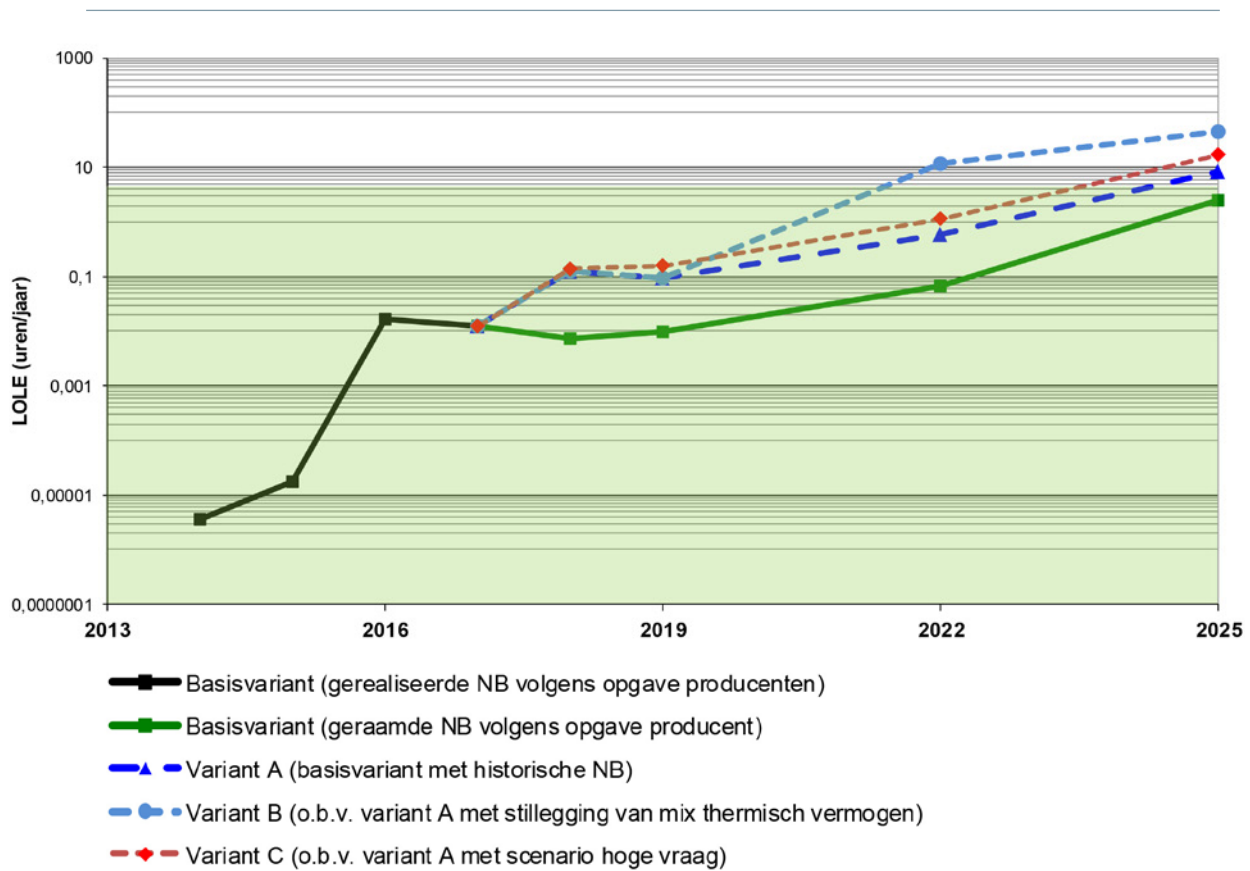
Zoals beschreven in paragraaf 4.1 is in deze monitoring analyse een gevoeligheidsvariant gedefinieerd met een hoge vraag. Deze variant is gebaseerd op variant A, waarbij de hogere vraag wordt gecombineerd met het aanbod zoals door producenten opgegeven, maar dan aanbod met een hogere niet-beschikbaarheid van vermogen. In dit scenario met hoge vraag wordt verondersteld, dat marktpartijen besluiten om, naast het gemelde geconserveerde en aangekondigde te conserveren

vermogen, geen extra vermogen zullen conserveren; dit vanwege juist een hogere vraag.

In deze variant treedt er na 2023 een overschrijding op van de 4 uren LOLE norm, zie figuur 4-5. In 2025 bedraagt de LOLE 16,9 uren, wat een firm vermogenstekort representeert van 0,8 GW, zie tabel 4-5. Ook hier geldt, dat het geconserveerd productievermogen niet wordt meegenomen in de berekeningen voor vergroting van het operationeel vermogen.

Tabel 4-5

Resultaten monitoring, realisatie 2014-2017 en prognose 2018-2025 met gestandaardiseerde niet-beschikbaarheid van de productiemiddelen op basis van historische statistieken en een hoge elektriciteitsvraag (gevoeligheidsvariant C)								
Jaar	elektriciteitsvraag TWh	niet-operationeel vermogen GW	operationeel vermogen GW				LOLE NB o.b.v. opgaven h	firm vermogens-tekort GW
			totaal	zon-PV/ wind/hydro	thermisch (beh. waste)	overige (o.a. waste)		
2014	114,0	2,7	28,7	3,5	24,2	1,1	0,00	-3,9
2015	114,7	4,4	28,8	4,0	23,8	1,1	0,00	-3,9
2016	115,9	4,1	28,4	4,9	22,3	1,1	0,02	-1,8
2017	116,3	3,6	30,0	6,4	22,4	1,2	0,01	-1,9
2018	116,2	2,9	29,5	7,1	21,2	1,2	0,14	-1,3
2019	116,0	3,1	30,5	8,6	20,7	1,2	0,16	-1,3
2022	116,3	2,1	35,1	14,4	19,4	1,2	1,14	-0,6
2025	116,7	2,5	39,8	20,7	17,8	1,2	16,93	0,8



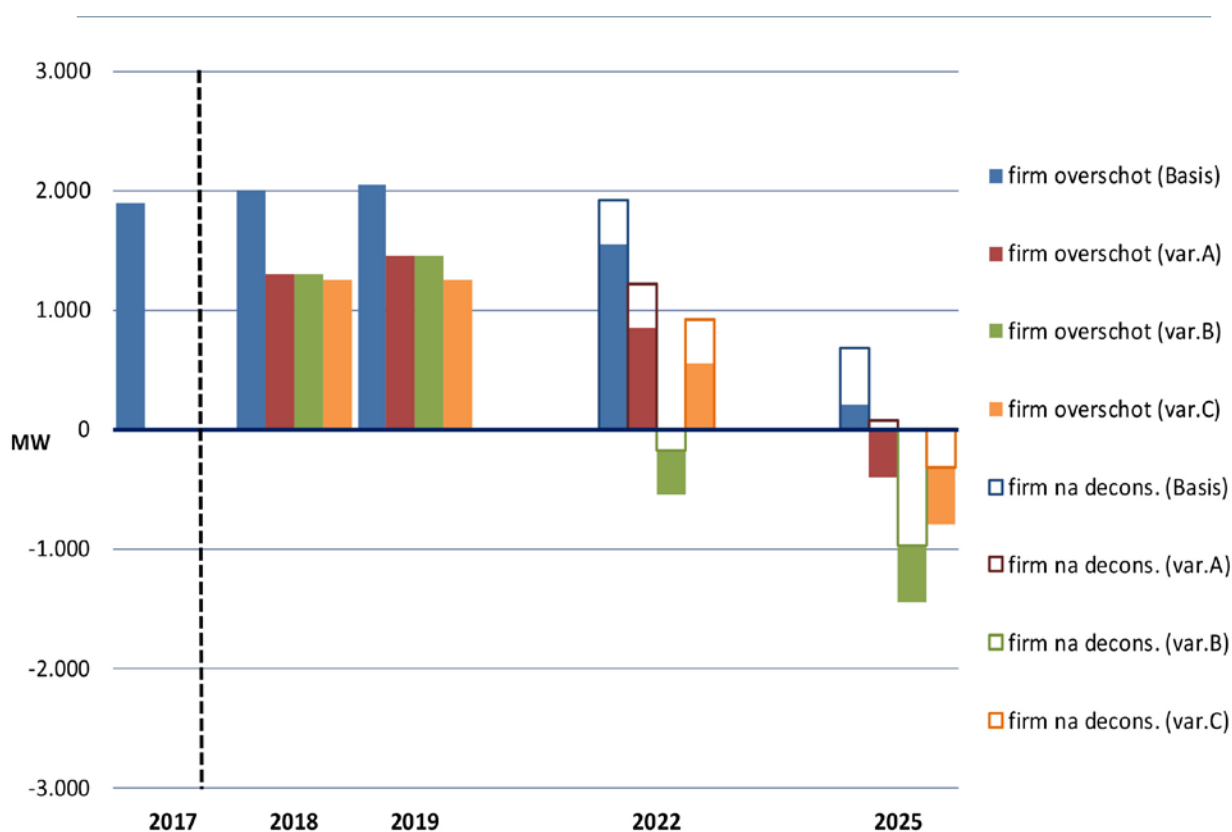
Figuur 4-5 Resultaten gevoeligheidsvariant C (variant A met een hoge elektriciteitsvraag)

4.2.6 Resultaten van de basis- en gevoeligheidsvarianten in relatie tot mogelijkheden voor deconserveren van vermogen

De hoeveelheid geconserveerd vermogen, zoals dat door producenten bij TenneT werd opgegeven, varieert in de periode 2017-2025 in een bereik tussen 2,1 GW en 3,8 GW; in 2020 neemt dat kort toe met 0,8 GW en krimpt in 2021 met 1,8 GW (zie figuur 3-8). Vanaf 2025 wordt 2,5 GW in conservering voorzien. Indien de situatie op de middellange- en lange termijn zodanig is, dat er sprake is van verdere vermogenskrapte of een vermogens tekort, dan doet zich de mogelijkheid voor, dat geconserveerd vermogen beschikbaar komt op de markt. Deconservering vergroot het operationeel vermogen. Figuur 4-6 geeft de resultaten van de basisvariant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C

grafisch weer in de vorm van *firm* vermogensoverschotten tot en met het zichtjaar 2025. In deze grafiek worden de berekende overschotten of tekorten afgezet tegen een deel van het potentieel vermogen dat voor deconservering in aanmerking komt, zoals door producenten werd gerapporteerd.

Het in hoofdstuk 3 benoemde relatief nieuwe vermogen (0,6 GW) is in de vorm van concreet *firm* vermogen (0,5 GW) aangemerkt indien deconservering van dit vermogen zou plaatsvinden na 2021. Dit wil zeggen dat het vermogen van de betreffende productiemiddelen is verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid. In figuur 4-6 wordt het resultaat in de vorm van de transparante staafjes weergegeven als de som van het *firm* vermogensoverschot/-tekort plus dit concrete *firm* vermogen voor deconservering.



Figuur 4-6 Firm vermogensoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm plus het *firm* vermogen voor mogelijke deconservering voor de basis- en gevoeligheidsvarianten tot en met zichtjaar 2025

4.2.7 Vergelijking van vermogenstekorten en -overschotten met de beschikbare import- en exportcapaciteit

In de voorgaande paragrafen is een overzicht gepresenteerd van de optredende overschot en tekorten die volgen indien de verschillende aanbodprognoses van elektriciteit met elkaar worden vergeleken. In deze paragraaf worden de tekorten en de overschot vergeleken met de beschikbare transportcapaciteit voor importen en exporten.

In tabel 4-6 is een overzicht gegeven van de gehanteerde aannames ten aanzien van de beschikbare capaciteiten van de interconnectoren. In de tabel is naast een optelling van de nominaal beschikbare transportcapaciteiten voor importen en exporten ook een inschatting gegeven van de gemiddelde beschikbare capaciteiten indien er rekening wordt gehouden met reducties ten gevolge van storingen, onderhoud en revisies alsook beperkingen wegens netveiligheid, zoals bij loop flows vanwege productieoverschot uit windcapaciteit.

In zowel tabel 4-6 als in figuur 4-7 worden de beschikbare import- en exportcapaciteiten na reducties vergeleken met de optredende firm vermogens-tekorten/-overschotten in de doorgererekende basis-

variant en de gevoeligheidsvarianten A, B en C.

In de tabel wordt deze vergelijking uitgedrukt in termen van het beslag op import/exportcapaciteit in procenten. Daarbij geeft een positief getal aan dat het een beslag is op importcapaciteit; een negatief getal duidt op een beslag op exportcapaciteit.

In figuur 4-7 zijn de maximale capaciteiten voor importen en exporten weergegeven met blauwe lijnen. De gestippelde blauwe lijnen geven wat de maximale capaciteiten zijn, indien er rekening wordt gehouden met met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit (robuuste import-/exportcapaciteit).

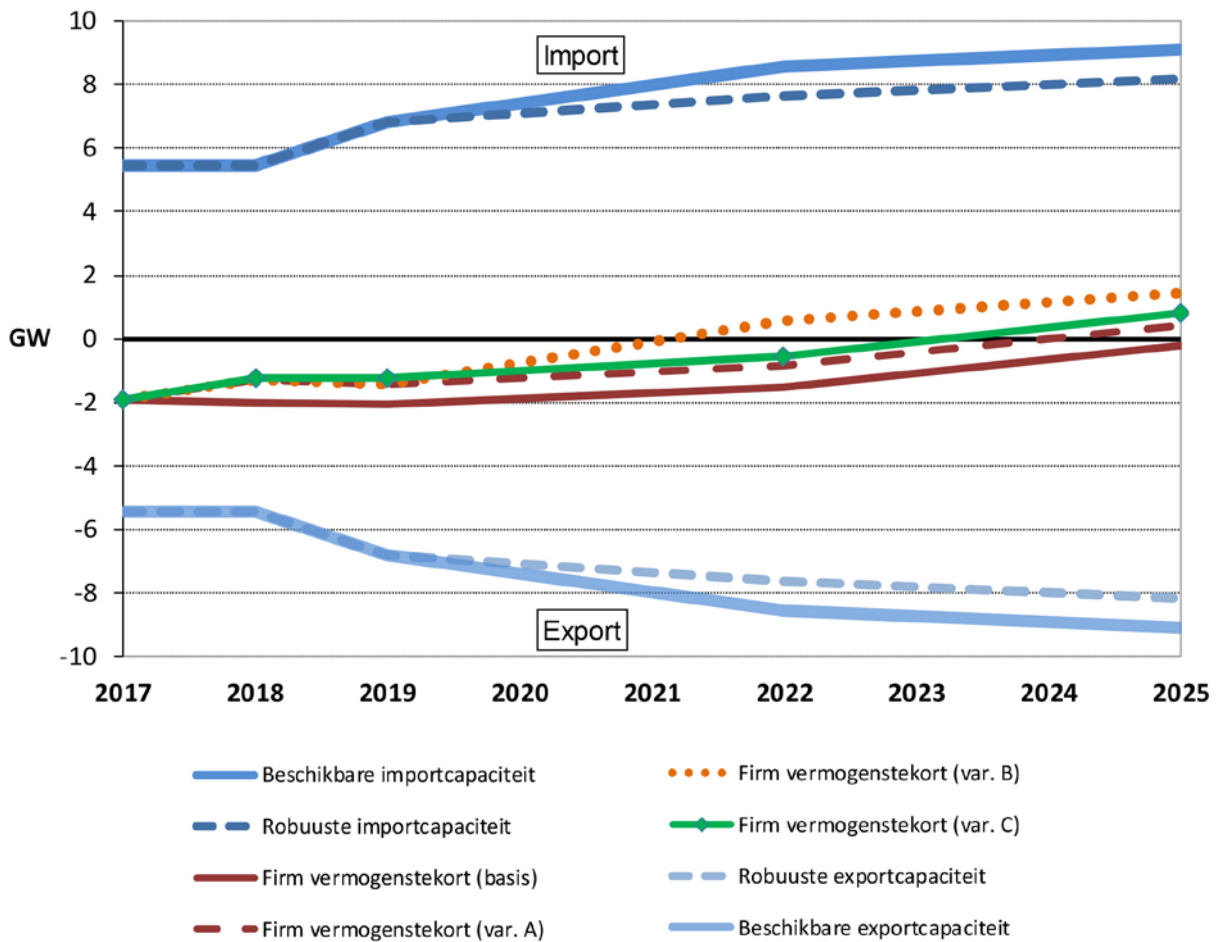
Daarnaast zijn in dezelfde figuur de overschot en tekorten in productiecapaciteit (in termen van firm capaciteit) voor de berekeningsvarianten A, B en C weergegeven. Uit de figuur blijkt dat de optredende overschot aan het begin van de analyseperiode tot en met 2020 volledig kunnen worden benut voor exportdoeleinden. De tekorten die - afhankelijk van de beschouwde variant - na 2020 optreden, kunnen worden gedekt met importcapaciteit. De tekorten in termen van beslag op importcapaciteit treden alleen op in gevoeligheidsvariant B in het zichtjaar 2022

Tabel 4-6

Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag daarop in de berekeningsvarianten											
Jaar	België	Duits-land	Nor-Ned cable	Brit-Net cable	Cobra cable	Totaal nominaal 1)	Totaal na reducties 2)	maximaal beslag op import/export-capaciteit (%)			
								basis variant	variant A	variant B	variant C
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
2017	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-35%	-35%	-35%	-35%
2018	1,7	2,4	0,7	1,0	0,0	5,9	5,5	-37%	-24%	-24%	-23%
2019	1,7	4,0	0,7	1,0	0,0	7,4	6,8	-30%	-21%	-21%	-18%
2022	2,4	4,4	0,7	1,0	0,7	9,2	8,6	-18%	-10%	6%	-6%
2025	2,4	5,0	0,7	1,0	0,7	9,8	9,1	-2%	4%	16%	9%

1) zonder reducties

2) met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productieoverschotten uit windcapaciteit



Figuur 4-7 Vergelijking vermogenssurplus/-tekort met beschikbare import- en exportcapaciteit voor basisvariant en gevoeligheidsvarianten

²² Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2005-2013, TenneT TSO bv, <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>

(6%) en vanaf 2025 bij de beschouwde varianten A, B en C (4 tot 16%). In de vorige monitoring werd voor 2021 nog 15 tot 33% bij de varianten gerapporteerd.

In het verleden heeft Nederland perioden van grote importafhankelijkheid gekend. Bijvoorbeeld in de periode 2005-2007 varieerde het beslag op importcapaciteit tussen 45% tot 61% (zie o.a. de monitoringsrapportage 2005-2013²²).

Het Nederlands vermogenoverschot hoeft niet per definitie voor exportdoeleinden te worden aangewend. Uiteindelijk bepaalt de markt de mate waarin het beschikbare potentieel via de beschikbare inter-

nationale transportcapaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt voor export. Evenzo is het aan de markt om te bepalen of de binnenlandse vermogenstekorten aanleiding vormen om importcapaciteiten te gebruiken, dan wel opgesteld vermogen te deconserveren of de elektriciteitsvraag te reduceren.

Een beslag op importcapaciteit wil alleen zeggen dat op enkele momenten in het jaar onder bepaalde omstandigheden het systeem moet importeren om aan de nationale vraag te kunnen voldoen. Op alle andere momenten zal de markt uiteindelijk bepalen hoe de internationale transportcapaciteit zal worden benut. Dit kan resulteren in zowel importen als exporten.

Tabel 4-7

Reservefactoren 2017-2025								
Jaar	niet-operationeel vermogen	operationeel vermogen		beschikbare importcapaciteit	piekvraag	reservefactor		
		totaal	waarvan zon-PV, hydro, wind			1)	2)	3)
	GW	GW	GW	GW	GW			
2017	3,6	30,0	6,4	5,5	18,4	1,63	1,35	1,65
2018	2,9	29,5	7,1	5,5	18,4	1,60	1,29	1,59
2019	3,1	30,5	8,6	6,8	18,4	1,66	1,28	1,66
2022	2,1	35,1	14,4	8,6	18,4	1,91	1,28	1,75
2025	2,5	39,8	20,7	9,1	18,4	2,16	1,26	1,75

1) zonder import, zon-PV en wind tellen voor 100% mee, niet-operationeel voor 0%

2) zonder import, zon-PV en wind tellen voor 20% mee, niet-operationeel voor 0%

3) mportcapaciteit telt voor 1000% mee, zon-PV en wind tellen voor 20% mee, niet-operationeel voor 0%

4.2.8 Reservefactoren

Evenals in de voorgaande rapportages is er ook nu weer een schatting gemaakt van de reservefactoren. De reservefactor is de verhouding van de opgestelde operationele productiecapaciteit en de piekvraag van de basisvariant. Tabel 4-7 geeft een overzicht van de reservefactoren die uit de gebruikte gegevens zijn af te leiden.

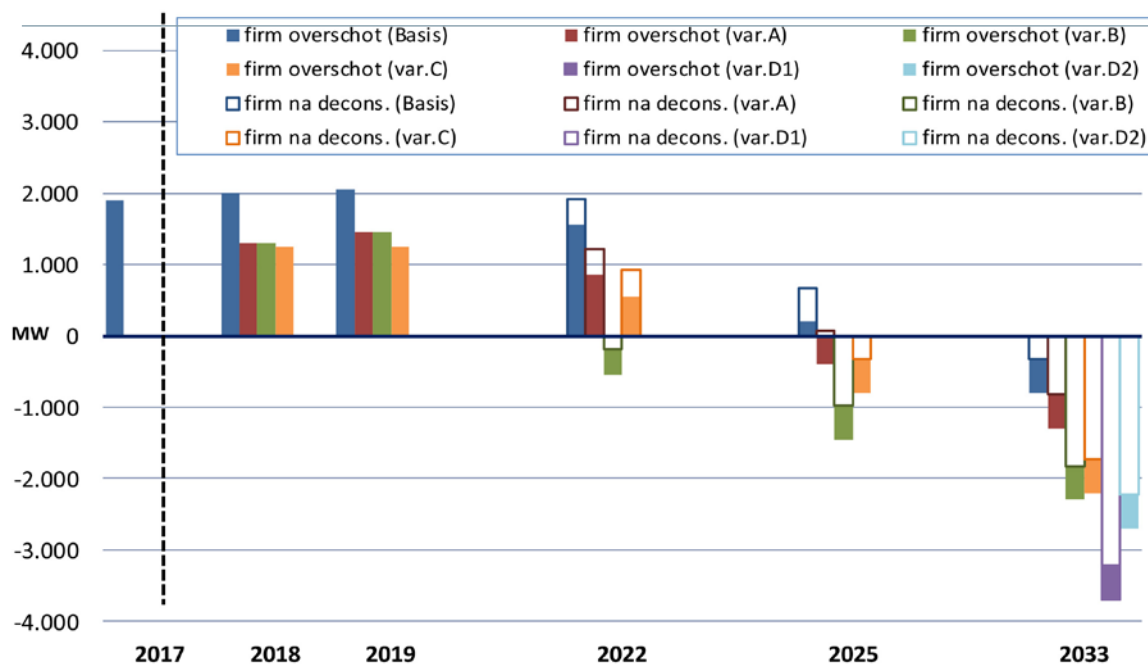
4.2.9 Vooruitzicht 2033

In de EU-Richtlijn 2005/89/EG is voorgeschreven dat de zichtperiode van de nationale monitoring rapportages zich uitstrekt tot 15 jaren. In deze monitoring wordt ingegaan op de verwachte vraag- en aanbodsituatie in het jaar 2033, waarbij moet worden bedacht dat er grote onzekerheden zijn ten aanzien van het aanbod van passend productievermogen en van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode. Zoals in hoofdstuk 3.3 werd beschreven, is de prognose van de elektriciteitsvraag op de middel-lange termijn gebaseerd op verschillende relevante ontwikkelingen, zoals duurzame groei, energiebesparing en elektrificatie. Er zijn voor de vraagmodellering 15 jaren vooruit dan ook grote onzekerheden van deze afzonderlijke ontwikkelingen. Voor de analyse van de leveringszekerheid is in deze monitoring een tweetal vraagscenario's bepaald: het Referentie-scenario en het scenario Hoge vraag. Voor de elektriciteitsvraag in het Referentiescenario wordt voor het jaar 2033 rekening gehouden met 112,3 TWh en in het hogevraagscenario met 119,6 TWh. Basis voor deze uitgangspunten zijn

de in de Nationale Energieverkenningen gepubliceerde ontwikkelingen van het elektriciteitsverbruik (vastgesteld en voorgenomen beleid ten aanzien van finaal verbruik van elektriciteit).

Evenals in de voorgaande monitoring komt uit de opgaven van de producenten voor het eind van de beoogde zichtperiode van 15 jaren naar voren dat er nog een onzeker beeld bestaat ten aanzien van de ontwikkelingen van hun portfolio. Vooralsnog wordt in het zichtjaar 2033 rekening gehouden met amoveringen ter grootte van bijna 6,2 GW ten opzichte van aanvang 2017. Er is naast de recentelijk aangekondigde deconservering (1,3 GW) rond einde 2020 en daarna, verder geen vermogen aangekondigd ter deconservering. In 2033 is dan rekenkundig 2,5 GW vermogen geconserveerd, hetgeen in de monitoring buiten het vermogensaanbod wordt gehouden. In de vorige monitoring was dat 4,1 GW in 2032. Figuur 3-7 in hoofdstuk 3.3 geeft een overzicht van aanbodontwikkeling, zoals deze door de producenten is opgegeven; figuur 3-10 geeft de ontwikkelingen ten aanzien het hernieuwbaar opgesteld vermogen tot en met 2033 weer op basis van het NEV2017.

Er zijn berekeningen uitgevoerd ter bepaling van het leveringszekerheidsniveau bij een vraag- en aanbodontwikkeling in 2033, waarbij de LOLE in de verschillende varianten gestaag oploopt. Vanaf 2027 wordt in de basisvariant de norm van 4 uren overschreden. In de vorige monitoring was dat vanaf 2024. In figuur 4-8 worden berekeningsresultaten weer-gegeven op basis van de LOLE-norm en de bijbehorende capaci-



Figuur 4-8 Firm vermogenoverschot/-tekort op basis van de LOLE-norm voor de basis- en gevoeligheidsvarianten tot en met 2033

teit van de firm vermogenstekorten om de norm niet te overschrijden, in de vorm van equivalente productiecapaciteit per variant en zichtjaar. Analoog aan figuur 4-6 is het firm vermogenoverschot/-tekort gesommeerd met het concrete firm vermogen voor deconservering verminderd met een raming voor niet-beschikbaarheid.

De dataverzameling, de berekeningen en de analyses voor deze monitoring zijn uitgevoerd op het moment dat het Klimaat Akkoord 2018 nog een voorlopig karakter kent. Uit de discussies met stakeholders van TenneT is naar voren gekomen, dat het wenselijk is om enkele gevoeligheidsanalyses uit te voeren voor de periode na 2030, waarbij de uitfasering van het gebruik van steenkolen aan de orde is. In deze monitoring wordt reeds per 2025 rekening gehouden met uitfasering van de oudere koleneenheden (1,2 GW) per 2025, waarvan voor de helft van het vermogen sprake zal zijn van ombouw tot een biomassacentrale. Het nieuwere productievermogen op kolen (2013, 2014) is momenteel 3,4 GW en wordt in de monitoring volledig meegenomen in zowel de basisvariant als in de varianten A, B en C.

In de varianten D1 en D2 is gekeken naar gedeeltelijke uitfasering van kolenvermogen in het zichtjaar 2033. In variant D1 wordt verondersteld, dat 2,9 GW uit bedrijf is genomen en 1,1 GW is overgeschakeld

op een duurzame brandstof. In variant D2 wordt verondersteld dat 1,7 GW uit bedrijf is genomen en 2,3 GW is overgeschakeld op duurzame brandstof. Beide D-varianten zijn gebaseerd op variant A (de gevoeligheidsvariant met een statistisch hogere niet-beschikbaarheid van vermogen). Uit de resultaten blijkt, zoals kon worden verwacht, dat er in deze varianten sprake is van een flinke toename van de firm vermogenstekorten in 2033 tot respectievelijk circa 3,7 GW (D1) en 2,7 GW (D2).

In de inleiding van deze rapportage werd al gemeld dat het lange termijnbeeld ten aanzien van zowel het aanbod als de vraag na 2022 behoorlijk onzeker is. Uiteraard geldt deze onzekerheid in een nog veel sterkere mate voor het jaar 2033. Door deze onzekerheden moeten de resultaten van de leveringszekerheidsanalyse voor het zichtjaar 2033 met terughoudendheid worden beschouwd.

4.3 Regionale leveringszekerheidsanalyse

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de analyses met het regionale model gepresenteerd, waarin het Nederlandse elektriciteitssysteem samen met de omliggende systemen wordt beschouwd. Door gebruik te maken van het regionale model is een verdere verbetering van de kwaliteit van de

leveringszekerheidsanalyse mogelijk geworden. Waar in het nationale model alleen de vraag en het aanbod binnen Nederland worden beschouwd, zijn het regionale model de Europese elektriciteits-markten, met hun onderlinge uitwisselingsmogelijkheden, gemodelleerd. Hierdoor wordt het mogelijk een betere inschatting te maken van de waarde van regionale uitwisselingen tussen markten voor de kwaliteit van de leveringszekerheid in de regio en landen binnen de regio. Aan de invoerzijde van het model is een grote kwaliteitsverbetering gerealiseerd door gebruik te maken van een zogenaamde *Pan European Climate Database*. Hiermee is het mogelijk om gecorreleerde chronologische tijdsreeksen te maken van weersafhankelijke parameters, zoals de elektriciteitsvraag en de productie uit hernieuwbare bronnen (wind, zonnepanelen) in de verschillende landen van Europa op basis van het weer over de periode 1982-2015. Ook wordt rekening gehouden met verschillende beschikbare hoeveelheden productie uit hydrocentrales afhankelijk van de regenval (een nat, een gemiddeld of een droog jaar) en het betreffende land. De probabilistische simulatieberekeningen met het regionale model zijn uitgevoerd met het marktsimulatieprogramma PowrSym4. Een uitgebreidere beschrijving van het regionale model is opgenomen in hoofdstuk 3.2.

4.3.1 Onderzochte varianten met het regionale model

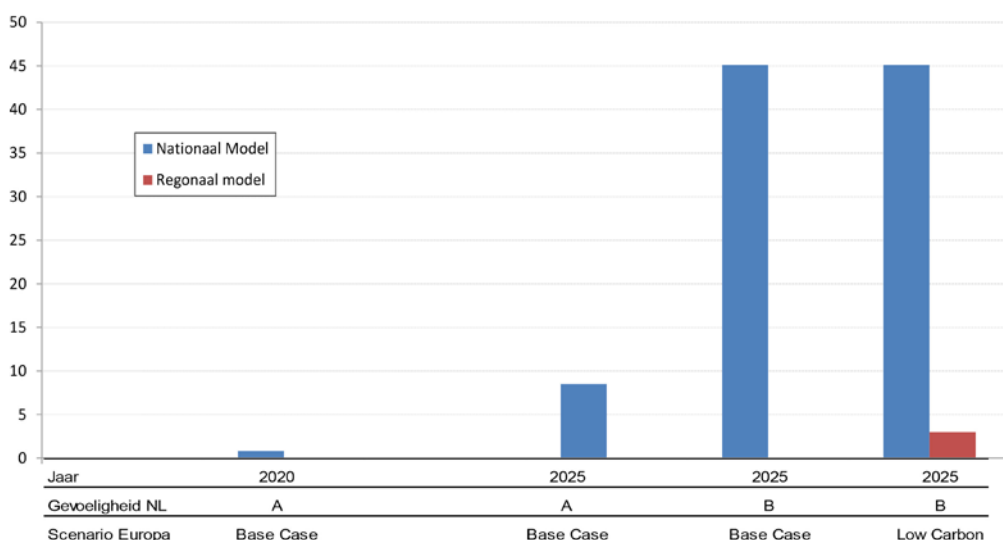
In het regionale model worden de ontwikkelingen van het Nederlandse systeem gecombineerd met de meest actuele modellen betreffende de ontwikkeling

van het Europese elektriciteitssysteem. Dit zijn momenteel de modellen die de Europese TSO's hebben gebouwd voor ENTSO-E ten behoeve van de *Midterm Adequacy Forecast 2018* (MAF2018). In de MAF2018 studie is naast de *Base Case* een zogenaamde *Low Carbon* gevoeligheidsvariant geanalyseerd, waarin een versneld beleid ter vermindering van CO₂-emissies in de Europese lidstaten wordt verondersteld. In deze variant is er sprake van een aanzienlijke afname van geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen, vooral door uitbedrijfname van (bruin)kolencentrales.

Het regionale analysemodel is gebruikt voor voor een tweetal steekjaren; één voor de korte termijn (2020) en één voor de middellange termijn (2025). In het regionale model wordt voor het zichtjaar 2020 uitsluitend de gevoeligheidsvariant A beschouwd, gecombineerd met de Europese *Base Case* variant. Voor het zichtjaar 2025 worden drie verschillende combinaties van varianten onderzocht:

- Gevoeligheidsvariant A in Nederland, gecombineerd met het *Base Case* scenario in Europa
- Gevoeligheidsvariant B in Nederland, gecombineerd met het *Base Case* scenario in Europa
- Gevoeligheidsvariant B in Nederland, gecombineerd met het *Low Carbon* scenario in Europa

De laatste variant beschouwt de gevolgen voor de leveringszekerheid indien er zowel in Nederland als in de rest van Europa sprake is van een vermindering van thermisch productie vermogen. In onderstaande para-



Figuur 4-9 Vergelijking LOLE in Nederland op basis van berekeningen met nationaal en regionaal model, gevoeligheidsvarianten Nederland: A en B, gecombineerd met Europese *Base Case* en *Low Carbon* scenario, steekjaren 2020 en 2025

graaf worden de uitkomsten van de analyse toegelicht.
 4.3.2 Resultaten van het regionale model voor zictjaren 2020 en 2025

In figuur 4-9 zijn de uitkomsten van de regionale analyse in termen van *Loss Of Load Expectation* (LOLE) voor beide berekeningsjaren weergegeven en vergeleken met de resultaten van het nationale model met de (denkbeeldige) situatie waarin Nederland niet is gekoppeld met de ons omringende landen.

De weergegeven LOLE-resultaten representeren verwachtingswaarden op basis van het klimaat in de periode 1982-2015, waarbij aan alle jaren een gelijk gewicht is toegekend.

De resultaten voor het Europese *Base Case* scenario laten zien dat de LOLE die zou optreden als Nederland geïsoleerd wordt beschouwd in het gekoppelde Europese systeem naar 0 wordt gereduceerd, zowel in 2020 als in de twee beschouwde varianten in 2025. Dit is een verbetering ten opzichte van de Monitoring 2017 waarin een LOLE van circa 16 uren in de nationale variant A door het gekoppelde systeem naar 0,8 uren LOLE kon worden gereduceerd. Deze verbetering is vooral een gevolg van de toename van het beschikbare operationele vermogen in Nederland door deconservering.

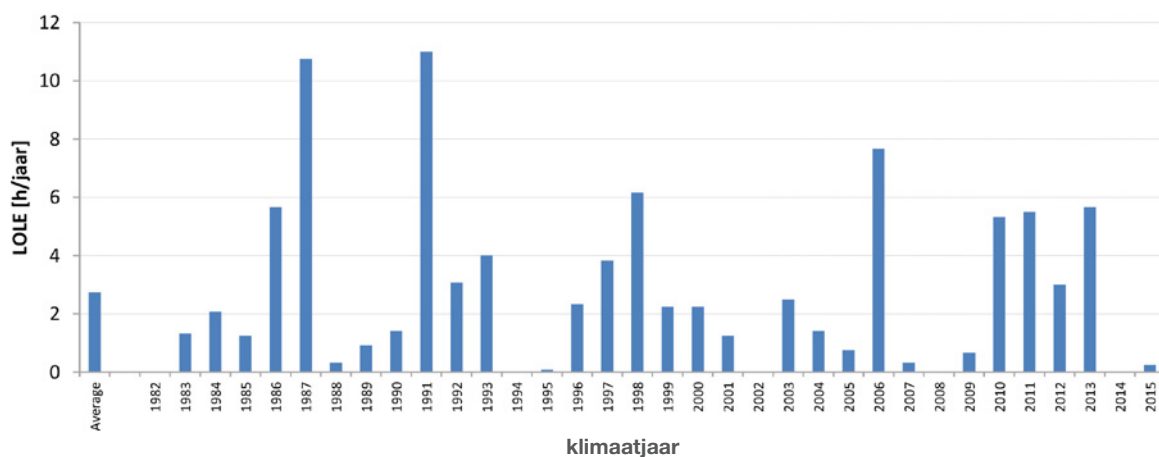
In een Europees *Low Carbon* scenario, gecombineerd met een verlaagd operationeel vermogen in Nederland (gevoeligheidsvariant B) daalt de LOLE in Nederland door de koppeling met het buitenland van 45 uren naar bijna 3 uren. Dit niveau bevindt zich

nog steeds onder het vastgestelde criterium van 4 uren per jaar. Naast LOLE van bijna 3 uren, representatief voor het gemiddelde weer in de periode 1982-2015, is voor deze variant ook onderzocht wat de LOLE-niveaus per klimaatjaar zijn. De resultaten zijn samengevat in figuur 4-10.

Uit de resultaten blijkt dat er een flinke variatie optreedt ten aanzien van de LOLE niveaus in de verschillende klimaatjaren. Dit wordt veroorzaakt door de wisselende weercondities (wind/zon/temperatuur) in de beschouwde klimaatjaren in Nederland en de ons omringende landen.

Hoewel het gemiddelde niveau zich echter nog steeds bevindt onder het vastgestelde criterium van 4 uur per jaar varieert de LOLE per klimaatjaar tussen 0 en 11 uren. In 8 van de 34 klimaatjaren is de LOLE hoger dan 4 uur. De maximale LOLE-niveaus van ongeveer van 11 uren treden op in de klimaatjaren 1987 en 1991.

Op basis van de regionale analyse kan worden geconcludeerd dat het gekoppelde systeem zowel op de korte alsook op de middellange termijn in Nederland in voldoende mate voor leveringszekerheid zal zorgen. Wel blijkt dat de toenemende weersafhankelijkheid van de opwekeenheden in het regionaal systeem op de middellange termijn (2025) kan leiden tot perioden met lage reserves in Nederland in geval van een niet ondenkbeeldig scenario met minder geïnstalleerd conventioneel thermisch productievermogen in Europa.



Figuur 4-10. LOLE in Nederland per klimaatjaar op basis van regionale modelberekeningen, gevoeligheidsvariant B in Nederland met Europees Low Carbon scenario, zictjaar 2025

Bijlagen



Bijlage 1 Ontwikkeling binnenlandse marktomvang

In tabel B-1 wordt de Elektriciteitsbalans van het CBS weergegeven, met de elektriciteitsproductie, het elektriciteitsverbruik en de in- en uitvoer van elektriciteit in de afgelopen jaren²³.

Volgens CBS zijn de cijfers tot en met 2015 definitief, waarbij de gegevens van 2015 begin 2018 werden herzien door CBS. De cijfers van 2016 en 2017 hebben voorsnog de status voorlopige gegevens. TenneT hanteert voor de binnenlandse elektriciteitsvraag in de monitoring de CBS-gegevens: het "Totaal verbruik" minus het verbruik "Bij de productie" (netto verbruik). In de verbruiksgegevens zijn de netverliezen impliciet opgenomen; de netverliezen zijn separaat in de tabel weergegeven.

Het binnenlands netto elektriciteitsverbruik in 2017 ter grootte van 116,3 TWh betekent een stijging van

0,3% (0,4 TWh) van het verbruik ten opzichte van 2016. Na 2011 daalde het verbruik tot 2015, waarna een lichte stijging te zien is.

De binnenlandse productie ter grootte van 116,4 TWh in 2017 komt op basis van de voorlopige gegevens op het op een na hoogste niveau ooit (2010: 118,2 TWh). Er werd door de elektriciteitscentrales 76,0 TWh geproduceerd, dat is 0,7 TWh minder dan in 2016. Het andere deel namen de overige producenten voor hun rekening: 40,4 TWh, een groei van bijna 2 TWh.

Per saldo werd 3,5 TWh ingevoerd in 2017. De invoer daalt gestaag vanaf 2013, in 2017 met ruim 30% ten opzichte van 2013. De export van elektriciteit liep in 2017 iets terug ten opzichte van het jaar 2016 (0,4 TWh).

Tabel B-1

Elektriciteitsbalans in GWh; aanbod en verbruik (Bron: CBS; juli 2018)									
Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*
Aanbod	<i>totaal aanbod</i>	120.926	122.057	119.614	119.112	118.091	119.137	120.085	119.910
	<i>totaal productie (bruto)</i>	118.150	112.966	102.505	100.875	103.365	110.389	115.168	116.405
	<i>elektriciteitscentrales</i>	75.824	70.555	64.032	63.064	67.534	72.345	76.647	75.978
	<i>overige producenten</i>	42.326	42.441	38.473	37.811	35.831	38.043	38.521	40.427
	<i>invoer</i>	15.584	20.621	32.155	33.252	32.854	30.761	24.258	22.456
	<i>uitvoer</i>	12.808	11.530	15.046	15.015	18.128	22.012	19.341	18.951
Verbruik	<i>totaal verbruik</i>	120.926	122.057	119.614	119.112	118.092	119.137	120.085	119.910
	<i>via het openbare net</i>	103.788	104.757	101.848	101.386	99.032	100.912	99.355	101.362
	<i>via bedrijfsnetten</i>	13.357	13.407	14.052	14.221	15.005	13.747	16.557	14.930
	<i>bij de productie</i>	3.781	3.893	3.714	3.505	4.055	4.478	4.173	3.618
Netverliezen	<i>Netverliezen</i>	4.464	4.609	4.519	4.508	4.933	5.278	5.435	5.435
<i>Verbruik (totaal +/- bij de productie in TWh)</i>		117,1	118,2	115,9	115,6	114,0	114,7	115,9	116,3

* Voorlopige cijfers CBS

²³ CBS data: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/00377/table?ts=1541607443717>

In tabel B-2 is de ontwikkeling van de binnenlandse marktomsang inclusief netverliezen weergegeven, waarbij te zien is welke verwachtingen in het verleden werden aangenomen. Ook hier is het totaal verbruik minus het verbruik bij de productie het uitgangspunt voor de berekeningen.

Tabel B-2 Aannames ten aanzien van de marktomsang

Ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en de prognoses in de afgelopen 5 jaren

Jaar	monitoring 2013-2029		monitoring 2014-2030		monitoring 2015-2031		monitoring 2016-2032		monitoring 2017-2033		Hoge vraag TWh
	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	vraag TWh	groei verbruik %	Reference vraag TWh	groei verbruik %	Reference vraag TWh	
2010	2,6%	117,1	2,6%	117,1	2,6%	117,1	2,6%	117,1	2,6%	117,1	117,1
2011	0,9%	118,2	0,9%	118,2	0,9%	118,2	0,9%	118,2	0,9%	118,2	118,2
2012	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	-1,9%	115,9	115,9
2013	-2,1%	113,4	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	-0,3%	115,6	115,6
2014	0,8%	114,3	-2,7%	112,5	-2,7%	114,0	-2,7%	114,0	-2,7%	114,0	114,0
2015	1,3%	115,7	0,7%	113,3	-0,1%	113,9	-0,1%	113,9	0,5%	114,7	114,7
2016	1,3%	117,2	0,1%	113,4	1,0%	115,0	1,5%	115,6	1,1%	115,9	115,9
2017	1,3%	118,6	0,1%	113,5	-0,4%	114,5	0,0%	115,6	0,3%	116,3	116,3
2018	1,3%	120,1	0,1%	113,7	0,2%	114,7	0,5%	116,2	-0,4%	115,8	116,2
2019	1,3%	121,6	0,2%	113,8	0,2%	115,0	-0,1%	116,1	-0,9%	114,8	116,0
2020	1,25%	123,1	0,2%	114,0	0,2%	115,3	-0,1%	115,9	-0,2%	114,6	115,9
2021	1,0%	124,4	0,4%	114,5	0,1%	115,4	0,1%	116,1	-0,2%	114,4	116,1
2022	1,0%	125,6	0,4%	114,9	0,1%	115,6	0,1%	116,2	-0,2%	114,2	116,3
2023	1,00%	126,9	0,4%	115,4	0,1%	115,8	0,1%	116,4	-0,2%	114,0	116,5
2024	1,0%	128,1	0,4%	115,8	0,0%	115,8	0,1%	116,6	-0,1%	113,9	116,6
2025	1,0%	129,4	0,4%	116,3	0,0%	115,8	0,1%	116,7	-0,1%	113,8	116,7
2026	1,00%	130,7	0,4%	116,7	0,3%	116,1	0,3%	117,1	-0,2%	113,5	117,1
2027	1,0%	132,0	0,4%	117,2	0,3%	116,5	0,3%	117,5	-0,2%	113,3	117,5
2028	1,0%	133,3	0,4%	117,7	0,3%	116,9	0,3%	117,9	-0,2%	113,1	117,9
2029	1,0%	134,7	0,4%	118,1	0,3%	117,2	0,3%	118,3	-0,2%	112,9	118,3
2030			0,4%	118,6	0,3%	117,6	0,3%	118,7	-0,2%	112,7	118,7
2031					0,3%	117,9	0,2%	119,0	-0,1%	112,5	119,0
2032							0,2%	119,3	-0,1%	112,4	119,3
2033									-0,1%	112,3	119,6

legenda

100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (definitief CBS)
100,0	gerealiseerd elektriciteitsverbruik (voorlopig CBS)
100,0	prognose elektriciteitsverbruik (TenneT)

Bijlage 2

Tabellen achter de grafieken

Tabel B-3: Vraagontwikkeling per scenario

Totale vraag (TWh)	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Referentie	115,8	114,8	114,6	113,8	112,7	112,0
Hoog	116,2	116,0	115,9	116,7	118,7	120,1
Referentie (Monitoring 2017)	116,2	116,1	115,9	116,7	118,7	-
Hoog (Monitoring 2017)	116,2	116,1	116,3	117,5	122,5	-
Piekvraag (GW)	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Referentie	18,5	18,4	18,3	18,2	18,1	18,2
Hoog	18,6	18,5	18,5	18,6	18,9	19,2
Referentie (Monitoring 2017)	18,4	18,4	18,4	18,4	18,9	-
Hoog (Monitoring 2017)	18,4	18,4	18,4	18,6	19,4	-

Tabel B-4: Tabel behorende bij grafiek Leefijdopbouw productievermogen thermische eenheden

[GW]	0<L≤5	5<L≤10	10<L≤15	15<L≤20	20<L≤25	25<L≤30	30<L≤35	35<L≤40	40<L≤45	45<L≤50	L>50	TOTAAL
uranium	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
kolen	3,4	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6
gas	2,4	5,9	1,2	1,3	3,6	0,3	1,0	0,3	0,4	0,3	0,1	16,7
afval	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,9
TOTAAL	5,9	6,2	1,3	1,3	5,0	0,4	1,0	0,3	0,8	0,4	0,1	22,7

Tabel B-5: Tabel behorende bij de grafieken Opgesteld vermogen, per 1 januari 2018

Opgesteld vermogen [GW]	2017	2018	2019	2022	2025	2033
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	5,7	4,6	4,6	4,6	4,0	4,0
Gas (operationeel)	16,2	16,1	15,6	14,3	13,3	11,9
Gas (geconserveerd)	3,5	2,9	3,0	2,0	2,5	2,5
Afvalverbranding	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomassa/biogas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wind op land	3,3	3,2	3,7	4,8	5,5	5,2
Wind op zee	1,0	1,0	1,0	2,4	4,5	13,1
Waterkracht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zon-PV	2,1	2,9	3,9	7,2	10,7	17,8
Totaal	33,5	32,4	33,6	37,1	42,3	56,3

Bijlage 3

Uitgangpunten en resultaten studie naar conservering van vermogen

Onderstaand zijn enkele belangrijke kwantitatieve bevindingen uit de analyse naar de positie van gasvermogen groter dan 100 MW samengevat. In bijlage 4 zijn de uitkomsten van het analysemodel in termen van "kans op het mottenballen van opgesteld gasgestookt vermogen" in 2016 en 2017 vergeleken met de uitkomsten in 2018.

Background: Operating & Preservation Modi of plants

Preservation modus determines restart time & costs

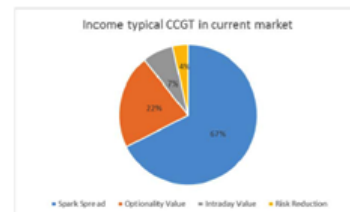
Modus	Description	Time horizon	Restart	Costs In (mln€)	Cost Out (mln€)	Monthly costs (*)	Key Risks
0-Wet	Normal operation (including weekend stops)	days	hour	n.a.	Hot starts fuel costs	BAU (~1 mln€, excluding fuel & carbon)	n.a.
1-Wet	"prolonged weekend stop". Preservation under steam.	weeks	hours	Only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

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

© UMS Group Inc., All Rights Reserved

Additional Considerations

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



“Risk for Preservation”

Background on Risk for Preservation

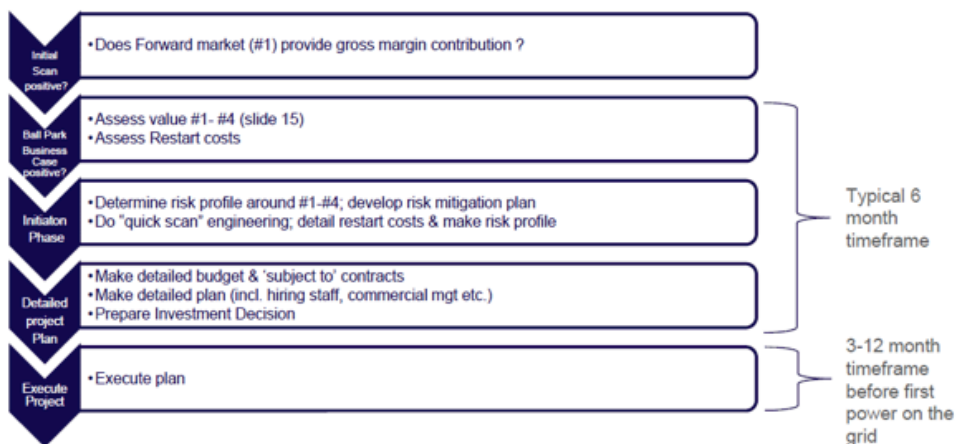
Forward Spark Spread in combination with Major Maintenance Event is key driver

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

Considerations in decision for Re-start

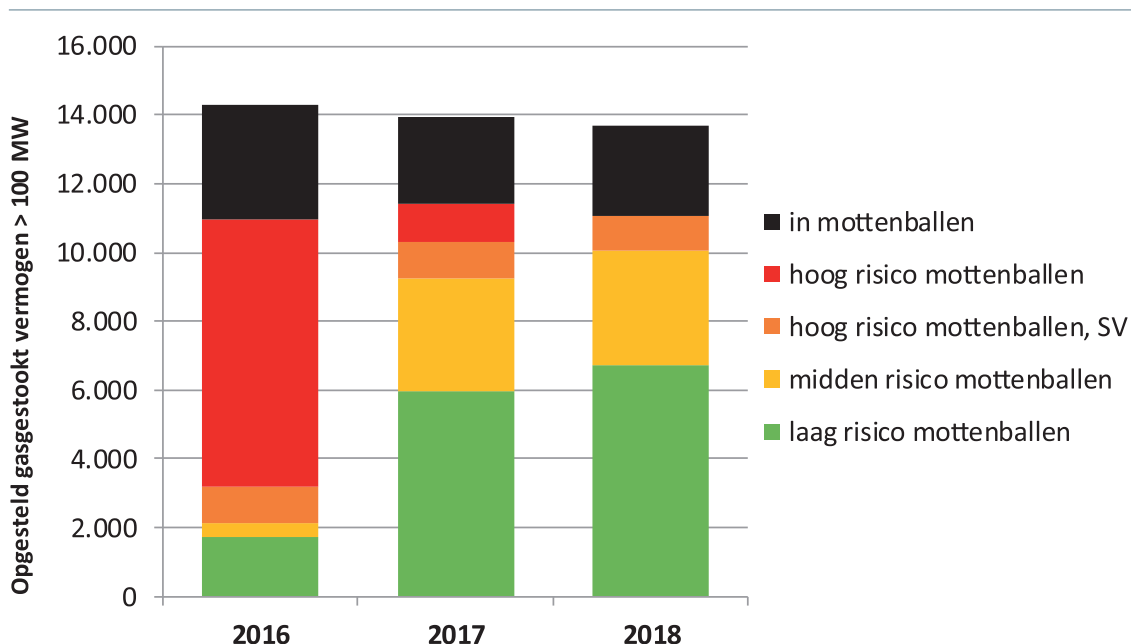
- Momentum & Risk profile; how fast is forward spark spread fluctuating, how has spot spark spread been (typical question: how would the plant have ran previous year?)
- Partner/Hedging strategy.
 - Nightmare scenario 1: spark spread collapses in months after investment decision
 - Nightmare scenario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

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



Bijlage 4

Ontwikkeling van kans op het mottenballen van gasgestookt vermogen



Figuur B Ontwikkeling van de kans op "mottenballen" van gasgestookt vermogen

Op basis van het door UMS ontwikkelde model en de input van producenten is aan de hand van de forward-prijzen van elektriciteit, gas en CO₂ over de periode 2019-2021, opnieuw gekeken naar de ontwikkeling van de kansen op conservering van gasvermogen groter dan 100 MW. De analyse laat zien dat de kans op conservering voor gasgestookt vermogen in 2018 ten opzichte van 2017 verder is afgenomen. Er hebben zich enkele verschuivingen van eenheden voorgedaan in de gehanteerde categorieën in 2018 ten opzichte van voorgaande

jaren. De categorie "hoog risico mottenballen, SV" heeft betrekking op eenheden die zonder de te leveren stadsverwarming een moeilijkere business case hebben nog te draaien. Nadat enkele producenten in 2016 en 2017 gasvermogen hebben gedeconserveerd, werd in september 2018 bekend, dat relatief nieuw geconserveerd vermogen weer in operationele status zal worden gebracht. De verwachting is dat het totale proces twee jaren gaat duren (eind 2020).

Bijlage 5 Uitgangpunten en resultaten Market Incentives studie

Background of the study

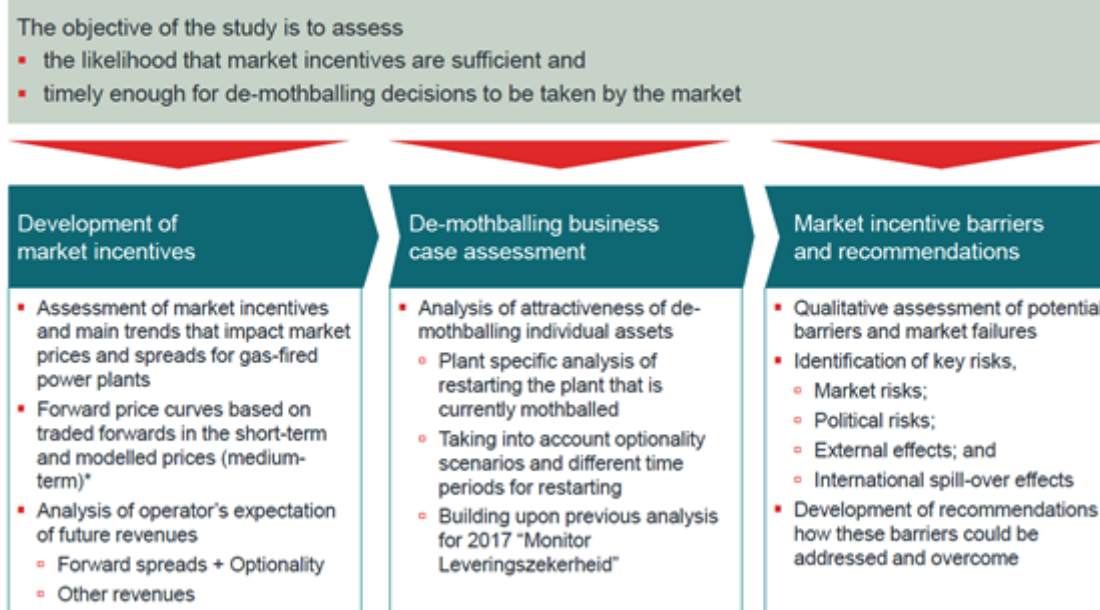


frontier economics

* Modelled price curves based on „Frontier Economics (2018): „Research on the effects of the minimum CO₂ price” – a report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy

4

Overview of our approach: We combine quantitative modelling with qualitative economic reasoning



frontier economics

* Modelled price curves based on „Frontier Economics (2018): „Research on the effects of the minimum CO₂ price” – a report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy

5

Executive Summary

<p>De-mothballing becomes profitable in the medium-term</p>	<ul style="list-style-type: none"> In the short-term, the market does not provide incentives to restart mothballed plants The medium-term Clean Spark Spreads (CSS), however, are expected to increase following structural changes in the supply curve (e.g. nuclear phase out) and increasing fuel / CO₂ prices Hence, incentives increase and restarting of more efficient plants becomes profitable towards the year 2024, even under rather conservative assumptions In this period, restart costs can be recovered over 2-3 years of operation. More generally, cost recovery between 2-4 years is possible Assuming one year lead-time for the decision making and technical de-mothballing means that most required revenues can be realised during the time period with liquidly traded futures. There is some remaining uncertainty remaining regarding revenues when depreciation is extended to more than 3 years 																				
<p>Market has developed further since finalisation of the analysis</p>	<ul style="list-style-type: none"> Market incentives for de-mothballing improved over the last months, however, profitability of gas plants remains limited in the short-term Increasing power prices for the years ahead indicate that the market is reacting to higher fuel (gas) and CO₂ prices and/or is anticipating a tighter supply <div data-bbox="986 629 1342 792"> <table border="1"> <caption>Forward clean spark spreads (peak, 03/09/2018)</caption> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>CSS @ 46% (€/MWh)</th> <th>CSS @ 48% (€/MWh)</th> <th>CSS @ 50% (€/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2019</td> <td>~0.5</td> <td>~1.5</td> <td>~2.5</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>~1.0</td> <td>~2.0</td> <td>~3.0</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>~1.5</td> <td>~2.5</td> <td>~3.5</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>~2.0</td> <td>~3.0</td> <td>~4.0</td> </tr> </tbody> </table> </div>	Year	CSS @ 46% (€/MWh)	CSS @ 48% (€/MWh)	CSS @ 50% (€/MWh)	2019	~0.5	~1.5	~2.5	2020	~1.0	~2.0	~3.0	2021	~1.5	~2.5	~3.5	2022	~2.0	~3.0	~4.0
Year	CSS @ 46% (€/MWh)	CSS @ 48% (€/MWh)	CSS @ 50% (€/MWh)																		
2019	~0.5	~1.5	~2.5																		
2020	~1.0	~2.0	~3.0																		
2021	~1.5	~2.5	~3.5																		
2022	~2.0	~3.0	~4.0																		
<p>Market is able to deliver de-mothballing, however political stability required</p>	<ul style="list-style-type: none"> Political uncertainty around "Klimaatakkoord" and the introduction of a national carbon price floor represents the biggest barrier for reactivation at the moment: If a national CPF is introduced, de-mothballing becomes unprofitable → political stability and clarity about national or EU-wide climate action required Apart from this political uncertainty, there are no obvious incentive barriers that could hinder timely reactivation: The market has already delivered de-mothballing in the past (e.g. Rijnmond power plant was reactivated after 2 years of mothballing) 																				

Bijlage 6

Bronvermelding gebruikte gegevens

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

- Nationale Energieverkenning (NEV 2017), opgesteld op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken door: Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl), <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/> (oktober 2017), <https://www.pbl.nl/publicaties/nationale-energieverkenning-2017>
- Tabellenbijlage van de NEV 2017 (<http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/data/pbl-2017-nationale-energieverkenning-2017-tabellenbijlage.ods>)
- Monitweb: <http://monitweb.energie.nl/.aspx>, data NEV (ECN, april 2018)
- Formulieren elektriciteitsproductie (vertrouwelijk), gegevens productiemiddelen en elektriciteitsproductie inclusief de vooruitzichten ten aanzien van de door producenten beheerde of te beheren binnenlandse productiemiddelen elektriciteit (TenneT, juni-sep. 2018)
- Security of Supply monitor – market incentives study (Frontier Economics, september 2018)
- Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation -In support of “Monitoring Leveringszekerheid” Report, Resultaten van het onderzoek naar conserveringen (deels vertrouwelijk), UMS Group (september 2017)
- Resultaten van het onderzoek naar conserveringen (vertrouwelijk), (september 2018)
- Market Review 2016 (TenneT, maart 2017) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2016_Market_Review_TenneT.pdf
- Market Review 2017 (TenneT, april 2017) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/2017_Market_Review_TenneT.pdf
- data opgesteld duurzaam productievermogen (vertrouwelijk) (CertiQ BV, juni 2018)
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (deel II “Investerings Net op Land 2018-2017”), TenneT, 06-12-2017: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD2017_Deel_II.pdf
- Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (deel III “Investerings Net op Zee 2018-2027”), TenneT, 06-12-2017: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD2017_Deel_III.pdf
- data ten behoeve van het komende Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2017 ten aanzien van binnenlandse productiemiddelen, elektriciteitsverbruik, groeiverwachtingen van de binnenlandse marktomvang en de transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen (TenneT, juni 2017)
- edities van de rapportages Monitoring Leveringszekerheid 2003 tot en met 2017 (TenneT, <http://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>)
- Monitor Wind op Land 2017, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (31 maart 2018)
- Structuurvisie Windenergie op Land (brief aan Tweede Kamer 33612, nr. 49, april 2014)
- Rijksstructuurvisie Wind op zee (Ministerie van Infrastructuur en Milieu en het Ministerie van Economische Zaken, september 2014)
- data van de gerealiseerde en geschatte binnenlandse vraag en aanbod van elektriciteit, de productiemiddelen elektriciteit, van de sectoren en de elektriciteitsbalans (CBS, juni 2018)
- Formulieren RNB (vertrouwelijk), gegevens van op het TenneT-net aangesloten regionale netbeheerders elektriciteit over hun prognoses voor de komende jaren (december 2016)
- “Sterke stijging aantal volledig elektrische auto’s”, CBS (25-05-2018) <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2018/21/sterke-stijging-aantal-volledig-elektrische-auto-s>

- Plan van aanpak 2011-2015 “Elektrisch rijden in de Versnelling”, RVO.nl (<http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>)
- Consultatie marktspelers en stakeholders (vertrouwelijk)
- Mid-term Adequacy Forecast 2017 report, ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>)
- Generation Adequacy Assessment report 2015, Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf
- 2nd PLEF Generation Adequacy Assessment report 2018 (Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, januari 2018) https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/English/2018-01-31_-_2nd_PLEF_GAA_report.pdf
- WKK Barometer ‘Marktpositie WKK voorjaar 2018’ BlueTerra Energy Experts (maart 2018)



TenneT TSO B.V.
December 2018

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

Of bezoek de website www.tennet.eu

