

April 2025

Regel het regelbare

Dit rapport is geschreven door Publieke Zaken, Energy Research & Strategy en Quo Mare in opdracht van Engie Energie Nederland NV.

Den Haag, april 2025

© Copyright Publieke Zaken BV & Quo Mare BV, 2025

De tekst is afgesloten op 28-03-2025

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
Introductie	4
Berekeningen en Modelleren met TEACOS	4
Leveringszekerheid staat onder druk	5
Huidige elektriciteitsmix	5
Toekomstige elektriciteitsmix	5
Leveringszekerheidsrapport TenneT	6
Creëren van flexibiliteit heeft hoge prioriteit	6
Regelbaar vermogen kent diverse variabelen	8
Noodzaak regelbaar vermogen neemt toe... ..	11
Aanbod regelbaar vermogen niet hoog genoeg	11
Het aanbod van regelbaar vermogen staat juist onder druk	13
Financiële en politieke risico's voor conventioneel regelbaar vermogen	14
Kostprijs van vraagreductie stijgt snel	16
Effecten voor individuele bedrijven en huishoudens	18
Verlies regelbaar vermogen zoveelste klap voor bedrijfsleven... ..	18
... en ook huishoudens blijven niet gespaard	18
Efficiëntere oplossingen zijn voorhanden	19
Mogelijke capaciteitsmechanismen	20
Algemene bepalingen van capaciteitsmechanismen	20
Gerichte mechanismen (strategische reserves)	21
Marktbrede capaciteitsmechanismen	22
Vraagresponsregelingen	22
Capaciteitsmarkten over de grens	23
Kosten lopen per land uiteen	25
Aanbevelingen ter verbetering van de leveringszekerheid	26
Ontwikkeling regelbaar vermogen omgeven met risico's	26
Gascentralecapaciteit staat onder druk	26
Aanbeveling 1: Verzekeringspremie voor leveringszekerheid	26
Aanbeveling 2: Een bredere kijk op leveringszekerheid	27

Samenvatting

Het leveringszekerheidsrapport van TenneT (mei 2024) waarschuwt voor mogelijke problemen met de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland in 2033. Dit komt door een combinatie van een groeiende elektriciteitsvraag en een groter aandeel zon- en windenergie in de elektriciteitsmix. De afname van regelbaar productievermogen, zoals gascentrales, en het beperkte aanbod van andere vormen van flexibiliteit dragen bij aan deze dreiging. Dit probleem is ook zichtbaar in andere Noordwest-Europese landen, wat de urgentie vergroot om dit vraagstuk te adresseren.

In de huidige situatie vormen kolen- en gascentrales het belangrijkste regelbare vermogen. Echter, door het verbod op kolenenergie vanaf 2030, zal Nederland in 2033 afhankelijk zijn van hernieuwbare energie, import uit omliggende landen, gascentrales en batterij-opslag om in de vraag te voorzien. De verwachting is dat er in 2033 ongeveer 9 GW aan gascentrales operationeel zal zijn, een daling van de huidige 12,5 GW. Het risico bestaat dat het aantal beschikbare gascentrales min of meer gelijktijdig zal afnemen, wat de leveringszekerheid ernstig zou kunnen bedreigen.

Het TEACOS-model, gebruikt in het rapport, berekende dat Nederland 23 GW regelbaar vermogen nodig heeft in 2033, oftewel 37,6 TWh op jaarbasis (gedurende 3.798 uur). Dit betekent dat Nederland voor 40% van de tijd afhankelijk zal zijn van import, gascentrales of industriële vraagsturing. De interconnectiecapaciteit voor import is met 13,8 GW een belangrijke bron, maar de beschikbaarheid van import op momenten van schaarste is niet gegarandeerd door concurrentie van andere landen en geopolitieke risico's.

Batterijcapaciteit wordt gezien als een aanvullende oplossing, maar kan slechts voor korte periodes bijdragen en is beperkt door technische- en marktonzekerheden. De resterende behoefte aan regelbaar vermogen moet worden opgevangen door gascentrales, aangezien de andere opties onvoldoende capaciteit bieden.

De kosten van afschakeling of het verplaatsen in de tijd van industriële productie, vooral wanneer het verplicht wordt, kunnen hoog oplopen en negatieve gevolgen hebben voor bedrijven en huishoudens. In omliggende landen zijn capaciteitsmechanismen ingevoerd, waarbij beschikbaarheid wordt beloond. Deze optie zou in Nederland ook kunnen helpen om leveringszekerheid te waarborgen tegen lagere maatschappelijke kosten.

Het rapport beveelt aan om een "verzekeringspremie" te creëren voor het beschikbaar houden van regelbaar productievermogen, vooral in de vorm van gascentrales, via bijvoorbeeld een capaciteitsmechanisme. Dit zou moeten helpen om te voorkomen dat Nederland afhankelijk wordt van onbetrouwbare import en de dure optie van vraagsturing. Daarnaast wordt geopperd om breder te kijken naar leveringszekerheid, waarbij niet alleen de kosten van vraagsturing maar ook de impact op waardeketens, investeringen en de betaalbaarheid van energie voor huishoudens en bedrijven wordt meegewogen.

Introductie

Het leveringszekerheidsrapport van TenneT (mei 2024) waarschuwt dat er in 2033 mogelijk sprake zal zijn van een overschrijding van de leveringszekerheidsnorm. De groei van zon- en windenergie in de elektriciteitsmix drukt gas- en kolencentrales uit de markt. Voldoende productie uit deze hernieuwbare energiebronnen om aan de vraag te voldoen is echter niet gegarandeerd. Daarnaast neemt de elektriciteitsvraag toe en blijft de groei in andere vormen van flexibiliteit achter. Het feit dat deze ontwikkelingen ook zichtbaar zijn in andere Noordwest-Europese landen, versterkt de urgentie om het probleem in kaart te brengen en na te denken over mogelijke oplossingen.

Het opgestelde vermogen van energiebronnen in de elektriciteitsmix bestaat meer en meer uit zon- en windenergie. Kolen- en gascentrales dienen momenteel als voornaamste vorm van regelbaar vermogen. Als gevolg van de Wet verbod kolen voor elektriciteitsproductie zullen de kolencentrales vanaf 2030 echter niet meer beschikbaar zijn. Hoewel het kabinet heeft aangegeven meer te willen investeren in kernenergie, zullen deze centrales er niet voor 2033 staan (peildatum voor dit rapport). Op dit moment is aangegeven dat de kerncentrales zo vroeg mogelijk na 2035 in productie zullen gaan, waarbij verdere uitloop allerm minst uitgesloten is. Dit houdt in dat de groeiende elektriciteitsvraag in Nederland moet worden bediend met een mix van hernieuwbare energie, import uit omringende landen en regelbaar vermogen in de vorm van onder andere gascentrales en batterij-opslag. Mocht dit niet voldoende blijken dan zal (verplichte) vraagsturing nodig zijn. De kosten hiervan zijn echter fors.

Als gevolg van een toename van zon en wind in de elektriciteitsmix zien we dat het verdienmodel van regelbaar productievermogen onder druk staat. Dit terwijl de behoefte hieraan juist toeneemt, met name als gevolg van de verwachte toename in de elektriciteitsvraag en de weersafhankelijkheid van zon en wind. In de praktijk wordt het verdienmodel van gascentrales nu al aanzienlijk aangetast. Zo neemt TenneT aan dat er in 2033 nog zo'n 9 GW aan operationele gascentrales staan, waar dit momenteel 12,5 GW is.

De ontwikkelingen ten aanzien van een stijgende elektriciteitsvraag en het onder druk staan van regelbaar vermogen zijn niet uniek voor Nederland. Ook omringende landen kennen een vergelijkbaar patroon. Het is daarom goed om rekening te houden met zogenaamde 'worst-case scenario's'. Hierdoor worden risico's zichtbaar en de mogelijke gevolgen voor de leveringszekerheid van elektriciteit en de maatschappelijke kosten. In het geval van een worst-case scenario zien we al snel dat een 'verzekeringspremie' voor het beschikbaar houden van regelbaar vermogen ruimschoots opweegt tegen de maatschappelijke kosten van het niet beschikbaar hebben en het inschakelen van de dure vraagsturing-optie.

Berekeningen en Modelling met TEACOS

De analyses en berekeningen in dit rapport zijn uitgevoerd met behulp van het TEACOS-model (*Techno-Economic Analysis of Complex Option Spaces*) van QuoMare. In dit onderzoek is TEACOS specifiek toegepast op de korte termijn, met focus op het jaar 2033.

Het model is gebruikt om inzicht te krijgen in de balans tussen vraag en aanbod op de elektriciteitsmarkt onder verschillende scenario's. TEACOS rekent op uurbasis en houdt daarbij rekening met de inzet van verschillende energiebronnen, marktmechanismen en de impact van fluctuaties in hernieuwbare opwek. In dit onderzoek is TEACOS ingezet om de beschikbaarheid en economische haalbaarheid van regelbaar vermogen in 2033 te kwantificeren en te toetsen hoe deze capaciteit zich verhoudt tot de verwachte vraagpatronen en leveringszekerheidseisen.

Door middel van een optimalisatie-aanpak, heeft TEACOS berekend welke combinaties van productiecapaciteit, opslag en import bijdragen aan een stabiele elektriciteitsvoorziening op uurbasis. Dit biedt een robuuste basis om de effecten van mogelijke tekorten, prijschommelingen en beleidsmaatregelen te evalueren binnen het specifieke jaarscenario dat in dit onderzoek centraal staat.

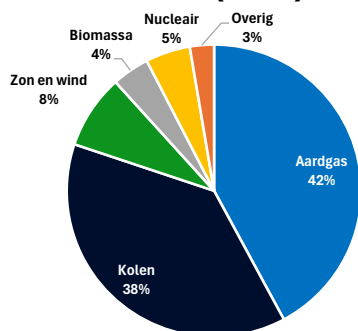
Leveringszekerheid staat onder druk

De ontwikkeling van de elektriciteitsmix in de komende jaren heeft belangrijke implicaties voor de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland, zo blijkt uit de [Monitor Leveringszekerheid 2024](#) van TenneT. Het aanbod uit regelbare kolen- en gascentrales zal blijven dalen terwijl de groei van het aandeel hernieuwbare opwek met variabele productie doorzet. Dit wordt gecombineerd met een toenemende vraag naar elektriciteit en een achterblijvende groei van flexibiliteit. Onder flexibiliteit valt bijvoorbeeld de installatie van CO₂-vrij regelbaar vermogen en batterijen, evenals maatregelen om de vraagrespons te sturen. Dit zorgt ervoor dat de leveringszekerheid in Nederland afneemt. Het feit dat deze ontwikkelingen ook in de meeste andere landen van Europa zichtbaar zijn, versterkt het effect. Het elektriciteitsnet in Noordwest-Europa is immers sterk met elkaar verbonden door de interconnectiecapaciteit, waarmee de ontwikkelingen in de hele regio mede relevant zijn voor de Nederlandse leveringszekerheid.

Huidige elektriciteitsmix

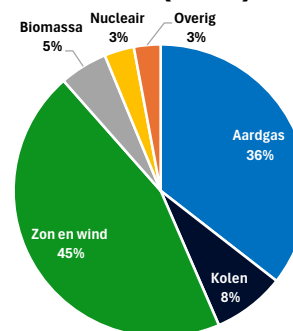
Hoewel Nederland al vóór 2015 werk maakte van de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, heeft het Klimaatakkoord van Parijs deze transitie verder versneld. Waar de Nederlandse elektriciteitsmix in 2015 nog maar voor 8% uit zon en wind bestond, was dit aandeel in 2024 goed voor 45%. Biomassa, dat volgens Europese richtlijnen ook als hernieuwbare bron geldt, maakt 5% uit van het totaal. Aardgas is eveneens nog altijd een belangrijke bron van elektriciteitsopwekking met een aandeel van 36%. Kolen, nucleaire energie en overige bronnen maken elk minder dan 10% van het totaal uit. Een ontwikkeling dat passend is bij de overgang naar een CO₂-neutrale energiemix in 2050.

Elektriciteitsmix NL (2015)



Bron: CBS

Elektriciteitsmix NL (2024)



Bron: CBS

De zogenaamde *merit order* bepaalt welke bronnen van elektriciteitsproductie worden ingezet om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Dat gebeurt op basis van marginale kosten, waarbij de bronnen met de laagste kosten als eerst worden ingezet. Elektriciteit uit wind- en zonne-energie hebben over het algemeen de laagste marginale kosten. Dat betekent dat deze bronnen vrijwel zeker worden ingezet voor het opwekken van elektriciteit, mits het weer dat toelaat. Energiebronnen zoals aardgas en kolen hebben over het algemeen hogere marginale kosten. Dat betekent dat deze voornamelijk worden ingezet als elektriciteit uit zon en wind niet voldoende oplevert om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

Toekomstige elektriciteitsmix

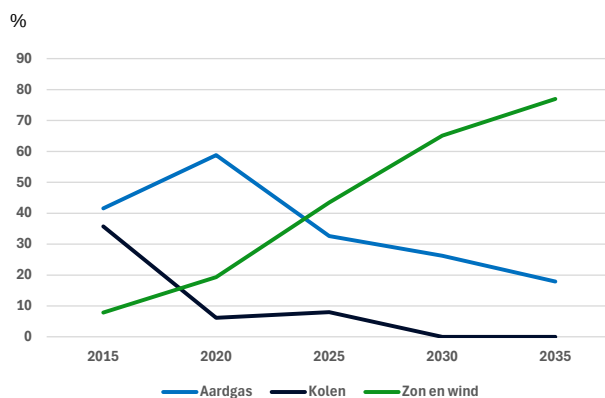
Om de Europese en nationale klimaatdoelen te halen, wordt ingezet op forse groei van de productiecapaciteit van hernieuwbare elektriciteit (met name zon en wind). Een toename van het aandeel hiervan in de elektriciteitsmix gaat ten koste van de benutting van andere bronnen van

elektriciteitsopwekking, zoals aardgas en kolen. Deze bronnen hebben immers hogere marginale kosten dan elektriciteitsopwekking via zon en wind.

Het opgestelde vermogen (productiecapaciteit) van zon en wind zal op landelijk niveau in de toekomst, volgens de doorberekening van het vastgestelde en voorgenomen beleid in de Klimaat en Energieverkenning (KEV), hoger zijn dan de vraag naar elektriciteit (in combinatie met wat er maximaal opgeslagen en geëxporteerd kan worden). Dat betekent dat het aantal momenten met een overschot zal toenemen, waardoor elektriciteitsprijzen regelmatig laag of zelfs negatief zullen zijn.

Tegelijkertijd blijven er altijd momenten waarop de zon niet schijnt en de wind niet waait (dunkelflaute). Door de toename in de zon- en windcapaciteit zullen de momenten waarop regelbaar productievermogen bij moet springen, echter steeds schaarser worden. Dit maakt dat uitbaters van conventionele centrales steeds minder in staat zijn om hun (vaste) kosten terug te verdienen. Hiermee neemt het risico toe dat conventionele elektriciteitscentrales de deuren moeten sluiten.

(Verwachte) ontwikkeling elektriciteitsmix



Bron: PBL (KEV)

Leveringszekerheidsrapport TenneT

Het leveringszekerheidsrapport is een jaarlijkse monitoring van de leveringszekerheid van elektriciteit op de middellange en lange termijn. TenneT voert deze monitoring uit aan de hand van leveringszekerheidsindicatoren LOLE (*Loss-of-Load Expectation*) en EENS (*Expected Energy Not Served*) voor drie steekjaren (in 2024 was dat voor 2028, 2030 en 2033). Hierbij geeft de LOLE-indicator aan hoeveel uur per jaar er naar verwachting onvoldoende productiecapaciteit beschikbaar gaat zijn om in de elektriciteitsvraag te voldoen. Hierop aansluitend geeft de EENS-indicator het jaarlijkse verwachte volume van het tekort aan (in GWh of MWh).

De LOLE-betrouwbaarheidsnorm is vastgesteld op 4 uur. Tot en met 2030 blijft de LOLE-indicator in Nederland binnen de norm, waarmee de (politiek wenselijke) leveringszekerheid gewaarborgd is. In het derde steekjaar 2033 zal het LOLE-niveau naar verwachting 14,2 uur zijn, terwijl de EENS 49,8 GWh per jaar is. Dit betekent 'een ruime overschrijding van de leveringszekerheidsnorm als gevolg van de hierboven genoemde trends', aldus TenneT.

Creëren van flexibiliteit heeft hoge prioriteit

Op basis van deze resultaten adviseert TenneT het verantwoordelijke ministerie al vóór 2030 maatregelen te gaan nemen. Het creëren van flexibiliteit aan zowel de vraag- als aanbodzijde kost namelijk tijd. TenneT komt met een uitvoeringsplan, om binnen het *energy-only* marktpincipe de leveringszekerheid te waarborgen. In het energy-only marktmodel kunnen elektriciteitsproducenten

alleen inkomsten genereren uit de verkoop van elektriciteit tegen marktprijzen, zowel in de markt als aan TenneT in de vorm van systeemdiensten. Ter invulling van dit uitvoeringsplan noemt TenneT een reeks concrete maatregelen. Aan de vraagzijde kan onder andere gekozen worden voor *Demand Side Response* (DSR) maatregelen, oftewel vraagsturing. Dit kan bijvoorbeeld in de vorm van reclamecampagnes op beprijzingsopties ten behoeve van zuinig en efficiënt gebruik van elektriciteit. Het wegnemen van marktverstoringen, zoals recentelijk gebeurd is met het afschaffen van de salderingsregeling voor de particuliere eigenaren van zonnepanelen, wordt ook als concrete maatregel genoemd.

Aan de aanbodzijde wordt geadviseerd om CO₂-vrij regelbaar vermogen te stimuleren met bestaande beleidsinstrumenten. Voorbeelden zijn subsidies voor het geschikt maken van gascentrales voor waterstof of het bouwen van kerncentrales. Tot slot adviseert TenneT om ontwikkelingen in buurlanden wat betreft de afname van hun regelbare vermogen in de gaten te houden.

Regelbaar vermogen kent diverse variabelen

TenneT waarschuwt dat de leveringszekerheidsnorm in 2033 mogelijk wordt overschreden, waarbij de Transmission System Operator (TSO) uitgaat van een afname van het operationele vermogen van gascentrales in Nederland tot ruim 9 GW in 2033. Dit gaat over Stoom- en Gasturbine (STEG) centrales (ook wel een gecombineerde cyclus gasturbine (CCGT) genoemd) en open-cyclusgasturbines (OCGT) centrales samen. Het leeuwendeel van de capaciteit in Nederland valt onder de categorie STEG.

In dit onderzoek worden de aannames uit het leveringszekerheidsrapport van TenneT grotendeels overgenomen. In aanvulling hierop worden in dit hoofdstuk per variabele enkele nuances aangebracht, bijvoorbeeld in vorm van een best- en worst-case scenario. Dit is relevant om gevoel te krijgen bij het maken van inschattingen over de toekomstige elektriciteitsmix en mogelijk toekomstig beleid in het geval van onverwachte afwijkingen van de geprojecteerde ontwikkelingen. Door deze nuance aan te brengen wordt duidelijk in welke mate een mogelijk worst-case scenario de leveringszekerheid in Nederland verder negatief kan beïnvloeden.

Zon- en windenergie

Aan de aanbodzijde is het aandeel van zon- en windenergie in de elektriciteitsmix in 2033 relevant. In dit rapport worden de aannames van TenneT omtrent het opgestelde productievermogen van zon en wind in 2033 overgenomen. Voor zon PV geldt dat het totale vermogen dat daadwerkelijk op het net ingevoerd kan worden, geschat wordt op 69,3 GW. Voor wind geldt dat het totale opgestelde vermogen 33,2 GW is in 2033, waarbij wind op land goed is voor 10 GW en wind op zee optelt tot 23,2 GW.

Het aandeel zon- en windenergie in 2033 wordt bepaald door de geïnstalleerde capaciteit in dat jaar. Hoewel historische ontwikkelingen en toekomstig beleid een beeld geven van de te verwachten capaciteit in een bepaald jaar, is de daadwerkelijk geïnstalleerde capaciteit onzeker. Dit blijkt bijvoorbeeld uit het feit dat de winstgevendheid van windparken op zee onder druk staan. De kosten om een windmolenpark te bouwen zijn de afgelopen jaren sterk gestegen, met name door de hogere rentestand, oplopende materiaalkosten, problemen in de aanvoerketen en een gebrek aan (technisch) personeel. In Denemarken resulteerde dit in december vorig jaar in een tender voor een 3 GW offshore-windpark met geen enkele inschrijving. Dit zou een voorbode kunnen zijn voor haperingen in de uitrol van wind op zee in Nederland, niet in de laatste plaats omdat de subsidie voor de bouw van een windmolenpark ingeruild is voor een vergoeding die aan de Nederlandse overheid betaald moet worden als onderdeel van de tender.

Daarnaast is het aandeel zon- en windenergie in de elektriciteitsmix afhankelijk van de weersomstandigheden in een specifiek jaar. Waar in dit rapport wordt uitgegaan van een gemiddeld weerjaar, betekent dit dat er in de praktijk afwijkingen kunnen plaatsvinden ten opzichte van dit gemiddelde. Dit heeft gevolgen voor de hoeveelheid benodigd regelbaar vermogen in het systeem.

Im- en exportcapaciteit

Een belangrijke pijler in de dagelijkse vraag-aanbod sturing van de Noordwest-Europese elektriciteitsmix is de samenwerking op Europees niveau. De geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt maakt dat de import van elektriciteit fysiek gelimiteerd wordt door de capaciteit van de interconnectiekabels. Deze capaciteit is volgens TenneT 15,6 GW in 2033, waarbij de LionLink-kabel tussen Nederland en het VK is meegenomen. Onder de huidige aannames is de maximale importcapaciteit echter gelijk aan 13,8 GW in 2033. Dit komt doordat meerdere landen direct of indirect gebruik maken van dezelfde interconnectiecapaciteit. Daarnaast vinden tekorten vaak in meerdere landen tegelijk plaats, waardoor de maximale capaciteit van de interconnectiekabels zelden kan worden benut.

Import kan alleen plaatsvinden als er voldoende elektriciteitsproductie in het buitenland is. Dit is onzeker, aangezien andere Noordwest-Europese landen in de toekomst ook te maken krijgen met een

stijgende elektriciteitsvraag, in combinatie met een toenemend aandeel van zon en wind in de elektriciteitsmix en een dalende capaciteit aan regelbaar vermogen. Hierdoor kan Nederland er niet uitsluitend op vertrouwen dat de eerder vastgestelde maximale importcapaciteit van 13,8 GW altijd beschikbaar is wanneer nodig. Daarnaast zijn verstoringen van elektriciteitskabels een steeds belangrijker risico in de huidige (geo)politieke context. Zowel in de Noord- als Oostzee liggen kwetsbare kabels die cruciaal zijn voor de integratie van het Europese elektriciteitsnet.

Ook is er een politiek risico. Recentelijk is er in zowel Noorwegen als Zweden ophef ontstaan over de relatief hoge elektriciteitsprijzen in de biedzones die verbonden zijn aan het Europese vasteland. Dit heeft in de Scandinavische landen de discussie aangewakkerd over hoe wenselijk de Europese integratie van de elektriciteitsmarkt is. In Zweden leidde dit al tot het annuleren van een geplande kabelverbinding met Duitsland. Dit vraagstuk speelt ook in het publieke debat in Frankrijk. Frankrijk kent relatief lage elektriciteitsprijzen als gevolg van een hoog aandeel kernenergie.

Politieke risico's kunnen de Nederlandse leveringszekerheid negatief beïnvloeden. Toch gaan wij ervan uit dat dit geen reden zal zijn voor inperking van het gebruik van interconnectiecapaciteit, mede omdat aan het kunnen exporteren van een overaanbod van elektriciteit ook (financiële) voordelen zitten. Daarnaast kan de importcapaciteit van Nederland in 2033 ook positief beïnvloed worden, mocht het regelbare vermogen in de buurlanden stijgen. Waar het Verenigd Koninkrijk al een aantal jaar een capaciteitsmechanisme heeft, heeft recentelijk ook België een capaciteitsmechanisme ingevoerd en wordt er in Duitsland over gepraat. Hoewel meer regelbaar vermogen over de grens een positief effect heeft op de leveringszekerheid in Nederland, is de impact in de praktijk beperkt.

Batterijopslag

Naast de importcapaciteit in 2033, is de batterijcapaciteit in Nederland een belangrijke variabele. Batterijen zullen naar verwachting in een deel van het benodigde regelbare vermogen kunnen voorzien. Batterijen zullen slechts op een beperkt deel van de dag impact hebben. De langdurige flexibiliteit die door traditionele centrales geleverd wordt, wordt hiermee vervangen door kortdurende batterijopslag.

Ook zal de impact met name zichtbaar zijn in de zomer, wanneer er een overvloed aan zonne-energie is. Daarnaast zijn batterijen relatief duur en bevatten de gangbare modellen een reeks zeldzame metalen waarvan de beschikbaarheid en de prijs in de toekomst onzeker is.

In 2033 kan de ontwikkeling van batterijtechnologie en de adaptatie hiervan in het energiesysteem in Nederland anders uitpakken dan verwacht. Hierbij geldt dat de leveringszekerheid verder onder druk kan komen te staan als de ontwikkeling en/of adaptatie van batterijen achterblijft bij de verwachtingen en dit effect op de beschikbaarheid van regelbaar vermogen niet wordt opgevangen door voldoende capaciteit van bijvoorbeeld gascentrales.

Gascentrales

Momenteel is de capaciteit van gascentrales in Nederland 12,5 GW¹. De aanname van TenneT is dat dit in 2033 is afgenomen tot ruim 9 GW. Hierbij gaat de TSO ervan uit dat er in 2028 zo'n 500 MW aan gascapaciteit economisch niet levensvatbaar zal zijn. Daarnaast zullen gascentrales met een opwekvermogen van zo'n 1,6 GW tussen 2030 en 2033 naar verwachting uit bedrijf gaan. Dit werd aangegeven door de energieproducenten en is het verwachte gevolg van de waarschijnlijk benodigde investeringskosten door de relatief hoge leeftijd van deze centrales (tussen de 33 en 56 jaar).

Naast deze verwachte afname van de gascapaciteit kunnen er externe factoren zijn die afwijkingen veroorzaken. Hierbij worden de overige variabelen buiten beschouwing gelaten. Zo kan politieke onzekerheid (buitenlandse) partijen doen besluiten om geen investeringen meer in Nederland te doen. Ook kunnen calamiteiten gascentrales (tijdelijk) buiten gebruik stellen.

¹ Exclusief Warmte-Kracht-Koppelingen (WKK's), welke een geïnstalleerd vermogen hebben van 4 GW

Vraagsturing

Aan de hand van het rapport 'Maatschappelijke kostprijs van netcongestie'², gepubliceerd in 2024 in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, worden de kosten voor vrijwillige vraagsturing geschat op gemiddeld EUR 3.499/MWh en voor verplichte vraagsturing op gemiddeld EUR 14.340/MWh.

De kosten voor vrijwillige vraagsturing staan gelijk aan de gemiddelde hoeveelheid toegevoegde waarde die niet bewerkstelligd wordt indien een bedrijf te maken krijgt met netcongestie. In de praktijk is dit een conservatieve schatting van de kosten die gepaard gaan met vraagsturing. De schade van het afschalen van productie staat namelijk niet gelijk aan de misgelopen toegevoegde waarde indien er niet extra geproduceerd kan worden. Dit heeft in belangrijke mate te maken met toeleveringsketens, die ook zullen lijden onder een lagere productie van één bedrijf. Daarnaast hebben veel bedrijven te maken met een leveringsverplichting, wat bijvoorbeeld juridische kosten met zich meebrengt bij het terugschakelen van de productie.

De maximale vraag die afgeschaald kan worden door middel van vrijwillige vraagsturing is vastgezet op 1,9 GW, in lijn met de aannames van TenneT. Mocht dit niet voldoende blijken, dan kan er verplichte vraagreductie plaatsvinden. Hierbij wordt op een vooraf bepaalde volgorde industriële productie afgeschaald. Dit om stroomuitval bij een disbalans tussen vraag en aanbod te voorkomen.

De kosten voor verplichte DSR is vastgezet op EUR 14.340/MWh. In het hierboven aangehaalde rapport is dit de maximale waarde van de toegevoegde waarde die niet gerealiseerd kan worden. Aangezien eerst alle bedrijven die vrijwillig zullen afschalen aan de beurt komen, is het intuïtief om voor de verplichte DSR het maximumbedrag te nemen. Deze vorm van vraagreductie is onbeperkt mogelijk.

In de praktijk is hier sprake van een conservatieve schatting van de daadwerkelijke kosten. De Autoriteit Consument & Markt (ACM) heeft, in opdracht van het ministerie van EZK, in 2022 onderzoek gedaan naar de Value of Lost Load (VoLL). De VoLL staat gelijk aan de maximale prijs die betaald zou worden om een tekort te voorkomen en is door de ACM vastgesteld op EUR 68.887/MWh. Dit cijfer is gebaseerd op een elektriciteitstekort tijdens de piekuren op een doordeweekse avond in de winter.

² <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/06/25/studie-maatschappelijke-kosten-netcongestie>

Noodzaak regelbaar vermogen neemt toe...

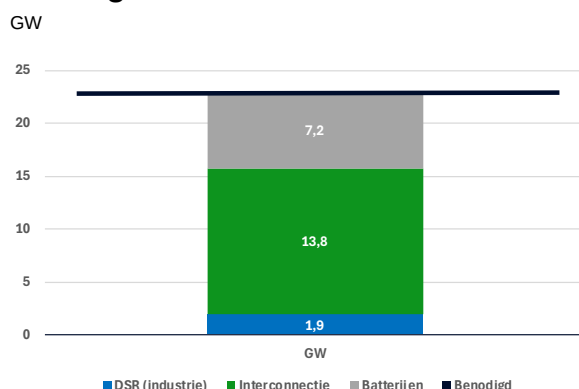
De Nederlandse elektriciteitsmix zal in 2033 voor een groot deel bestaan uit zon- en windenergie. Daarnaast zal elektrificatie ervoor zorgen dat de totale elektriciteitsvraag hoger wordt. Volgens TenneT zal de elektriciteitsvraag in 2033 gegroeid zijn naar 170 TWh per jaar, waar deze in 2023 nog 113 TWh was. Deze combinatie vereist een steeds hogere beschikbaarheid van regelbaar vermogen.

Uit de berekeningen met het TEACOS-model blijkt dat er in Nederland in 2033 behoefte is aan 23 GW aan regelbaar vermogen, oftewel 37,6 TWh op jaarbasis (gedurende 3.798 uur). Dit betekent dat we voor ruim 40% van de tijd in een jaar in meer of mindere mate afhankelijk zijn van import, gascentrales of industrie die af moet schalen. Wat betreft invulling van de totale elektriciteitsvraag betekent dit dat Nederland voor 80% kan rekenen op zon en wind, gecombineerd met batterijopslag.

Aanbod regelbaar vermogen niet hoog genoeg

De behoefte aan regelbaar vermogen van 23 GW kan in belangrijke mate opgevangen worden door import uit het buitenland. Vanwege uitbreiding van de Nederlandse interconnectiecapaciteit met de LionLink (tussen Nederland en het VK), is de maximale capaciteit vastgelegd op 13,8 GW. Hoewel de interconnectiecapaciteit in theorie dus in een significant deel van de vraag naar regelbaar vermogen kan voldoen, gaat het nadrukkelijk om de maximale capaciteit. De daadwerkelijke import zal vaak lager liggen.

Verwacht theoretisch maximaal regelbaar vermogen in 2033



Bron: TenneT & QuoMare

Import is namelijk niet gegarandeerd, ook met volledige beschikbaarheid van de interconnectiviteitskabels. Dit heeft alles te maken met het feit dat wanneer er in Nederland behoefte is aan regelbaar vermogen, dit ook vaak het geval is in de omringende landen. De import is namelijk niet vastgelegd, waardoor leveranciers in Nederland de concurrentie aangaan met leveranciers in de rest van Europa. Daarnaast zal de volledige capaciteit regelmatig niet volledig benut kunnen worden als gevolg van marktcompetitie niet alleen om de elektriciteit zelf, maar ook om de interconnectiviteit. Zo kan elektriciteit uit het VK naar België geëxporteerd worden via het Nederlandse netwerk.

Vraagsturing in de industrie zal in het toekomstige energiesysteem een rol vervullen als regelbaar vermogen. De mate waarin bedrijven vrijwillig zullen willen afschalen is gemaximaliseerd op slechts 1,9 GW. Dan blijft verplichte afschakeling over, wat gezien de hoge kosten een laatste optie is om de leveringszekerheid te waarborgen. Het volgende hoofdstuk gaat verder in op de rol van verplichte vraagsturing, de impact op de kosten, en de wenselijkheid van (goedkopere) alternatieven.

Tot slot de batterijcapaciteit, waarvan de maximale capaciteit volgens TenneT naar verwachting zal groeien tot 7,2 GW in 2033. Er bestaat echter een hoge mate van onzekerheid omtrent de (markt)ontwikkeling van deze bron van (kort) regelbaar vermogen. Zoals eerder aangegeven is de ontwikkeling en adaptatie van batterijen complex. Dit geldt voor de technische ontwikkeling, maar zeker ook voor de financiële, politieke en beleidsmatige onzekerheid. Daarnaast kunnen batterijen slechts in een deel van de vraag naar regelbaar vermogen voldoen. Simpelweg omdat deze beperkt zijn in de duur van inzetbaarheid. Het regelbare vermogen dat door batterijen geleverd kan worden zal daarbij altijd gecombineerd zijn met zon en wind. Dit betekent dat batterijen in een periode van dunkelflaute van beperkte waarde zijn.

De kans dat de volledige capaciteit van alle opties tegelijkertijd kan worden benut is minimaal. Per variabele zullen er factoren zijn die de beschikbaarheid – en daarmee de benutting – beïnvloeden. Deze zogenaamde ‘derating’ factor maakt dat je niet zomaar ervan uit kunt gaan dat de theoretisch beschikbare maximale capaciteit aan regelbaar vermogen ook in de praktijk inzetbaar is.

De totale productie uit kernenergie en zon en wind kan in 2033 in zo’n 80% van de elektriciteitsvraag voldoen. De mate waarin batterijen het gebruik van elektriciteit uit zon en wind kunnen stimuleren, is hierin al meegenomen. Voor de 20% die overblijft moet regelbaar vermogen geregeld worden om de leveringszekerheid niet alleen in de theorie, maar ook in de praktijk te waarborgen.

Of het benodigde regelbare vermogen via gascentrales, import, of via vraagsturing vastgelegd wordt, is voor de leveringszekerheid niet relevant. Feit is dat het niet verzekeren van regelbaar vermogen betekent dat de leveringszekerheid onvoldoende gewaarborgd is en in handen komt van factoren die de overheid niet kan beïnvloeden, zoals het weer en de internationale energiemarkten. Gegeven het feit dat import onzeker is en vraagsturing kostbaar, blijven gascentrales een logische en relatief goedkope optie om leveringszekerheid te maximaliseren en kosten te minimaliseren.

Tegelijkertijd zien we in de praktijk dat het aanbod van regelbaar vermogen in gascentrales juist onder druk staat. Eenzelfde trend is zichtbaar in het buitenland, wat de zekerheid van import als regelbaar vermogen nog verder onder druk zet.

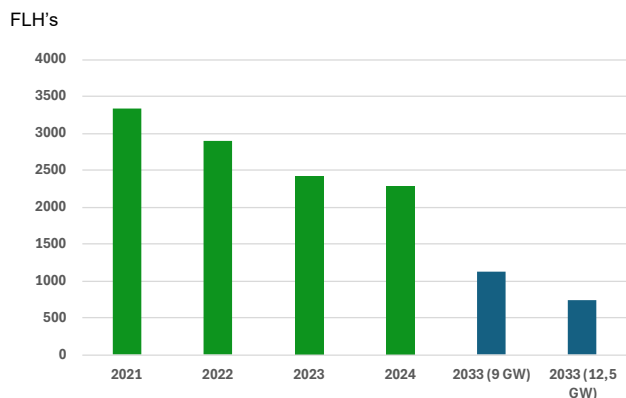
Het aanbod van regelbaar vermogen staat juist onder druk

Het verwachte aanbod aan regelbaar vermogen is in 2033 mogelijk onvoldoende om in de behoefte hieraan te voldoen. Dit maakt het beschikbaar houden van een deel van de flexibele productiecapaciteit per definitie een noodzakelijkheid. Hier komen bovengenoemde risico's en onzekerheden nog bij. De noodzaak voor regelbaar vermogen is daarmee dusdanig dat het op veel momenten groter zal kunnen zijn dan de bestaande capaciteit. Het volledig afhankelijk zijn van het buitenland of het leunen op nieuwe technologieën is risicovol als het aankomt op leveringszekerheid.

Hoewel regelbaar vermogen noodzakelijk is, zien we in de praktijk echter dat de totale productiecapaciteit van gascentrales in Nederland onder druk staat. Dit blijkt uit een berekening van de hoeveelheid *full-load hours* (FLH) in verschillende scenario's. De FLH verwijst naar hoeveel uur een gascentrale per jaar op volledig vermogen gedraaid zou hebben, gegeven de daadwerkelijke hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. Het is hiermee een indicator voor de economische levensvatbaarheid van een gascentrale.

De kwetsbaarheid van gascentrales wordt duidelijk door het verwachte aantal FLH's in 2033 af te zetten tegen dat van de afgelopen jaren. Hierbij geldt dat minder FLH's, alhoewel tegen hogere prijzen, samen gaan met hogere risico's en meer onzekerheden. Het is namelijk zo dat, naast de variabele kosten, gedurende deze uren ook de vaste kosten van de gascentrale, welke gemiddeld zo'n EUR 60 miljoen per GW per jaar zijn, moeten worden terugverdiend. Het aanbod van het regelbaar vermogen door gascentrales komt hierdoor onder druk te staan.

FLH's NL gascentrales in 2021 – 2024 en 2033



Bron: Nationaal energie dashboard, PZ ERS

Om de vergelijking tussen 2033 en het historische aantal FLH's te trekken, geldt dat voor 2033 twee alternatieve scenario's zijn doorberekend. Voor beide scenario's geldt dat import als beschikbaar en betaalbaar wordt geacht. In het geval dat er nog 9 GW aan gascentrales beschikbaar zijn in 2033, geldt dat het aantal FLH's door het model op 1.121 wordt geschat. Mocht de totale huidige capaciteit van 12,5 GW ook in 2033 nog beschikbaar zijn, dan zal het aantal FLH's naar verwachting op 742 uitkomen. Er blijven dus hoe dan ook significant minder draaiuren over voor de gascentrales in Nederland, met alle gevolgen van dien voor het verdienmodel en dus de leveringszekerheid. En dat terwijl de vraag naar regelbaar vermogen zoals eerder aangetoond juist sterk zal toenemen.

Financiële en politieke risico's voor conventioneel regelbaar vermogen

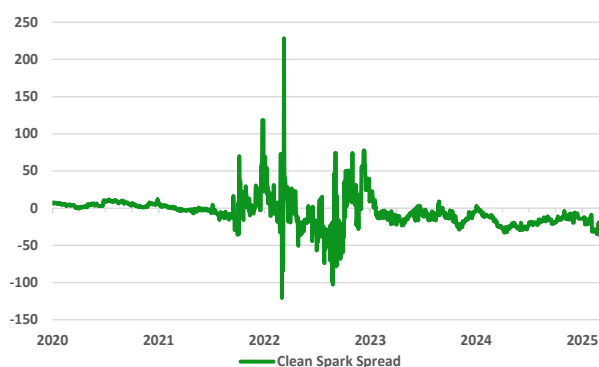
Producenten met regelbaar vermogen moeten hun (vaste) kosten terugverdienen in een steeds korter tijdsbestek, omdat het aantal (verwachte) FLH's af zal blijven nemen. De levensvatbaarheid van conventionele elektriciteitscentrales wordt hierdoor ondermijnd.

Grote prijsbewegingen, die gedurende de dag flinke uitersten kunnen laten zien, zijn nodig om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren en het probleem van tekorten of overaanbod het hoofd te bieden. Door deze prijsverschillen zien we de business case voor regelbaar vermogen positiever worden. Dit maakt het namelijk aantrekkelijker om te investeren in batterijopslag of het achter de hand houden van back-up capaciteit. Dit laatste is echter niet een gegeven als gevolg van onzekerheid rond het aantal FLH's en het mogelijk terugverdienen van deze investeringen.

Dat gascentrales financieel onder druk staan is ook zichtbaar in de onderstaande grafiek waarin de spark-spread (gebaseerd op maandcontracten) is weergegeven. Deze spread is een indicatie van de winstgevendheid van gascentrales, gebaseerd op een gemiddelde efficiëntie. Waar voor de energiecrisis de spark spread nog regelmatig boven nul stond en gascentrales dus geregeld winstgevend waren, staat deze winstgevendheid steeds meer onder druk. Tijdens de piek van de crisis in 2021 en 2022 bleken gasprijzen – en daarmee de inzet en winstgevendheid van gascentrales – flink te schommelen. Nu gasprijzen gekalmeerd zijn, blijkt dat de spread de afgelopen twee jaar structureel onder de nul noteert. Dit houdt in dat gascentrales hun inkomsten met name moeten genereren op de kortetermijnmarkten, zoals de day-ahead, en uit overige inkomsten, zoals warmte.

Spark spread op basis van maandcontracten structureel negatief

EUR/MWh



Bron: LSEG Eikon

Naast dit verslechterende financiële plaatje, is er tot slot ook een politiek risico. Wisselend klimaatbeleid kan het gebruik van gascentrales voor de elektriciteitsproductie onzekerder maken. Zo is in de KGG-begroting voor 2025 al bezuinigd op de subsidie die beschikbaar is voor de ombouw naar CO₂-vrije gascentrales. Dergelijke wispelturigheid zagen we eerder rond het beleid voor kolencentrales en zet de investeringsbereidheid in het beschikbaar houden van conventionele productiecapaciteit – zoals gascentrales – verder onder druk. Bovendien kan de mogelijke komst van (sterk gesubsidieerde) kerncentrales na 2035 het verdienmodel van gascentrales verder doen verslechteren.

Al deze factoren dragen bij aan het toenemende risico dat meer en meer marktpartijen uit eigen beweging hun gascentrales zullen sluiten. Een afname van de productiecapaciteit van gascentrales leidt tot een verslechtering van de leveringszekerheid. De door de politiek gewenste leveringszekerheid is niet per direct in gevaar wanneer één centrale de productie stopzet, omdat je het in samenhang moet zien met de andere alternatieven van import, opslag en vraagsturing. Het wordt

echter wel een serieus probleem wanneer steeds meer centrales de keuze maken om te stoppen of besluiten niet te investeren in nieuwe gascentrales, bijvoorbeeld wanneer ze aan het einde van hun levensduur komen, en daarmee als back-up van de alternatieven voor regelbare vermogen wegvalt. De leveringszekerheid kan dan dusdanig in gevaar komen dat er mogelijk in de toekomst niet meer voldaan kan worden aan de (piek)vraag naar elektriciteit.

Alles bij elkaar is het perspectief wat betreft verdienvermogen voor uitbaters van gascentrales momenteel niet rooskleurig. Dit is niet alleen een zorgpunt in de bestuurskamers van deze bedrijven. Zonder beleidswijzigingen neemt het risico toe dat het aanbod van elektriciteit in Nederland niet meer op elk moment voldoende is om aan de vraag te voldoen. Dat zorgt in eerste instantie voor een toename van het aantal momenten met steeds hogere elektriciteitsprijzen. Mocht dit toch niet voldoende blijken, dan zal vraagsturing nodig zijn om stroomuitval als gevolg van aanbodtekorten te voorkomen. Leunen op vraagsturing leidt tot onnodig hoge kosten voor de Nederlandse maatschappij.

Kostprijs van vraagreductie stijgt snel

Wanneer de vraag naar elektriciteit groter is dan het aanbod en er geen alternatief is om dat aanbod te vergroten, zal er vraagreductie moeten plaatsvinden om vraag en aanbod in balans te houden. Uit berekeningen blijkt dat de maatschappelijke kosten in dat geval snel toe zullen nemen. Het alternatief hiervan is namelijk stroomuitval, wat onoverzienbare maatschappelijke gevolgen heeft.

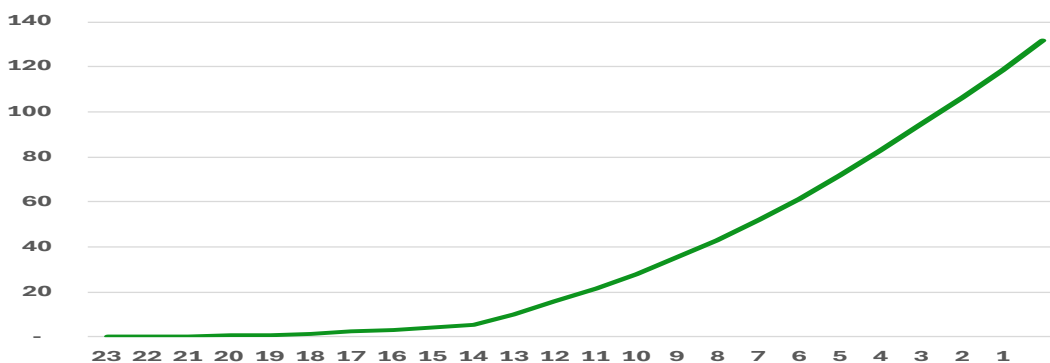
De kostprijs van vraagreductie begint niet al te hoog, maar zal snel sterk oplopen. Naast de gemiddeldes voor vrijwillige (EUR 3.499/MWh) en verplichte vraagsturing (EUR 14.340/MWh) waar in dit rapport mee gerekend wordt, blijkt de brede reikwijdte van de kostprijs uit een ander onderzoek³. Hierin staat beschreven dat biedprijzen uiteenlopen van EUR 59/MWh tot EUR 8.335/MWh.

Dat kosten voor vraagreductie in de praktijk oplopen, komt voort uit het feit dat de biedprijzen waarvoor bedrijven af zullen willen schakelen sterk uiteenlopen. Het verschil in productwaarde is hierin een belangrijke factor, maar ook de mate waarin een (gedeeltelijke) productiestop het bedrijfsproces verstoort. Mocht dit slechts zorgen voor een marginaal productieverlies, dan kan er voor een relatief laag bedrag geparticipeerd worden in vraagsturing. Aan de andere kant kan afschakelen ook betekenen dat het hele productieproces of zelfs productieketen verstoord wordt, met de bijbehorende hoge kosten. De realiteit is dus dat naarmate er meer vraag afgeschaald moet worden, de kosten sterker toenemen.

Om de maatschappelijke kosten overzichtelijk in beeld te brengen, is er in dit onderzoek voor gekozen om de kosten voor vraagreductie te middelen. Hierbij wordt aan de hand van het eerder aangehaalde rapport 'Maatschappelijke kostprijs van netcongestie' de kosten voor vrijwillige vraagsturing vastgezet op EUR 3.499/MWh.

Afbouw totaal regelbaar vermogen (GW) riskeert hogere jaarlijkse DSR-kosten

Miljard EUR



Bron: QuoMare

De gevolgen zijn zichtbaar in bovenstaande grafiek. Afhankelijk van de hoeveelheid capaciteit aan regelbaar vermogen, zal er in meer of mindere mate een hogere noodzaak voor vraagsturing zijn. Gezien de hoge kostprijs hiervan, nemen de maatschappelijke kosten significant toe naarmate er niet voldoende regelbaar vermogen beschikbaar is. Deze totale beschikbaarheid van regelbaar vermogen – inclusief import, batterijopslag, gascentrales en vraagsturing – zou volgens de berekeningen moeten toenemen richting 23 GW in 2033. Maar nu de beschikbare gascapaciteit van 12,5 GW juist onder druk staat, zullen de maatschappelijke kosten navenant toenemen.

In de praktijk zal een afname in het regelbare vermogen naar verwachting zelfs gepaard gaan met nog hogere kosten dan hierboven weergegeven. In deze grafiek is alle behoefte aan vraagsturing namelijk

³ Het rapport 'De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespons aan leveringszekerheid' van DNV uit 2020.

ingevuld met vrijwillige DSR. Hiermee zijn de kosten dus altijd gelijk aan EUR 3.499/MWh. Dit terwijl in de aannames van TenneT de maximale capaciteit die gereduceerd kan worden via vrijwillige vraagsturing 1,9 GW is.

Hiermee is bovenstaande grafiek een conservatieve inschatting van de maatschappelijke kosten van het niet vastleggen van regelbaar vermogen in de vorm van gascentrales of import. In de praktijk zal er bij een lage beschikbaarheid van regelbaar vermogen verplichte vraagsturing nodig zijn, waardoor de kosten kunnen stijgen richting EUR 14.340/MWh of meer. De maatschappelijke kosten kunnen in het ergste geval dan oplopen tot tientallen miljarden euro per jaar.

Effecten voor individuele bedrijven en huishoudens

Leveringszekerheidsproblemen binnen de elektriciteitssector zullen niet alleen via de hoge kosten voor vraagsturing een negatief effect hebben op de maatschappij. Zo zal een krap aanbod van elektriciteit en het voorkomen van tekorten ook steeds vaker gepaard gaan met stijgende energierekeningen voor individuele bedrijven en huishoudens. Voor bedrijven en huishoudens met vaste contracten is dit niet dagelijks zichtbaar. Voor afnemers met een dynamisch en (in iets mindere mate) variabel contract echter wel.

Verlies regelbaar vermogen zoveelste klap voor bedrijfsleven...

Voor een groot deel van het bedrijfsleven heeft de veranderende elektriciteitsmix nu al een sterke impact op het verdienvermogen. Door netcongestie kunnen bedrijven niet uitbreiden of elektrificeren, waardoor ze inkomsten mislopen en noodgedwongen opgescheept blijven met het betalen van CO₂-heffingen. Verder verhogen de nodige netverzwaringen de nettarieven fors. De kosten voor uitbreiding van het net worden in Nederland direct doorberekend aan de gebruikers. Iets dat zeker voor grootverbruikers nu al tot enorme kostenstijgingen leidt.

De kosten van energie zijn de laatste jaren toch al sterk opgelopen. Zowel het bedrijfsleven als huishoudens werden de afgelopen jaren geconfronteerd met oplopende kosten als gevolg van de gestegen energiebelasting. Hoewel die belasting op elektriciteit iets werd verlaagd, werd de belasting op het gebruik van gas aanzienlijk verhoogd. Dit om het gebruik van gas te ontmoedigen en dat van elektriciteit aan te sporen.

Daarnaast gelden enkele belastingvoordelen in Nederland niet, die elders in Europa (nog) wel gelden. Zo is de volume correctieregeling (VCR) op last van de ACM afgeschaft. Deze regeling geeft gebruikers bij afname van grote volumes elektriciteit korting op de transportkosten. Ook de indirecte kostencompensatie (IKC) staat mogelijk op de tocht. Hoewel deze regeling tijdelijk is verlengd, is de toekomst onzeker. De regeling compenseert grootverbruikers in de energie-intensieve industrie voor de EU ETS-kosten die gepaard gaan met de elektriciteitsproductie. Verder is het politieke beleid, bijvoorbeeld omtrent milieumaatregelen en nationale koppelen op EU-beleid wisselvallig.

Nederland is lang een aantrekkelijke vestigingsplaats geweest voor de energie-intensieve industrie. Dit had onder andere te maken met de goede infrastructuur, de hoogopgeleide bevolking en het stabiele politieke klimaat. Recentelijk heeft de (energie-intensieve) industrie in Europa, en in Nederland in het bijzonder, het moeilijk. Hoge gas- en elektriciteitsprijzen na de Russische inval van Oekraïne zijn hier in belangrijke mate verantwoordelijk voor geweest. Nog altijd zijn de energieprijzen in Europa relatief hoog ten opzichte van andere delen van de wereld.

De hierboven genoemde opsomming is allesbehalve volledig. Daarnaast lijkt er in de tussentijd nog een probleem te worden toegevoegd, namelijk in de vorm van een steeds minder betrouwbaar elektriciteitsnet. Wanneer de betrouwbaarheid van het Nederlandse elektriciteitsnet afneemt, zal dit waarschijnlijk gevolgen hebben voor toekomstige investeringsbeslissingen. Niet in de laatste plaats omdat steeds meer industriële bedrijven steeds afhankelijker zullen worden van elektriciteit voor hun productieproces.

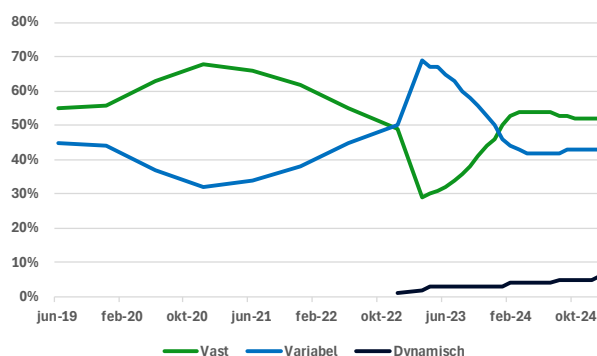
... en ook huishoudens blijven niet gespaard

Hoewel huishoudens de gevolgen van netcongestie vooralsnog minder merken, zijn de kosten van de energierekening voor velen al aardig opgelopen. Naast de oplopende kosten voor nettarieven zijn de energiebelastingen de afgelopen jaren ook snel gestegen.

Een ander gevolg is een verschuiving in het type contract dat huishoudens afsluiten. Dynamische energiecontracten hebben de laatste paar jaar aan populariteit gewonnen. Een dynamisch contract heeft als kenmerk dat het op uurbasis meebeweegt met de prijzen op de energiemarkten. Met het groter wordende percentage zon- en windenergie in de elektriciteitsmix zien we steeds vaker uren met

hele lage of zelfs negatieve prijzen. Met een vast contract legt een consument een prijs vast voor een langere periode van meestal één tot drie jaar. Deze prijs is constant gedurende de looptijd en biedt als voordeel dat je beschermt bent tegen prijsstijgingen, maar als nadeel dat je niet kunt meeprofiten van prijsdalingen. Met een vast contract weet je precies waar je aan toe bent en zijn financiële verrassingen uitgesloten. Voor een variabel contract geldt dat de prijs wijzigt per maand of per kwartaal, waarmee het in feite tussen een vast en dynamisch contract in zit.

Dynamische contracten in opmars



Bron: Autoriteit Consument & Markt (ACM)

Waar dynamische contracten vaak verkocht worden als zijnde voordelig wanneer de zon schijnt en/of de wind waait, is de keerzijde hiervan vaak minder bekend. Zeker, je profiteert direct op die momenten dat de elektriciteitsprijzen laag zijn. Die momenten komen ook steeds vaker voor. Maar door de steeds krappere wordende beschikbaarheid van regelbaar vermogen wordt de elektriciteitsprijs steeds hoger op die momenten dat zon- en windenergie het laten afweten. Ook deze prijs wordt direct doorberekend aan de houders van dynamische energiecontracten.

Efficiëntere oplossingen zijn voorhanden

In het vorige hoofdstuk werd duidelijk dat de maatschappelijke kosten van het afhankelijk zijn van vraagsturing minimaal in de miljarden zal lopen. In het ergste geval kunnen deze kosten zelfs ruim boven de honderd miljard per jaar uitkomen. Daarnaast bleek in dit hoofdstuk dat een gebrek aan regelbaar vermogen in de toekomstige elektriciteitsmix tot financiële instabiliteit leidt voor een groeiend aantal bedrijven en huishoudens in Nederland.

Al met al loont het dus om te kijken naar goedkopere oplossingen. Oplossingen die in de omringende landen al voorhanden zijn. Daar zie je al dat exceptionele maatschappelijke kosten te voorkomen zijn door een relatief lage verzekeringspremie in de vorm van een capaciteitsmechanisme.

Mogelijke capaciteitsmechanismen

Om de maatschappelijke kosten in toom te houden, zijn er diverse oplossingen. De goedkoopste oplossing zien we reeds in omringende landen: het instellen van een capaciteitsmechanisme. Een capaciteitsmarkt is een mechanisme waarbij producenten, of partijen die anderzijds flexibiliteit kunnen bieden, een vergoeding kunnen krijgen voor het beschikbaar stellen van regelbare productiecapaciteit. De hoogte van deze vergoeding is afhankelijk van de gekozen methode, maar zal naar verwachting aanzienlijk lager zijn dan de maatschappelijke kosten indien er een tekort is aan regelbaar vermogen.

De Europese Commissie (EC), de Raad en het Parlement erkennen dat capaciteitsmechanismen een belangrijke rol spelen bij het waarborgen van leveringszekerheid binnen het energiesysteem⁴. Daarom is het vermeld in Europese wetgeving (Verordening (EU) 2024/1747) dat capaciteitsmechanismen niet langer beschouwd worden als een laatste redmiddel. Toch moet eventuele concurrentievervalsing of vervalsing van de interne markt worden beperkt door een passend regelgevingskader. Wanneer een lidstaat gebruik wil maken van een capaciteitsmechanisme, moet eerst onderzocht worden of het mogelijk is om de leveringszekerheid te waarborgen met een strategische reserve⁵. Wanneer dit niet voldoende is, kan een lidstaat ook gebruikmaken van andere soorten capaciteitsmechanismen.

Algemene bepalingen van capaciteitsmechanismen

De EC beschrijft op basis van onderzoek naar overheidssteun voor capaciteitsmechanismen in de elektriciteitssector⁶ (2016) drie hoofdtypen. Deze zijn: (1) gerichte mechanismen, (2) marktbrede mechanismen, en (3) vraagresponsregelingen. Volgens Verordening (EU) 2019/943 mag een lidstaat capaciteitsmechanismen pas invoeren nadat er is vastgesteld dat er een leveringszekerheidsprobleem is, er door de Commissie een advies is uitgebracht en de betrokken lidstaten onderzoek hebben uitgevoerd naar de potentiële gevolgen voor de aangrenzende lidstaten⁷. Hoewel een capaciteitsmechanisme niet per definitie tijdelijk hoeft te zijn, kan de Commissie capaciteitsmechanismen voor een periode van maximaal tien jaar goedkeuren⁸. In de recentelijk gepubliceerde Clean Industrial Deal (CID) heeft de EC aangegeven dat het State Aid Framework dusdanig wordt aangepast dat het goedkeuringsproces voor capaciteitsmechanismen eenvoudiger en flexibeler wordt.

Verder zijn in Verordening (EU) 2019/934 een aantal beginselen voor de opzet van capaciteitsmechanismen expliciet vastgelegd. Zo mogen capaciteitsmechanismen niet leiden tot onnodige marktverstoringen en mogen ze niet verder gaan dan wat nodig is om de leveringszekerheid te waarborgen⁹. Daarnaast moeten capaciteitsaanbieders geselecteerd worden op basis van een transparante, niet-discriminerende en concurrerende procedure.

Ook zijn er bepalingen opgenomen met betrekking tot de CO₂-uitstoot van elektriciteitsproducenten die capaciteit aanbieden¹⁰. Elektriciteitscentrales met emissies boven de 550 g CO₂/kWh en met een jaarlijks gemiddelde boven de 350 kg CO₂/kWh per geïnstalleerde kW mogen per 1 juli 2025 geen capaciteit meer aanbieden. Vanaf 4 juli 2019 gold al een limiet van 550 g CO₂/kWh voor productiecapaciteit dat werd opgestart na deze datum. In de praktijk sluit deze emissiegrens kolencentrales, dieselgeneratoren en de meest inefficiënte gascentrales uit van het aanbieden van

⁴ Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordening (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, paragraaf 49.

⁵ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, artikel 21 lid 3.

⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/memo_16_4023

⁷ Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordening (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, artikel 21 lid 1-6.

⁸ Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordening (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, artikel 21 lid 8.

⁹ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, artikel 22 lid 1.

¹⁰ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, artikel 22 lid 3.

capaciteit. Centrales die elektriciteit (relatief efficiënt) opwekken door middel van gas, nucleaire energie of biomassa vallen doorgaans binnen de grenswaarde. Naast deze algemene beginselen, gelden er specifieke regels voor verschillende vormen van capaciteitsmechanismen. Deze worden hieronder uitgewerkt.

Gerichte mechanismen (strategische reserves)

Een gericht capaciteitsmechanisme is een mechanisme dat bepaalde capaciteit (in een bepaalde regio) contracteert om specifieke problemen omtrent leveringszekerheid het hoofd te bieden. Gerichte mechanismen bieden uitsluitend extra capaciteit wanneer de capaciteit die (zonder vergoeding) door de markt wordt verstrekt, niet meer volstaat. Een netreserve en een strategische reserve zijn de meest voorkomende vormen van gerichte capaciteitsmechanismen.

In een strategische reserve wordt productievermogen (capaciteit) gecontracteerd dat vervolgens achter de hand wordt gehouden. De TSO zal de strategische reserve pas activeren als er daadwerkelijk een tekort aan (regelbaar) productievermogen voorzien wordt en er geen alternatieven meer zijn om de vraag en aanbod naar elektriciteit te balanceren. Het contracteren gebeurt op basis van structurele tekorten, in tegenstelling tot de onbalansmarkt (groene kader).

'Strategische reserves' binnen de onbalansmarkt

De werking van strategische reserves heeft een aantal overeenkomsten met de werking van balanceringsdiensten op de verschillende onbalansmarkten. Een balanceringsdienst kan bestaan uit elektriciteitsproductie die achter de hand wordt gehouden voor het geval dat er onbalans op de elektriciteitsmarkt ontstaat. Onbalans is de situatie waarin aanbod en vraag van elektriciteit niet op elkaar aansluiten. TenneT coördineert via de onbalansmarkt dat elektriciteitsproductie of -verbruik van zogenaamde balansverantwoordelijke partijen (BRP's) voldoende wordt aangepast zodat de balans op het elektriciteitsnet wordt hersteld. Dit is noodzakelijk voor een betrouwbaar en stabiel functioneren van het elektriciteitsnet. Omdat vraag en aanbod van elektriciteit in feite nooit exact aan elkaar gelijk zijn, functioneert de onbalansmarkt praktisch altijd.

Verordening (EU) 2019/943 stelt strenge eisen omtrent het functioneren van een strategische reserve. Een elektriciteitscentrale mag met de capaciteit waarmee het deel uitmaakt van een strategische reserve gedurende het contract geen deel uitmaken van de reguliere elektriciteitsmarkt¹¹. Elektriciteit geproduceerd uit de capaciteit die binnen de strategische reserve valt, mag dus niet worden verkocht op de groothandelsmarkten. Hierdoor heeft de implementatie van een strategische reserve geen impact op de reguliere elektriciteitsmarkt, bijvoorbeeld de day-ahead prijs.

Waar strategische reserves erop gericht zijn om ervoor te zorgen dat op nationaal niveau de vraag en het aanbod van elektriciteit aan elkaar gelijk zijn, focussen netreserves zich ook op lokale problemen. De leveringszekerheid kan in een bepaalde regio namelijk in het geding komen, zonder dat er op nationaal niveau een elektriciteitstekort is. Dit komt vaak voor wanneer een groot deel van de hernieuwbare energie geconcentreerd geproduceerd wordt en geografisch niet in overeenstemming is met de vraag. Hierbij is er in feite sprake van een congestieprobleem. In de praktijk betekent een netreserve vaak het in bedrijf houden van oude gas- en kolencentrales op plekken waar een aanbodtekort verwacht wordt.

Zowel een netreserve als een strategische reserve zijn dus de facto verlengingen van de levensduur van een bestaande centrale. Het biedt weinig tot geen ruimte voor het bouwen van nieuwe capaciteit als regelbaar vermogen. Hierdoor draagt een strategische reserve niet of nauwelijks bij aan de uitrol van vraagsturing en opslag en de verduurzaming van gascentrales. Daarnaast heeft een strategische

¹¹ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking), artikel 22 lid 2.

reserve slechts een beperkt effect op de verlaging van marktprijzen, gezien het feit dat het niet mee mag doen in de markt. Hierdoor is een strategische reserve bij uitstek een tijdelijke maatregel.

Marktbrede capaciteitsmechanismen

Strategische reserves vormen vaak een noodoplossing of worden gebruikt als transitiemaatregel naar marktbrede capaciteitsmechanismen. Marktbrede mechanismen bieden steun aan alle marktdeelnemers die nodig zijn om aan de leveringszekerheidsnorm te voldoen. Naast producenten van regelbaar vermogen, kunnen ook andere (gekwaliceerde) capaciteitsaanbieders zoals interconnectoren en aanbieders van DSR, hiervoor in aanmerking komen. Een marktbrede capaciteitsmarkt is technologie-neutraal en kan wel zowel uit bestaande als nieuwe capaciteit bestaan.

Uit Verordening (EU) 2019/943 volgt dat aanbieders van capaciteit verplicht zijn om flexibiliteit aan te blijven houden om een deel van hun productiecapaciteit te verhandelen op de reguliere elektriciteitsmarkt. Dit betekent dat de centrale niet zijn volledige productievermogen mag aanbieden als reservecapaciteit. Hierop aansluitend mag de vergoeding voor beschikbaarheid geen invloed hebben op de beslissing om wel of niet elektriciteit op te wekken. Dit moet waarborgen dat vergoedingen voor beschikbaarheid van capaciteit de marktwerking op de reguliere elektriciteitsmarkt niet verstoren.

Ook stelt de Europese verordening dat de voor beschikbaarheid betaalde prijs naar nul daalt wanneer het capaciteitsniveau op de reguliere energiemarkt voldoende is om aan het gevraagde capaciteitsniveau te voldoen¹². Dit principe voorkomt overcompensatie. Daarnaast stelt de verordening dat aanbieders van capaciteit de mogelijkheid moeten hebben om hun toegewezen capaciteitsverplichtingen te verhandelen met andere gekwalificeerde aanbieders. Deze bepaling moet de flexibiliteit en efficiëntie van het systeem bevorderen. Bovendien worden capaciteitsaanbieders zo in staat gesteld om hun risico's te beheren.

Vraagresponsregelingen

Bij het beschrijven van de gerichte en marktbrede capaciteitsmechanismen ligt de focus op het aanbieden van productiecapaciteit. In EU-wetgeving is echter opgenomen dat ook DSR mee moet kunnen concurreren om de capaciteitscontracten¹³. Leveringszekerheid moet hiermee niet alleen aan de aanbodzijde bewerkstelligd worden, maar kan ook via vraagflexibiliteit.

Vraagrespons staat voor de verandering in de elektriciteitsvraag van de consument ten opzichte van het normale of bestaande verbruik. Dit kan als reactie op marktsignalen, zoals de elektriciteitsprijzen. Zo zorgen hoge prijzen op de day-ahead en intraday-markten tijdens momenten van schaarste voor minder vraag. In de eerste plaats is vraagrespons dus het gegeven dat partijen om economische redenen meer of minder elektriciteit zullen gebruiken. Dit heet ook wel *scarcity pricing*.

Daarnaast kan vraagrespons ook vastgelegd worden in de vorm van een capaciteitsmarkt. Dit geldt voor individuele bedrijven en aggregaties. Binnen aggregaties kunnen consumenten flexibiliteit bundelen om zo vraagflexibiliteit aan te bieden. Naast vrijwillige vraagrespons binnen een capaciteitsmarkt, kan er ook sprake zijn van verplichte vraagrespons. Hieronder valt het gereguleerd afschakelen van bedrijfsprocessen om vraag en aanbod op het elektriciteitsnet in balans te houden.

¹² Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, artikel 22 lid 3.

¹³ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, artikel 22 lid 1. (?)

Capaciteitsmarkten over de grens

De Energiewet, die op 1 januari 2026 in werking treedt, geeft de Minister van Klimaat en Groene Groei de bevoegdheid om een strategische reserve te laten inrichten¹⁴. Het Kabinet heeft zich voorgenomen om de bevoegdheden van de Minister uit te breiden via het wetsvoorstel ter implementatie van het EU Electricity Market Design-pakket. Hierdoor wordt er een wettelijke basis gecreëerd voor een centraal capaciteitsmechanisme¹⁵. Toch beperkt Nederland zich momenteel tot maatregelen binnen de energy-only markt om de leveringszekerheid te waarborgen.

Elders in Europa, onder andere in het Verenigd Koninkrijk (VK), België en Frankrijk, bestaan (in een bepaalde vorm) capaciteitsmechanismen¹⁶. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde capaciteitsmechanismen. In Duitsland is recentelijk een voorstel gedaan voor het opzetten van een capaciteitsmarkt.

Centraal capaciteitsmechanisme in het VK

De introductie van een gecentraliseerde capaciteitsmarkt in het VK maakte deel uit van de Electricity Market Reform (EMR). Dit is een reeks maatregelen, geïntroduceerd in de Energy Act 2013, die het elektriciteitsnet moest hervormen. Aanleiding was de groei in het aandeel zon en wind in de elektriciteitsmix. Dit vergrootte, samen met een golf aan regelbaar vermogen dat aan het einde van de levensduur was en beperkte interconnectiecapaciteit, de noodzaak voor flexibiliteit. Ten tijde van de introductie en implementatie van het capaciteitsmechanisme was het VK nog onderdeel van de EU, waardoor het systeem overeenkomt met Europese regelgeving.

De *National Grid Electricity System Operator* (ESO), de TSO van het VK, maakt jaarlijks een inschatting van hoeveel capaciteit er nodig is om aan de betrouwbaarheidsnorm voor leveringszekerheid te voldoen. De LOLE-norm is in het VK vastgesteld op drie uur per jaar. Vervolgens wordt de capaciteit die nodig is om aan de norm te voldoen geveild onder energiebedrijven. Naast conventionele centrales kunnen ook partijen met opslag (batterijen), kernenergie of DSR-technologieën deelnemen (open en technologievrije veiling). Leveranciers die tegen de laagste prijs kunnen voorzien in het benodigde aanbod, winnen de aanbesteding. In 2019 is er een CO₂-emissielimiet geïntroduceerd in het capaciteitsmechanisme.

Er wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen een T-4 en een T-1 veiling. In een T-4 veiling worden contracten aangeboden met een leverdatum tot vier jaar vooruit. Dit betekent dat de vastgelegde capaciteit vier jaar na het sluiten van het contract beschikbaar gesteld moet worden. Op de T-4 veiling wordt het gros van de nodig geachte capaciteit geveild. Het biedt de mogelijkheid om capaciteitscontracten tot vijftien jaar vooruit vast te leggen. Een levertijd over vier jaar, in combinatie met een contractduur van vijftien jaar, maakt dat marktpartijen de tijd hebben om nieuwe capaciteit bij te bouwen en dit ook terug te verdienen.

Capaciteitsmechanisme in België

Het capaciteitsmechanisme in België, beter bekend als het Capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM), is wettelijk vastgelegd in de elektriciteitswet in 2019 en gaat officieel dit jaar van start. Hoewel inmiddels deels uitgesteld, is de uitfasering van nucleaire energie in de Belgische elektriciteitsmix de directe aanleiding geweest voor de introductie van het CRM. In de context van een stijgende vraag naar elektriciteit en toenemende hernieuwbare energieproductie maakte dit dat de in 2017 in werking getreden strategische reserve niet meer voldeed.

In het CRM zal de TSO Elia verantwoordelijk worden voor het inschatten van de benodigde capaciteit, het organiseren van de veilingen en controles van de gecontracteerde capaciteit. Alle contracten

¹⁴ Wet van 11 december 2024, houdende regels over energiemarkten en energiesystemen (Energiewet), artikel 5 lid 12.

¹⁵ <https://www.internetconsultatie.nl/emdimplementatie/b1>

¹⁶ Naast deze landen hebben binnen de EU ook Ierland, Spanje, Portugal, Italië, Polen, Zweden, Finland, Litouwen, Oostenrijk, Griekenland, Bulgarije en Kroatië een bepaalde vorm van een capaciteitsmechanisme.

worden gesloten met Elia, waardoor in België sprake zal zijn van een gecentraliseerde capaciteitsmarkt. Net als in het VK kunnen partijen met bestaande flexibele capaciteit, DSR-technologieën, of nieuwe flexibele capaciteit deelnemen aan de veilingen. Voor nog te bouwen regelbaar vermogen geldt alleen toegang tot de Y-4 veilingen.

Net als in het VK hebben de geveilde contracten een looptijd variërend van één jaar tot maximaal vijftien jaar. Hiervoor werd in 2021 de eerste Y-4 veiling gehouden, voor levering in 2025 (met de mogelijkheid voor langere contracten tot vijftien jaar). Dit is het equivalent van de Britse T-4 veiling. Deze Y-4 veiling heeft sindsdien jaarlijks in oktober plaatsgevonden. Daarnaast is in 2024 de eerste Y-1 veiling gehouden voor levering in 2025, gelijktijdig met de Y-4 veiling voor 2028. In 2025 zal Elia de eerste veiling organiseren om twee jaar van tevoren capaciteit te contracteren (Y-2).

Capaciteitsmechanisme in Frankrijk

In Frankrijk is in 2017 een decentraal capaciteitsmechanisme geïntroduceerd. Hierbij ligt de verplichting om de leveringszekerheid te waarborgen bij commerciële elektriciteitsleveranciers. Dit verschilt van centrale capaciteitsmarkten (VK en België), waar een centrale autoriteit deze verantwoordelijkheid heeft (de TSO).

Waar capaciteitsmechanismen zich elders richten op het voorkomen van aanbodtekorten, is het Franse capaciteitssysteem uniek in de specifieke focus op periodes met piekvraag. Over het algemeen vormt (verwachte) toename in de elektriciteitsvraag, gecombineerd met een toenemend aandeel zon- en windenergie en minder regelbaar vermogen, de aanleiding voor de introductie van een capaciteitsmechanisme.

In Frankrijk is de situatie echter anders. Het conventionele regelbare vermogen in Frankrijk bestaat met name uit kerncentrales. Dit is CO₂-vrije elektriciteitsproductie en daarmee toekomstbestendiger dan gas- en kolencentrales. De hoge baseloadproductie maakt de piekvraag bepalend voor de betrouwbaarheid van het systeem, voornamelijk tijdens de wintermaanden wanneer veel huizen elektrisch verwarmd worden. De focus op piekuren maakt het decentrale systeem ook efficiënter. Zo is het makkelijker uitvoerbaar voor elektriciteitsproducenten en voorkomt het overcapaciteit gedurende periodes dat piekbelasting onwaarschijnlijk is.

Een nadeel van een decentraal systeem is dat de versnipperde capaciteit de liquiditeit beperkt. Dit bemoeilijkt een juiste prijsvorming voor de beschikbare capaciteit. Onjuiste (te lage) prijsniveaus tasten de investeringsbereidheid in nieuwe capaciteit aan. Ook geven centrale voorspellingen een beter overzicht van de benodigde capaciteit. Frankrijk is momenteel bezig om de overstap te maken van dit decentrale capaciteitsmechanisme naar een centraal systeem. Dit moet rond 2026/2027 in werking treden en is vergelijkbaar met de eerder beschreven capaciteitsmarkten in het VK en België.

Capaciteitsmechanisme staat in Duitsland op de kaart

In Duitsland zijn voorstellen gedaan voor het opstellen van een centrale capaciteitsmarkt. Aanleiding hiervoor is ook hier de snelle opkomst van zon en wind in de elektriciteitsmix, terwijl het elektriciteitsnet hier niet op berekend is. Tegelijkertijd is kernenergie in de ban gedaan en wordt het aandeel steenkool snel afgebouwd (uiterlijk 2038), waardoor de capaciteit aan regelbaar vermogen omlaag gaat.

Op dit moment heeft Duitsland al een netreserve en een strategische reserve. De netreserve, ook wel winterreserve of koudereserve, bestaat uit elektriciteitscentrales die momenteel niet operationeel zijn of die binnenkort gesloten worden, zoals kolencentrales. De netreserve treedt met name in de winter in werking, wanneer in het noorden van Duitsland veel windenergie wordt geproduceerd en er in het zuiden veel vraag is. De strategische reserve is na de netreserve de tweede verdedigingslinie om leveringszekerheid in het Duitse elektriciteitssysteem te garanderen.

Een belangrijke stap in de richting van het marktbrede capaciteitsmechanisme is wetgeving die de bouw van 10.5 GW aan 'hydrogen-ready' gascentrales mogelijk maakt. Sinds het vallen van de Duitse coalitie onder Scholz is hier echter steun van de oppositie voor nodig, wat hoogst onzeker is. De politieke impasse maakt ook vertraging in de opbouw van de Duitse marktbrede capaciteitsmarkt aannemelijk. Aanvankelijk werd verwacht dat het mechanisme in 2028 operationeel zal zijn. De huidige politieke situatie maakt dit onzeker. In juli 2023 is wel al het besluit genomen om de elektriciteitsmarkt te herzien.

Kosten lopen per land uiteen

De kosten lopen per land uiteen. Dit komt onder andere door de omvang van de elektriciteitsmarkt; het ene land gebruikt simpelweg meer elektriciteit dan het andere. Ook het aandeel hernieuwbaar ten opzichte van het aandeel regelbaar vermogen is relevant. Daarnaast zijn de elektriciteitsprijzen bepalend in de kosten van een capaciteitsmarkt. Om een beeld te schetsen van deze kosten, zijn hieronder de kosten van de capaciteitsmechanismen in het VK en België uiteengezet.

In het VK eindigde de veiling van 2024 per kW op de hoogste sinds de introductie van het capaciteitsmechanisme. De T-4 veilingprijs om de capaciteit voor 2027/28 kwam uit op GBP 65.000 per MW per jaar, ruim EUR 78.000/MW. In totaal ging het om de veiling van 43,3 GW aan capaciteit. Hierdoor komen de kosten voor de periode van oktober 2027 tot september 2028 op GBP 3,6 miljard.

De T-4 veiling daarvoor (levering 2026/27) kwam op GBP 63.000 per MW, waarmee de kosten voor dat jaar op GBP 3,4 miljard uitkwamen. Capaciteitscontracten met levering in 2025/26 kostten destijds GBP 30.590 per MW. De kosten die de overheid maakt om het capaciteitsmechanisme in stand te houden stijgen tot dusver jaarlijks.

De opwaartse trend van de kosten voor de veilingen gaat samen met een andere trend, namelijk de afname in de beschikbare capaciteit die meedoet aan de veiling, maar geen contract krijgt. Dit was in 2023/24 nog vijftien GW, maar zakte tot drie GW in 2026/27 en 500 MW in 2027/28. Er is simpelweg steeds minder capaciteit beschikbaar om mee te dingen in de veiling, wat de prijzen sterk opdrijft.

De kosten van de eerste Belgische Y-4 veiling in 2021 kwamen uit op EUR 141 miljoen. De gemiddelde prijs van de biedingen was EUR 31.700 per MW per jaar, de duurste bieding was EUR 50.000 per MW per jaar. Aan de veiling in 2022 nam geen enkele capaciteit deel. De derde veiling in 2023, dus voor 2027/28 contracten, had een gemiddelde prijs van EUR 36.400 per MW per jaar en een duurste bieding van EUR 70.000 per MW per jaar.

Aanbevelingen ter verbetering van de leveringszekerheid

Ontwikkeling regelbaar vermogen omgeven met risico's

Zon- en windenergie zullen in de toekomst zo'n 80% van de elektriciteitsvraag af kunnen dekken. Door het seizoens- en weersafhankelijke karakter van deze energiebronnen is er echter ook een groeiende behoefte aan regelbaar vermogen om de leveringszekerheid ook in 2033 en daarna nog te kunnen waarborgen. Dit kan door batterijen, import, regelbaar productievermogen en vraagsturing.

De verwachte ontwikkeling in deze vormen van regelbaar vermogen maken dat de leveringszekerheid vanaf 2033 onvoldoende is gewaarborgd. Hoewel de batterijcapaciteit zich snel ontwikkelt, gaan zeldzame metalen mogelijk een beperkende rol spelen en blijft het slechts flexibiliteit leveren voor de korte termijn. Wat betreft import zal het buitenland in toenemende mate tekorten aan elektriciteit hebben wanneer dit in Nederland ook het geval is, waardoor de interconnectiekabels niet altijd volledig benut kunnen worden. Daarnaast is het in een geopolitiek onstabiele wereld relevant om rekening te houden met mogelijke importbeperkingen als gevolg van storingen, sabotage of politieke onrust.

Wat betreft regelbaar productievermogen geldt dat kolencentrales vanaf 2030 de deuren sluiten en extra kerncentrales er niet voor 2035 zullen staan. Voor gascentrales geldt dat de winstgevendheid onder druk staat, door een combinatie van financiële en politieke factoren, en volgens TenneT het beschikbare vermogen de komende jaren daardoor zal afnemen. Tot slot is er vraagsturing. Hierbij geldt wanneer dit in hoge mate toegepast wordt, de maatschappelijke kosten snel tot in de miljarden per jaar oplopen.

Gascentralecapaciteit staat onder druk

Door de korte termijnhorizon van batterijen, de inherente onzekerheid omtrent importstromen en de hoge kostprijs voor vraagsturing, is het aanhouden van ander regelbaar productievermogen cruciaal. Omwille van het klimaat (kolen) en de bouwtijd (nucleair), zijn gascentrales hiervoor de meest voor de hand liggende optie.

Op dit moment is er geen beleid in Nederland om dit regelbare vermogen ook daadwerkelijk beschikbaar te houden, en dat terwijl de overheid een zorgplicht heeft ten aanzien van leveringszekerheid. De politiek kiest ervoor om het aan de eigenaren van energiecentrales te laten of zij commerciële kansen (blijven) zien in het beschikbaar houden van hun productiecapaciteit. Hierbij is het risico dat dit niet het geval is en (verplichte) vraagsturing onvermijdelijk zal zijn om de leveringszekerheid in Nederland te waarborgen. Met alle maatschappelijke kosten van dien. Daarom komen we met twee aanbevelingen.

Aanbeveling 1: Verzekeringspremie voor leveringszekerheid

Onze eerste aanbeveling richting de minister en het ministerie van Klimaat en Groene Groei betreft het beschikbaar houden van regelbaar productievermogen. Om niet te afhankelijk te worden van import en om aan de groeiende vraag naar regelbaar vermogen te voldoen, moet kritisch worden nagedacht over het minimaal beschikbaar houden van de bestaande capaciteit aan regelbaar vermogen in een markt waarbij de vraag naar regelbaar vermogen de komende jaren juist toeneemt. Bij voorkeur in de vorm van (op termijn CO₂-neutrale) gascentrales. Om dit mogelijk te maken, zou er een compensatie moeten komen om de kosten voor het beschikbaar houden van deze capaciteit te dekken.

Het behouden van het gros van de capaciteit aan gascentrales gaat gepaard met een acceptabele 'verzekeringspremie' zoals we reeds kunnen zien in de door ons omringende landen. De mogelijke maatschappelijke kosten van het niet hebben van deze verzekering, met name door de hoge kosten van vraagsturing, maakt deze premie het betalen waard.

Aanbeveling 2: Een bredere kijk op leveringszekerheid

Daarnaast willen we middels dit rapport minister Hermans, het ministerie van Klimaat en Groene Groei, de Tweede Kamer en de netwerkbedrijven (DSO's en TSO) uitnodigen om breder te kijken naar het thema leveringszekerheid. Waar momenteel het aantal LOLE-uren en de mogelijke directe kosten centraal staan, geldt dat de risico's omtrent leveringszekerheid verder gaan dan dat.

Zo gaat het gebruik van vraagsturing, naast de directe kosten, gepaard met verregaande gevolgen voor belangrijke waardeketens en investeringszekerheid. Daarnaast veroorzaakt de verduurzaming van onze elektriciteitsmix prijsspieken, zeker wanneer dit gepaard gaat met een gelijktijdige afbouw van het regelbare productievermogen. Om deze reden zien wij de betaalbaarheid van energie voor groepen huishoudens en bedrijven nu al onder druk staan, iets dat de komende jaren verder zal verslechteren.

Graag gaan we in gesprek met alle betrokken partijen om deze inzichten verder te verdiepen en in een bredere scope uiteen te zetten, met mogelijk bijsturing in het beleid ten aanzien van de leveringszekerheid tot gevolg. Dit is cruciaal voor een welvarend en leefbaar Nederland, nu en in de toekomst.

Voor meer informatie over deze publicatie, of de andere diensten van Publieke Zaken ERS kunt u contact opnemen met:

Hans van Cleef – hans.vancleef@publiekezaken.eu / 0031- 6 30 90 33 76

Bart van der Pas – bart.vanderpas@publiekezaken.eu / 0031-6 36 52 95 51

Fabian Steenbergen – fabian.steenbergen@publiekezaken.eu / 0031-6 18 55 34 46

Voor meer informatie over het gebruikte TEACOS-model, of over de andere diensten van Quo Mare kunt u contact opnemen met:

Rutger de Mare – rutgerdemare@quomare.com / 0031 – 6 13 13 35 60

Gregor Brandt – gregorbrandt@quomare.com / 0031 – 6 28 41 62 43

DISCLAIMER

Dit document is samengesteld door Publieke Zaken B.V. ("PZ"), afdeling Energy Research & Strategy ("ERS"). Dit document dient uitsluitend ter informatie en vormt geen aanbod van effecten aan het publiek, noch enig advies met betrekking tot de financiële markten, energiemarkten, het doen van beleggingen, kostenbeheer en/of zakelijke activiteiten, noch een uitnodiging tot deze handelingen. Financiële handelingen of transacties kunnen derhalve niet berusten op (de informatie in) dit document. PZ, inclusief ERS, haar bestuurders noch haar werknemers geven enige verklaring of garantie, expliciet of impliciet, omtrent de nauwkeurigheid, volledigheid of juistheid van dit document en de bronnen die hierin worden vermeld en zij aanvaarden geen aansprakelijkheid voor enig verlies of schade, direct of indirect. De opvattingen en meningen in dit document kunnen op elk moment veranderen en PZ (ERS) is niet verplicht de informatie in dit document na de datum ervan bij te werken. De visie van PZ ERS komt tot stand onafhankelijk van de andere bedrijfsactiviteiten van PZ. Dit document mag niet worden verspreid aan personen in de Verenigde Staten of aan "US persons" zoals gedefinieerd in Regulation S van de United States Securities Act van 1933, zoals gewijzigd.

© Copyright Publieke Zaken B.V. 2025. Alle rechten worden voorbehouden. Het is niet toegestaan dit document (geheel of gedeeltelijk) te kopiëren, te verspreiden of door te geven aan derden.