

Leveringszekerheid Elektriciteitsvoorziening

Maatregelen voor wanneer uit de TenneT monitoring blijkt dat de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit onvoldoende is gegarandeerd

8-7-2020

Overlegtafel Energievoorziening



Projectleider

RWE

Bart Beljaars

Auteur

TenneT TSO B.V.

Tiemen Govers

Deelnemers

Energie-Nederland

Energie Samen

Engie

Hanzehogeschool Groningen / Gasunie

Nouryon

NVDE

Roel Kaljee / Ruud Otter

Leon Straathof

Roeland Manders

Martien Visser

Remko Ybema

Alienke Ramaker

Toehoorders

Ministerie van Economische Zaken

Autoriteit Consument en Markt

Wouter Schaaf

Michaela Drahos / Mathieu

Fransen



Voorwoord

Met het Klimaatakkoord is een stevige basis gelegd voor de energietransitie. Het afgesproken doel is dat 70 procent van alle elektriciteit in 2030 uit duurzame bronnen komt en dat gedurende de transitie hiernaartoe de leveringszekerheid op het huidige hoge niveau blijft. Om voorbereid te zijn op eventuele risico's is afgesproken dat de Rijksoverheid in 2020 een kader ontwikkelt dat tijdig ingezet kan worden als uit de TenneT monitoring blijkt dat de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit onvoldoende is gegarandeerd.

De Overlegtafel Energievoorziening heeft het initiatief genomen om te onderzoeken welke opties er zijn voor beleidsinstrumenten om de leveringszekerheid te ondersteunen. Het resultaat is een beschrijving van negen instrumenten die in meer of mindere mate passen binnen het huidige Nederlandse marktontwerp. Voor de Overlegtafel is het duidelijk geworden dat Europese wetgeving voorschrijft dat marktverbetering prioriteit heeft en dat ingrijpende instrumenten zoals capaciteitsmechanismen slechts ingezet kunnen worden als uiterste redmiddel om een leveringszekerheidsprobleem op te lossen.

Het rapport laat zien dat een systeem met een hoog aandeel weersafhankelijke duurzame energie vereist dat afnemers actiever worden op de markt voor elektriciteit. Wanneer de vraag zich aan kan passen op het beschikbare aanbod van elektriciteit, bijvoorbeeld door minder af te nemen in langer durende perioden zonder wind en zon, komt dit de algehele leveringszekerheid ten goede. Met beter inzicht in de waarde die afnemers toekennen aan ononderbroken elektriciteitslevering, en de bereidheid om vraag te verminderen of af te schakelen bij bepaalde prijsniveaus, kunnen marktpartijen zich gedurende de energietransitie aanpassen aan de dynamiek van het toekomstige duurzame elektriciteitssysteem.

Dank aan de werkgroep voor de open blik waarmee het spectrum van mogelijke beleidsinstrumenten voor leveringszekerheid onderzocht is. We hopen met dit rapport een relevant inbreng te leveren aan het ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor het op te leveren kader.

Roger Miesen en Ben Voorhorst

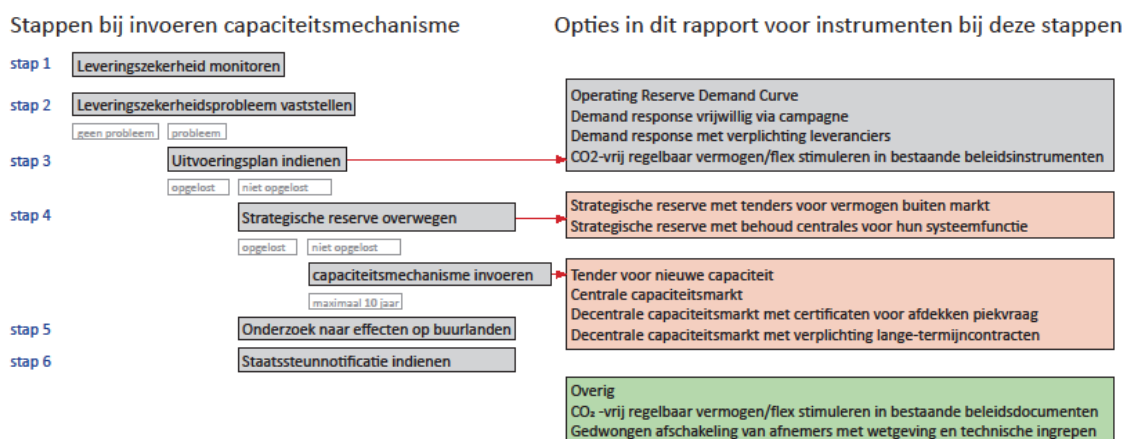
Sponsoren werkgroep *Leveringszekerheid Elektriciteitsvoorziening*

Managementsamenvatting

In het Klimaatakkoord is afgesproken dat de Rijksoverheid een kader ontwikkelt dat gebruikt kan worden op het moment dat de TenneT monitoring laat zien dat de ontwikkelingen in de markt niet toereikend zijn om de leveringszekerheid op termijn te blijven garanderen. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft de verantwoordelijkheid om te bepalen wat dat kader inhoudt en hoe bijbehorende regelgeving kan worden vormgegeven. De OTE levert met dit rapport een inbreng voor het op te stellen kader met een beschrijving van beleidsinstrumenten die in dit kader kunnen worden opgenomen.

Europese wetgeving stelt dat een goedwerkende *energy-only markt* de basis is om leveringszekerheid te garanderen. Het Nederlandse marktmodel sluit hier in grote lijnen op aan. De bereidheid om te investeren in nieuw (CO₂-vrij) *regelbaar vermogen* op uitgangspunten van de *energy-only markt* staat echter onder druk door het toenemende aandeel duurzame productie in het elektriciteitssysteem. Eenmaal opgestelde duurzame productiemiddelen worden gekenmerkt door lage variabele kosten (wind & zon zijn als het ware gratis) met lage elektriciteitsprijzen als gevolg. Conventioneel *regelbaar vermogen* met hoge variabele kosten (voor brandstoffen en emissies) staat hierdoor veelal stil. Deze ontwikkeling brengt grote risico's voor het terugverdienen van investeringen. De consequentie is dat investeringen in *regelbaar vermogen* uitblijven. Ongeveer de helft van de Europese lidstaten heeft inmiddels een *capaciteitsmechanisme* ingevoerd om investeringen in *zekere capaciteit* tijdig te stimuleren. Zie bijlage 4 voor een overzicht.

Europese wetgeving beschouwt *capaciteitsmechanismen* (in welke vorm dan ook) echter als marktverstoring. Invoering ervan is niet de gewenste richting en onder voorwaarden slechts tijdelijk toegestaan. Er is een uitgebreid proces opgesteld dat een lidstaat moet doorlopen voordat het een *capaciteitsmechanisme* kan invoeren. Dit rapport onderscheidt hierin zes stappen. Het doorlopen daarvan kan - afhankelijk van de specifieke situatie van de lidstaat - enkele jaren duren. Het verbeteren van de *energy-only markt* heeft prioriteit. Het stappenschema is feitelijk het Europese kader waarin het op te leveren Nederlandse kader moet passen. Zie de linkerzijde van onderstaand schema.



In dit rapport beschrijft de OTE negen beleidsinstrumenten (waarvan twee met meerdere varianten) waarmee leveringszekerheid in een vroeg stadium sterker geborgd kan worden. De instrumenten passen of binnen de kaders van de *energy-only markt*, wat directe invoering vanuit nationale bevoegdheid mogelijk maakt, of ze worden geclassificeerd als *capaciteitsmechanisme* overeenkomstig de Europese definitie en

richtlijnen hiervoor. Elk instrument komt met bepaalde (neven)effecten die de inzet ervan meer of minder geschikt maakt binnen de Nederlandse context. Dit rapport beschrijft de instrumenten elk afzonderlijk op hoofdlijnen om EZK een richting te bieden voor mogelijke verdere uitwerking in het op te leveren kader. Zie de rechterzijde van bovenstaand overzicht voor hoe de instrumenten relateren aan het Europese leveringszekerheidskader.

Traditioneel wordt de balans tussen vraag en aanbod op de elektriciteitsmarkt bereikt door regelbare conventionele productie af te stemmen op de vraag. In een overwegend duurzaam elektriciteitssysteem worden langdurige opslag en het afstemmen van de vraag op het beschikbare aanbod via *demand (side) response* echter evenzo belangrijk als bouwstenen voor leveringszekerheid. Deze verschuiving van het speelveld, van regelbare productie met inelastisch verbruik, naar intermitterende productie met regelbaar verbruik, is passend en logisch gezien de doelen die zijn afgesproken in het Klimaatakkoord.

Echter, het bereiken van die balans tegen de laagste maatschappelijke kosten wordt uiteindelijk bepaald door enerzijds de *Cost of New Entry (CONE)*: de kosten (in €/MWh) voor het realiseren van nieuwe *productiemiddelen*, opslag en voorzieningen voor *demand (side) response*, en anderzijds door de *Value of Lost Load (VoLL)*: de kosten (in €/MWh) voor het gecontroleerd afschakelen of verminderen van de vraag. Om effectief te kunnen inspelen op deze kostendynamiek van het toekomstige energiesysteem hebben marktpartijen belang bij het inzicht in de diverse kostenniveaus van *CONE* en *VoLL*, alsmede het achterliggende vermogenspotentieel.

Inhoudsopgave

1. Introductie en context	1
1.1 Aanleiding en kernvraag	1
1.2 Monitoring leveringszekerheid	2
1.3 Korte & lange termijn flexibiliteitsbehoefte	3
1.4 <i>Energy-only markt</i> als uitgangspunt	4
1.5 Belang van inzicht in de <i>Value of Lost Load</i>	4
1.6 Het Europese leveringszekerheidskader	5
2. Beleidsinstrumenten: scope en categorisering.....	9
2.1 Scope.....	9
2.2 Instrumenten binnen <i>energy-only markt</i> , eventueel als onderdeel <i>Uitvoeringsplan</i>	9
2.3 <i>Capaciteitsmechanismen</i>	10
2.4 Kenmerken.....	12
3. Beleidsinstrumenten: beschrijving	13
3.1 <i>Operating Reserve Demand Curve (ORDC)</i>	13
3.2 <i>Demand (side) response</i> : vrijwillig via reclamecampagne	14
3.3 <i>Demand (side) response</i> : vraagresponsverplichting leveranciers.....	15
3.4 CO ₂ -vrij <i>regelbaar vermogen</i> , opslag en <i>flexibiliteit</i> stimuleren in bestaande beleidsinstrumenten .	17
3.5 <i>Demand (side) response</i> : gedwongen afschakelen van afnemers met wetgeving en technische ingrepen.....	19
3.6 <i>Strategische reserve</i>	20
3.6(a) Tenders voor vangnetvermogen buiten de markt	21
3.6(b) Centrales behouden omwille van hun systeemfunctie	23
3.7 Tender voor nieuwe capaciteit	24
3.8 <i>Centrale capaciteitsmarkt</i>	25
3.9 <i>Decentrale Capaciteitsmarkt</i>	26
3.9(a) Certificaten voor afdekken piekvraag	26
3.9(b) Verplichting langetermijncontracten.....	29
Bijlage 1: Artikelen Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943	31
Bijlage 2: Variabiliteitsanalyse vereiste flexibele vermogen.....	36
Bijlage 3: Begrippenkader	39
Bijlage 4: Overzicht Capaciteitsmechanismen in de Europese Unie.....	46

Leeswijzer

In dit rapport komen veel begrippen en definities voor die worden gebruikt om onderdelen van de energiemarkt, leveringszekerheid of beleid aan te geven. Wanneer deze begrippen *cursief* gedrukt staan in de tekst, dan is hier een nadere uitleg of definitie voor terug te vinden in bijlage 3.

1. Introductie en context

1.1 Aanleiding en kernvraag

Het Klimaatakkoord (2019) zet in op het realiseren van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2050. Op weg daarnaartoe wordt voor 2030 gestreefd naar het opschalen van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen tot 84 TWh. Door deze toename van weersafhankelijke elektriciteitsproductie neemt het aantal draaiuren van *regelbaar vermogen* af waardoor het risico ontstaat dat deze centrales uit bedrijf worden genomen en dat nieuwe investeringen in *regelbaar vermogen* uitblijven. Met name in langer durende perioden van weinig wind en zon kan dit tot risico's voor de leveringszekerheid van elektriciteit leiden.

Het Klimaatakkoord heeft voor leveringszekerheid als doel dat monitoring van marktontwikkelingen moet leiden tot een samenhangend beeld van de ontwikkeling van de leveringszekerheid en de relevante aspecten hierbij, zoals de voortgang op het gebied van verduurzaming en de ontwikkeling van de flexibiliteit van het systeem. Daarbij is afgesproken dat de Rijksoverheid een kader ontwikkelt dat gebruikt kan worden op het moment dat de monitoring laat zien dat de autonome ontwikkelingen in de markt niet toereikend zijn om de leveringszekerheid op termijn te blijven garanderen. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft de verantwoordelijkheid om te bepalen wat dat kader inhoudt en hoe bijbehorende regelgeving kan worden vormgegeven. De OTE wil met dit rapport een inbreng leveren voor het op te stellen kader met antwoorden op de volgende centrale vragen:

- *Welke instrumenten kunnen in dit kader en in wet- en regelgeving opgenomen worden?*
- *Hoe snel hebben deze instrumenten een effect?*
- *Wat zijn belangrijke kenmerken van deze instrumenten om mee te nemen bij het maken van keuzes voor het kader?*

De voorgestelde beleidsinstrumenten verschillen in impact op de huidige inrichting en functioneren van de elektriciteitsmarkt. Het ligt daarom voor de hand dat de keuze voor de inzet van een of meerdere instrumenten afhankelijk is van de aard van het leveringszekerheidsrisico dat naar voren komt in de monitoring. Nieuwe Europese wetgeving geeft daarbij randvoorwaarden aan overheden over hoe risico's geduid moeten worden, en is bepalend voor de stappen die een lidstaat kan nemen om daarmee om te gaan. Dit rapport hanteert deze Europese randvoorwaarden daarom als vertrekpunt voor het opstellen van een Nederlands kader voor leveringszekerheid.

Dit rapport geeft een eerste voorzet op hoofdlijnen van mogelijke instrumenten die in aanmerking komen om in het nationale kader opgenomen te worden. Er is verder onderzoek en uitwerking nodig voordat ze opgenomen kunnen worden als onderdeel van beleid. De ontwikkeling van innovatieve oplossingen voor *flexibiliteit* en *systeemintegratie* (van elektriciteit met andere onderdelen van het energiesysteem als gas en warmte) is hierop naar verwachting ook van invloed. Voor de OTE is het duidelijk dat er gedurende de energietransitie in toenemende mate een beroep gedaan moet worden op afnemers, zowel (groot)zakelijk als huishoudens, om te voorzien in de vereiste *flexibiliteit* om leveringszekerheid te waarborgen. Bredere bewustwording bij afnemers hierover zal bijdragen aan de maatschappelijke acceptatie van de inzet van beleidsinstrumenten op grond van het leveringszekerheidskader.

Dit rapport bouwt voort op de inzichten uit het OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017) en maakt gebruik van het begrippenkader dat daarin is geformuleerd. Relevante nieuwe begrippen voor leveringszekerheid worden toegevoegd om in het verband van de OTE met gemeenschappelijk gedeelde taal denkbepelden over marktinzicht verder te brengen.¹

1.2 Monitoring leveringszekerheid

De monitoring leveringszekerheid die TenneT jaarlijks uitvoert, geeft een verwachting voor de ontwikkeling van de leveringszekerheid. Om een beeld te krijgen van de ontwikkeling van vraag en aanbod gebruikt TenneT een nationaal model, waarin Nederland als een geïsoleerd systeem wordt beschouwd. Voor de interactie met buurlanden doet TenneT daarnaast simulaties met een regionaal model – ontwikkeld in samenwerking met TSO's uit buurlanden – waarin vraag en aanbod van het gehele Europese elektriciteitssysteem wordt meegenomen. Verder hanteert TenneT scenario's met alternatieve aannames om zo onzekerheden te analyseren over onder andere uitval van centrales en invloed van het weer.

Uit deze analyses ontstaat een beeld van de ontwikkeling van de leveringszekerheid. TenneT kan op basis hiervan de minister van EZK eventueel adviseren maatregelen te nemen ter verbetering van de leveringszekerheid. Het is vervolgens de verantwoordelijkheid van de minister om een besluit te nemen tot het invoeren van (additionele) maatregelen, of om te besluiten dit niet te doen.

TenneT hanteert bij dit advies als indicator voor leveringszekerheid de *Loss of Load Expectation (LOLE)*, een verwachtingswaarde voor het aantal uur per jaar waarin met de beschikbare productiecapaciteit niet aan alle vraag kan worden voldaan. Voor Nederland is traditioneel een *LOLE*-norm van vier uur aangenomen. Dit houdt in dat het risico aanvaardbaar wordt geacht dat er gemiddeld gedurende maximaal vier uur per jaar tekorten kunnen ontstaan. De *LOLE* zegt echter niets over de omvang van de schaarste. TenneT gebruikt daarom ook de *(Expected) Energy Not Served ((E)ENS)* als indicator. Deze geeft inzicht in hoeveel energie niet geleverd kan worden bij een bepaalde elektriciteitsvraag in een periode. Daarnaast bevat de monitoring indicatieve capaciteitswaarden die in geval van een tekort aangeven hoeveel capaciteit ontbreekt (opgesteld in de Nederlandse markt of te importeren uit het buitenland) om aan de *LOLE*-norm te voldoen.

De uitbreiding van de monitoring met de *(E)ENS* en indicatieve capaciteitswaarden, draagt bij aan het streven dat in het Klimaatakkoord is afgesproken om te komen tot een samenhangend beeld van de ontwikkeling van de leveringszekerheid en de relevante aspecten hierbij. Deze uitgebreide monitoring moet zich richten op:

- a) de geïnstalleerde en geplande capaciteit (CO₂-vrije) regelbare productiecapaciteit en de verwachte beschikbaarheid en inzet van deze capaciteit bij de voorziene toekomstige marktomstandigheden,
- b) de ontwikkeling van demand side response,
- c) buffering en
- d) de ontwikkelingen in het buitenland.

EZK en TenneT werken aan uitbreiding van de monitoring met additionele indicatoren om nieuwe marktontwikkelingen de komende jaren beter te vatten.

¹ Eerdere en nieuw geformuleerde begrippen zijn beide in dit rapport *cursief* weergegeven en beschreven in bijlage 3.

1.3 Korte & lange termijn flexibiliteitsbehoefte

Gezien de geplande grootschalige inpassing van weersafhankelijke duurzame energiebronnen voorziet het Klimaatakkoord dat er een groter beroep gedaan zal worden op flexibiliteit van het systeem om vraag en aanbod onder alle omstandigheden op elkaar af te stemmen. Daarbij wordt veelal onderscheid gemaakt in de behoefte aan korte termijn *flexibiliteit* (<48 uur) en lange termijn *flexibiliteit* (>48 uur). Het onderscheid tussen wat we korte en lange termijn *flexibiliteit* noemen zit in de eigenschap of een bron van *flexibiliteit* netto elektriciteit kan toevoegen aan het systeem. Bronnen voor korte termijn *flexibiliteit* kunnen pieken en dalen in productie en consumptie typisch uitvlakken binnen een tijdsvenster van etmalen (indicatief 48 uur), zonder hierbij netto elektriciteit toe te voegen aan het systeem, of de vraag netto te verminderen.² Bronnen die elektriciteit aan het systeem kunnen toevoegen, of verminderen via *demand (side) response*, en dit gedurende een langere periode vol kunnen houden, voorzien daarmee in de behoefte aan lange-termijn *flexibiliteit*.³

Het Klimaatakkoord veronderstelt dat er met de ontwikkelingen in het energiesysteem richting 2030 in potentie voldoende opties beschikbaar komen om de korte termijn flexibiliteitsvraag op te vangen. Het invullen van de lange termijn flexibiliteitsbehoefte lijkt een grotere opgave, zeker in een extreem weerjaar.⁴ TenneT analyseert het effect van bovengenoemde ontwikkelingen in het energiesysteem - al dan niet gestimuleerd met beleid - op leveringszekerheid en publiceert de resultaten jaarlijks in het monitoringrapport.

Traditioneel wordt de balans tussen vraag en aanbod in de elektriciteitsmarkt voornamelijk bereikt door regelbare conventionele productie af te stemmen op de afname, die verschilt van moment tot moment.⁵ Bij een groter aandeel weersafhankelijke duurzame productie, worden langdurige opslag (buffering) en het afstemmen van de vraag op het beschikbare aanbod via *demand (side) response* echter evenzo belangrijk als bouwstenen voor leveringszekerheid. Bestaande en wellicht ook nieuwe regelbare conventionele centrales zullen gedurende de energietransitie een belangrijke rol blijven spelen bij het afstemmen van vraag en aanbod. De maatschappelijke kosten om de balans te bereiken zullen uiteindelijk bepaald worden tussen enerzijds de kosten voor het realiseren van nieuwe *productiemiddelen*, opslag en voorzieningen voor *demand (side) response*⁶, en anderzijds de kosten voor het afschakelen of verminderen van de vraag.⁷

De werkgroep zocht voor deze opdracht van de OTE naar beleidsmaatregelen die extra kunnen bijdragen aan leveringszekerheid wanneer uit de monitoring blijkt dat deze in het geding komt. Zoals later in dit rapport verder wordt uitgelegd, is een heel spectrum van opties besproken, van lichte maatregelen die binnen de kaders van de *energy-only market* sturen op het sterker borgen van leveringszekerheid door marktpartijen, tot meer ingrijpende extra maatregelen waarvan inzet alleen maar gerechtvaardigd kan zijn als er grote risico's voor leveringszekerheid zijn.

² Bijvoorbeeld opslag en *demand (side) response* waarbij energievraag verschoven wordt over de tijd.

³ Bijvoorbeeld regelbare productiemiddelen, lange-termijn buffers of *demand (side) response* uit hybride systemen. Deze bronnen kunnen ook voorzien in de korte-termijn *flexibiliteit* behoefte.

⁴ Bijlage 2 bevat een scenario met een inschatting van TenneT van flexibele vermogenswaarden die vereist zouden kunnen zijn om in de elektriciteitsvraag te voorzien in aanvulling op de weerafhankelijke productie die wordt uitgerold op grond van de plannen voorzien in het Klimaatakkoord.

⁵ De fluctuatie is vooral afhankelijk van de momentane behoefte van de afnemer. Er is hierbij maar in beperkte mate sprake van *prijselasticiteit*: de vraag is inelastisch.

⁶ Ook wel aangeduid als de *CONE: Cost of New Entry (for generation, or demand response)*, zie verder paragraaf 1.6.

⁷ Ook wel aangeduid als de *VOLL: Value of Lost Load*, zie verder paragraaf 1.5 en 1.6.

1.4 Energy-only markt als uitgangspunt

Volgens het Klimaatakkoord is de huidige Nederlandse markt naar zijn aard een goede basis om de systeemopgave tot 2030 op kosteneffectieve wijze in te vullen en sluit het aan bij de Europese wet- en regelgeving. De systeemopgave omvat het tijdig voorzien in de lange termijn behoefte aan *flexibiliteit*. De huidige Nederlandse markt voor elektriciteit is gebaseerd op de principes van de *energy-only markt*. Hierin wordt het volledig aan de markt overgelaten om voldoende *zekere capaciteit* beschikbaar te hebben om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Onderstaand kader bevat enkele uitgangspunten van de *energy-only markt* als beschreven in OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017).

Uitgangspunten *energy-only markt*

- Producenten worden voornamelijk vergoed voor de verkoop van elektriciteit op de markt en de levering van ondersteunende diensten aan TSO's en DSO's
- Vaste kosten worden hoofdzakelijk gedekt met infra marginale- en schaarse-opbrengsten
- De markt genereert prijssignalen op basis van vraag en aanbod
- De waarde van flexibiliteit wordt weerspiegeld in de volatiliteit van elektriciteitsprijzen (inclusief de onbalansprijs)
- Prijsplafonds mogen prijsvorming op de groothandelsmarkt niet beperken

Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943 (hierna: Verordening), onderdeel van het Europese Clean Energy Package, beschouwt de *energy-only markt* (impliciet) als streefnorm. Dit blijkt uit de beginselen die het definieert voor het beheer van de elektriciteitsmarkt.⁸ Centraal hierin staat dat prijsvorming op basis van vraag en aanbod resulteert in prikkels aan marktpartijen om beschikbaar te zijn om elektriciteit te leveren wanneer de markt daar het meest behoefte aan heeft. Daarnaast moeten nationale marktregels de ontwikkeling stimuleren van flexibele productie, duurzame productie en meer flexibele vraag.

Hoewel het Nederlandse marktmodel in grote lijnen aansluit bij de principes van de *energy-only markt*, onderkent de werkgroep dat de bereidheid van verschillende marktpartijen om te investeren op basis van deze principes onder druk staat door de veranderende marktdynamiek, onder meer als gevolg van de verduurzaming van het energiesysteem. Investerings in (CO₂-vrij) *regelbaar vermogen* moeten namelijk terugverdiend worden in steeds geringer, maar ook steeds onvoorspelbaarder aantal uren omdat weersafhankelijke duurzame productie zonder marginale kosten een groter aandeel in de elektriciteitsproductie krijgt. Import- en exporteffecten spelen hierbij ook een rol. Verder is beleid, zowel nationaal als internationaal, continu in ontwikkeling en vormt daarmee ook een bron van onzekerheid. Al deze onzekerheden verhogen het risicoprofiel van investeringen in nieuw (CO₂-vrij) *regelbaar vermogen*, waardoor de kans toeneemt dat de maatschappelijk gewenste capaciteit om de leveringszekerheid te waarborgen niet op tijd aanwezig is.

1.5 Belang van inzicht in de *Value of Lost Load*

Gezien de risico's voor investeringen in (CO₂-vrij) *regelbaar vermogen* is het belangrijk om voorzieningen voor *flexibiliteit* van de vraag te realiseren, zodat de vraag beter afgestemd kan worden op het

⁸ Zie bijlage 1 voor artikel 3 van de Verordening waar deze beginselen zijn opgesomd.

weersafhankelijke aanbod van elektriciteit uit duurzame bronnen. Hiervoor zijn marktpartijen gebaat bij een beter inzicht in de *Value Of Lost Load (hierna: VoLL)*. Dit is de geschatte prijs die afnemers maximaal bereid zijn te betalen om elektriciteit geleverd te krijgen, in plaats van afgeschakeld te worden. Deze verschilt tussen verschillende (typen) afnemers en van moment tot moment.

Wanneer de prijs voor een afnemer boven diens *VoLL* komt, zou die vanuit een kostenperspectief bereid moeten zijn om af te schakelen, of om afname te verminderen. Deze *prijselasticiteit* is belangrijk in het elektriciteitssysteem van de toekomst en doorbreekt het traditionele denken dat leveringszekerheid enkel gewaarborgd is als er voldoende *regelbaar vermogen* is om in de piekvraag te voorzien. Het is de verwachting dat er hoge elektriciteitsprijzen zijn wanneer het aanbod van weersafhankelijke duurzame productie schaars is. Met name in langer durende perioden van weinig wind en zon zullen *schaarsteprijzen* optreden. Het komt de leveringszekerheid ten goede als afnemers in zulke situaties hun vraag verminderen. Als meer afnemers op deze manier reageren op prijsprikkels wordt de elektriciteitsprijs bepalender voor de vraag.

De piekvraag ging in het verleden in de regel gepaard met hoge prijzen. In een energiesysteem met een grootschalige inpassing van weersafhankelijke duurzame energiebronnen is te verwachten dat de vraag juist piekt bij lage prijzen. De vraag past zich aan op het overvloedige aanbod. Het is dan bijvoorbeeld aantrekkelijk om elektriciteit uit duurzame weersafhankelijke bronnen waar op dat moment geen directe vraag naar is op te slaan in batterijen en deze weer te verkopen wanneer prijzen stijgen. Ook kan de overvloedige elektriciteit direct omgezet worden in een andere energiedrager (*power-to-x*), om de opgewekte energie op een andere markt dan die voor elektriciteit ten gelde te maken.

Met inzichten in de bereidheid van afnemers om hun vraag aan te passen bij verschillende prijsniveaus kunnen marktpartijen hierover nadere afspraken maken. Hierbij is het volume aan afname (MWh) dat een bepaald type afnemer kan verminderen relevant, evenals het tijdsbestek (uren) dat deze afname kan voortduren en de minimale voorbereidingstijd voordat tot vermindering kan worden overgegaan. Met deze aanvullende inzichten kunnen zowel leveranciers als afnemers zich voorbereiden om afname af te stemmen op elektriciteitsproductie binnen de structuren van de *energy-only markt*, ten behoeve van de leveringszekerheid van het gehele elektriciteitssysteem.

1.6 Het Europese leveringszekerheidskader

Wanneer producenten in aanvulling op de *energy-only markt* vanuit publieke middelen vergoed worden voor het beschikbaar houden van regelbare capaciteit is er sprake van een *capaciteitsmechanisme*.⁹ Volgens de Europese Commissie zijn verdere kenmerken van *capaciteitsmechanismen* dat ze (i) op initiatief van of met betrokkenheid van de overheid worden ingesteld, (ii) met het primair doel om leveringszekerheid te waarborgen, en (iii) als gevolg hebben dat capaciteitsaanbieders inkomsten krijgen bovenop hun reguliere verdiensten in de elektriciteitsmarkt.¹⁰

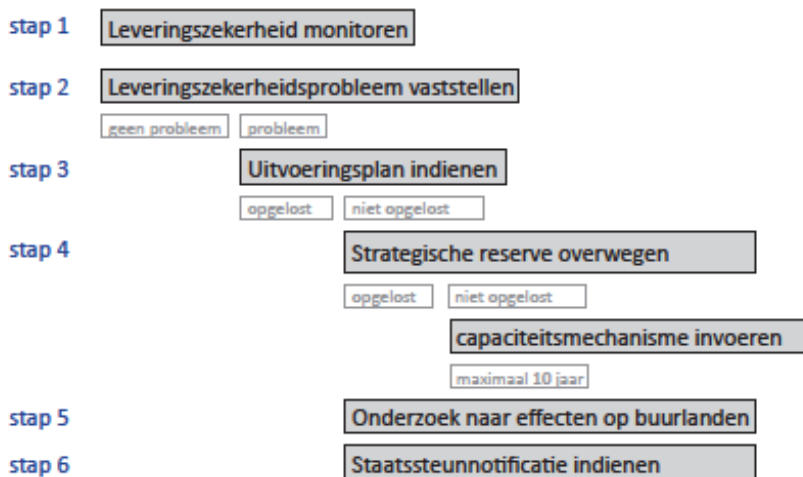
⁹ Zie artikel 2(22) van de Verordening.

¹⁰ Zie p. 7 van de Capacity Mechanism Sector Inquiry', beschikbaar via:

https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf.

Ongeveer de helft van de EU-lidstaten heeft dergelijke instrumenten geïmplementeerd of overweegt implementatie.¹¹ De Verordening beschouwt *capaciteitsmechanismen* echter als marktverstoring.¹² Daarom is een uitgebreid proces opgesteld om ervoor te zorgen dat lidstaten alleen een *capaciteitsmechanisme* invoeren wanneer initiatieven ter verbetering van de *energy-only markt* onvoldoende perspectief geven op verbetering van de leveringszekerheid. Als een lidstaat een *capaciteitsmechanisme* in wil voeren moet het de volgende stappen doorlopen.

Stappen bij invoeren capaciteitsmechanisme



Toelichting:

1. **Leveringszekerheid monitoren** op Europees niveau en eventueel aanvullend op nationaal niveau (*artikel 20, eerste lid*).

Voor het monitoren op zowel Europees als nationaal niveau stelt de Verordening voorschriften – onder meer ten aanzien van de zichttermijn (tien jaar) en wijze van modellering (probabilistisch) – en geeft het ENTSO-e de opdracht om methodologieën te ontwikkelen die nadere invulling geven aan indicatoren voor de beoordeling van leveringszekerheid. Hieruit moet duidelijk worden hoe een lidstaat de *VoLL*, de *Cost of New Entry (for generation, or demand response)* (*hierna: CONE*) en een betrouwbaarheidsnorm opstelt. Deze methodologieën dienen medio 2020 door ACER te worden goedgekeurd.

2. **Leveringszekerheidsprobleem vaststellen** en kijken of belemmeringen door regulering en marktverstoringen hiervan de oorzaak zijn (*artikel 20, tweede lid*).

Om aan te tonen dat het vereiste niveau van leveringszekerheid niet behaald wordt, moet een lidstaat eerst een *betrouwbaarheidsnorm* vaststellen op basis van de ENTSO-e methodologie. De Verordening vereist dat deze wordt berekend met de *VoLL* en *CONE* en dat de norm wordt uitgedrukt in de acceptabele *LOLE* en *(E)ENS* voor het betreffende land. Pas als uit de Europese én eventuele nationale monitor blijkt dat niet aan de betrouwbaarheidsnorm wordt voldaan, is er in het kader van de Verordening sprake van een leveringszekerheidsprobleem.

¹¹ Zie bijlage 4 voor een overzicht van verschillende *capaciteitsmechanismen* in andere Europese lidstaten.

¹² Zie overweging 24 van de Verordening.

3. **Uitvoeringsplan indienen** voor verbetering van de markt bij de Europese Commissie; advies van de Commissie volgt binnen 4 maanden (*artikel 20, derde en vierde lid*).

De lidstaat moet dit probleem in eerste instantie op proberen te lossen door het wegnemen van belemmeringen door regulering of marktverstoringen. Een tijdsschema met acties hiertoe moeten worden beschreven in een *Uitvoeringsplan*, dat de lidstaat vervolgens indient bij de Europese Commissie. De Verordening benoemt verbetermaatregelen om te overwegen in dit *Uitvoeringsplan*, zoals het invoeren van een prijsfunctie op basis van schaarste voor *balanceringsenergie (ORDC)* en het stimuleren van zowel opslag als *demand (side) response*.¹³

4. **Strategische reserve overwegen** als oplossing voor leveringszekerheidsprobleem (*artikel 21, derde lid*).
5. **Onderzoek naar effecten op buurlanden** met raadpleging belanghebbenden (*artikel 21, tweede lid*).
6. **Staatssteunnotificatie indienen** bij de Europese Commissie (*artikel 21, eerste lid*).

Wanneer uit het advies van de Europese Commissie blijkt dat verbetering van de *energy-only market* op basis van het *Uitvoeringsplan* geen perspectief biedt op verbetering van de leveringszekerheid staat de weg naar een *capaciteitsmechanisme* open. Alleen als aangetoond kan worden dat een *strategische reserve* geen oplossing kan bieden kan een ander type *capaciteitsmechanisme* voorgesteld worden. Pas wanneer de Europese Commissie besloten heeft dat het voorgestelde *capaciteitsmechanisme* als staatssteunmaatregel verenigbaar is met de interne markt kan de lidstaat tot invoering overgaan.

Bovenstaande procedure vormt het Europese leveringszekerheidskader. Het op te leveren Nederlandse kader dat gebruikt kan worden op het moment dat de monitoring laat zien dat de ontwikkelingen in de markt niet toereikend zijn om de leveringszekerheid op termijn te blijven garanderen, moet in overeenstemming zijn met deze Europese regels. Dat wil in ieder geval zeggen dat:

- de monitoring aan Europese standaarden moet voldoen,
- de *VoLL en CONE* gebruikt moeten worden om leveringszekerheid te beoordelen, en
- verbetering van de *energy-only market* prioriteit heeft bij het oplossen van een leveringszekerheidsprobleem.

De Verordening stelt verder nog eisen voor maximale toegestane emissies van productiemiddelen die steun ontvangen via een *capaciteitsmechanisme*.¹⁴ Dit voorkomt dat de meest vervuilende centrales op die manier met overheidssteun gerealiseerd worden of in stand blijven. De Rijksoverheid is daarmee voor de invulling voor het kader gebonden aan de bepalingen van de Verordening.

Met de inzet van beleidsinstrumenten ter verbetering van de werking van de markt en studies naar de *VoLL, CONE* en *betrouwbaarheidsnorm* hoeft overigens niet gewacht te worden op een signaal uit de

¹³ Zie art. 20, derde lid van de Verordening in bijlage 1 voor alle elementen van het *Uitvoeringsplan*. Recent hebben België, Groot-Brittannië, Ierland, Litouwen, Noord-Ierland en Polen een *Uitvoeringsplan* ingediend, beschikbaar via: https://ec.europa.eu/energy/consultations_en?redir=1.

¹⁴ Zie hiervoor artikel 22, vierde lid, vervat in bijlage 3 en de technische toelichting hierbij die opgesteld is door ACER. Opinion No. 22/2019 of The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast), beschikbaar via: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20values%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf.

monitoring, mits de betreffende maatregelen passen binnen de kaders van de *energy-only markt*. Sterker nog: zulke initiatieven helpen om marktpartijen beter in staat te stellen om vraag en aanbod bij elkaar te brengen in de nieuwe marktdynamiek en dat is gunstig voor de leveringszekerheid. Als er vervolgens toch een leveringszekerheidsprobleem ontstaat van een dusdanige orde dat een *capaciteitsmechanisme* in beeld komt, dan heeft vroege actie waarde door tijdswinst bij het doorlopen van de Europese procedure. Het doorlopen van alle stappen van het Europees voorgeschreven proces kan namelijk enkele jaren duren.

2. Beleidsinstrumenten: scope en categorisering

2.1 Scope

De werkgroep benadert leveringszekerheid vanuit de balans tussen vraag en aanbod en veronderstelt een 'koperen plaat' waarbij elektriciteitsnetten geen beperking vormen voor transport om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Ook wordt aangenomen dat er een liquide markt is waarin (al dan niet duurzame) brandstoffen voor de productie van elektriciteit beschikbaar blijven. We bekijken maatregelen voor leveringszekerheid in dit project vanuit de nationale context, in de wetenschap dat de effectiviteit van maatregelen sterk afhankelijk kan zijn van het beleid in omringende buitenland. Het is raadzaam dat EZK deze internationale interacties bestudeert bij de verdere uitwerking van de instrumenten.

Ingedachte de procedure van de Verordening als beschreven in paragraaf 1.6, categoriseert dit hoofdstuk de voorgestelde beleidsinstrumenten in de volgende groepen:

- Passend binnen de kaders van de *energy-only markt* en eventueel op te nemen als onderdeel van het *Uitvoeringsplan* (paragraaf 2.2);
- *Capaciteitsmechanismen* (paragraaf 2.3).

Vervolgens worden hoofdkenmerken benoemd waarmee de instrumenten in hoofdstuk 3 afzonderlijk verder op hoofdlijnen worden beschreven.

2.2 Instrumenten binnen *energy-only markt*, eventueel als onderdeel *Uitvoeringsplan*

Omdat ze binnen de *energy-only markt* passen, hoeft met de ontwikkeling en inzet van instrumenten uit deze eerste categorie niet gewacht te worden op een signaal uit de monitoring. Ze hebben betrekking op elementen van marktverbetering die op grond van artikel 20, derde lid, van de Verordening door een lidstaat als marktverbeteringsactie overwogen moeten worden in het *Uitvoeringsplan*. Deze instrumenten kunnen (vanuit een 'no regret-insteek') proactief ingezet worden; hierdoor kan in een mogelijk later stadium de procedure om een *capaciteitsmechanisme* in te voeren sneller doorlopen worden. Elk instrument komt echter met bepaalde (neven)effecten - op de werking van de elektriciteitsmarkt of sociaaleconomisch vlak - die reden kunnen zijn om met inzet te wachten tot een signaal uit de monitoring.

Voor effectieve inzet van deze instrumenten kan redelijkerwijs verwacht worden dat de markt zelfstandig in actie komt om leveringszekerheidsrisico's te beperken. Instrumenten in deze categorie betreffen:

1. *Operating Reserve Demand Curve (ORDC)*
2. *Demand (side) response*: vrijwillig via reclamecampagne
3. *Demand (side) response*: vraagresponsverplichting voor leveranciers¹⁵

Deze drie instrumenten sluiten goed aan bij de vereiste elementen die voor het *Uitvoeringsplan* moeten worden beschouwd als verbetermaatregel. Daarnaast ziet de werkgroep nog twee mogelijke instrumenten waarmee leveringszekerheid verder kan worden gewaarborgd:

¹⁵ Zoals beschreven in paragraaf 3.3 moet verder onderzocht worden of dit instrument in overeenstemming is met de *energy-only markt*.

4. *CO2-vrij regelbaar vermogen, opslag en flexibiliteit stimuleren in bestaande beleidsinstrumenten*
5. *Demand (side) response*: Gedwongen afschakelen van afnemers met wetgeving en technische ingrepen

Met het opnemen van CO₂-vrij regelbaar vermogen, opslag en *flexibiliteit* in bestaande nationale beleidsinstrumenten kunnen er prikkels gegeven worden voor de ontwikkeling van nieuwe capaciteit. Dergelijke maatregelen passen binnen de *energy-only markt* en kunnen helpen om leveringszekerheidsrisico's te beperken.

Als laatste instrument binnen de kaders van de *energy-only markt*, stelt de werkgroep dat gedwongen afschakeling van afname specifiek kan worden toegepast - ten opzichte van de huidige praktijk waarbij via zogenoemde 'brown-outs' uiteindelijk hele netvlakken worden afgeschakeld om de veiligheid van het net te garanderen bij een leveringszekerheidsprobleem. Gedwongen afschakeling heeft ingrijpende effecten op de werking van de elektriciteitsmarkt, en gaat gepaard met grote ongewenste sociaaleconomische gevolgen. De afweging tussen deze negatieve effecten, en het geoorloofde doel van het borgen van de leveringszekerheid kan echter in de nationale context worden gemaakt onafhankelijk van de procedure van de Verordening voor *capaciteitsmechanismen*.

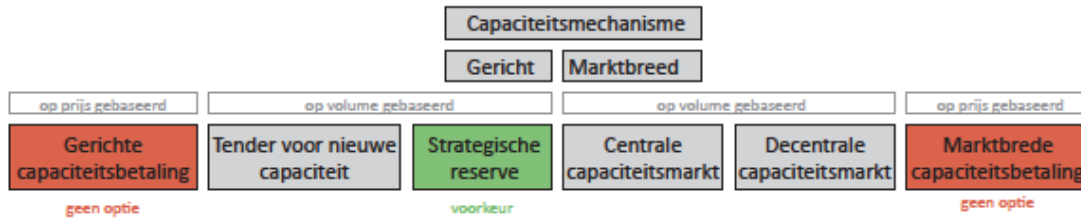
Hoeveel vermogen kan demand (side) response opleveren?

Om de potentie van de bijdrage van *demand (side) response* instrumenten in deze categorie voor de algehele leveringszekerheid te duiden, heeft de werkgroep een notie van leveringszekerheid besproken die afwijkt van het gangbare concept dat er altijd voldoende aanbod moet zijn om aan de piekvraag te voldoen. Als alternatief kan er namelijk gestreefd worden naar het voorzien in de elektriciteitsvraag die nodig is om de maatschappij op een basaal niveau te laten functioneren. Deze *Must Serve Load (MSL)* kan opgesteld worden uit de vraag van kritieke economische sectoren als de gezondheidszorg, energievoorziening, telecommunicatie en de vraag van huishoudens. Grofweg komt de *MSL* overeen met de vraag tijdens de kerstdagen. Deze ligt zo'n 5GW onder de piekvraag omdat veel afnemers zonder continue maatschappelijk kritische processen hun vraag dan geminimaliseerd hebben. In tegenstelling tot kerst hebben perioden van weinig wind en zon geen vaste plek op de kalender. De vraag die op relatief economisch efficiënte wijze verminderd kan worden ligt daarom vermoedelijk lager dan 5GW. Een studie naar de *VoLL* als besproken in paragraaf 1.5 en 1.6 kan hiervoor waardevolle inzichten bieden.

2.3 Capaciteitsmechanismen

Vanuit de Verordening moet met de inzet van *capaciteitsmechanismen* worden gewacht tot de Europese Commissie een advies heeft gegeven over het *Uitvoeringsplan* waarin de lidstaat een tijdschema met maatregelen voor marktverbetering vaststelt. Alleen als het duidelijk lijkt dat ook wanneer dit *Uitvoeringsplan* uitgevoerd wordt er zorgpunten voor de leveringszekerheid resteren, kan een lidstaat (als uiterste maatregel) tijdelijk een *capaciteitsmechanisme* invoeren. Marktverbeteringsacties en een *capaciteitsmechanisme* kunnen zo gelijktijdig plaatsvinden. Er zijn veel vormen van *capaciteitsmechanismen*, maar in het algemeen stimuleren ze de bouw van nieuwe capaciteit of het in bedrijf houden van bestaande capaciteit. Zie volgend overzicht voor de verschillende vormen die bekend zijn bij de Europese Commissie.

Overzicht capaciteitsmechanismen



Mechanismen zijn 'gericht' wanneer specifieke centrales of technieken worden gestimuleerd; bij 'marktbrede' systemen wordt hierin geen onderscheid gemaakt. In 'op volume gebaseerde' mechanismen wordt bepaald hoeveel capaciteit beschikbaar moet zijn om leveringszekerheid te borgen en zal de prijs hiervoor middels marktmechanismen tot stand komen. In 'op prijs gebaseerde' systemen wordt juist eerst bepaald wat de wenselijke hoogte is van de vergoeding voor leveringszekerheid, waarna marktpartijen vervolgens uitmaken hoeveel capaciteit ze hiervoor beschikbaar willen stellen. Dan is er nog een onderscheid tussen mechanismen waarin een aangewezen partij centraal aanbesteedt ('*centrale capaciteitsmarkt*'), en stelsels die gebaseerd zijn op bilaterale afspraken ('*decentrale capaciteitsmarkt*').

Dit rapport gaat niet in op 'op prijs gebaseerde' mechanismen omdat daarvan verondersteld wordt dat ze geen adequate oplossing bieden voor leveringszekerheidsproblemen. Het risico dat met het beschikbare geld te veel of juist te weinig capaciteit wordt gerealiseerd is groot.¹⁶ Veel Europese landen hebben dit soort mechanismen de laatste jaren dan ook afgeschaft.

In dit rapport kijken we daarom uitsluitend naar de 'op volume gebaseerde' *capaciteitsmechanismen*, waarbij de Verordening bepaalt dat een *strategische reserve* de voorkeur heeft boven meer ingrijpende mechanismen. Pas als een *strategische reserve* een leveringszekerheidsrisico onvoldoende kan verminderen, mogen meer ingrijpende mechanismen worden overwogen. Varianten 6(b), 7 en 9(b) zijn niet eerder uitvoerig beschreven in het OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017).

6. *Strategische reserve*

- a. Tenders voor vangnetvermogen buiten de markt
- b. Centrales behouden omwille van hun systeemfunctie

7. Tender voor nieuwe capaciteit

8. *Centrale capaciteitsmarkt*

9. *Decentrale capaciteitsmarkt*

- a. Certificaten voor afdekken piekvraag
- b. Verplichting langetermijncontracten

¹⁶ Zie paragraaf 587 van Commission Staff Working Document accompanying the Final Report Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, beschikbaar via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>.

2.4 Kenmerken

Hieronder volgt een opsomming van de kenmerken, inclusief toelichting, waarmee de voorgestelde beleidsinstrumenten in het volgende hoofdstuk afzonderlijk op hoofdlijnen worden beschreven. De werkgroep acht deze kenmerken relevant voor de overweging welk instrument geschikt is voor een bepaald leveringszekerheidsprobleem. De doorlooptijd is bijvoorbeeld bepalend voor de geschiktheid om een acuut leveringszekerheidsprobleem op te lossen. Wanneer het lang duurt voordat een instrument effect heeft, is deze niet geschikt voor een acuut leveringszekerheidsprobleem, tenzij er tegelijkertijd een instrument wordt ingezet dat leveringszekerheid helpt waarborgen in de periode tot het andere instrument effect heeft.

1. Doorlooptijd voor implementatie

Indicatie van de tijd voordat een instrument effect heeft, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen de tijd voor administratieve voorbereiding (invoeringstijd) en de tijdspanne waarin het daadwerkelijke effect op leveringszekerheid verwacht wordt.

2. Zekerheid van functioneren

De verwachte mate van zekerheid dat het betreffende instrument leveringszekerheidsrisico's mitigeert.¹⁷

3. Vermogenspotentieel

Het geschatte aantal gigawatt (GW) dat het instrument bij inzet bij kan dragen aan de leveringszekerheid.

4. Type flexibiliteit

Een beschrijving of het instrument bijdraagt aan de korte (<48 uur) en/of lange termijn (>48 uur) flexibiliteitsbehoefte.

5. Rolverdeling

Beschrijving welke actoren nodig zijn om deze maatregel in te voeren en wat hun rolverdeling daarbij is.

6. Financiering en kostentoedeling

Opties voor toedeling van de kosten voor de maatregel.

7. Effecten op de *energy-only markt*

Voorziene effecten van het invoeren van het beleidsinstrument op principes van de *energy-only markt*.

8. Effect op CO₂-vrij elektriciteitssysteem

Een algemene verwachting van de mate waarin het instrument bijdraagt aan de realisering van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem en het voorkomen van CO₂-emissies.

9. Overige maatschappelijke consequenties

Waar relevant een indicatie van sociaaleconomische of andere maatschappelijke consequenties.¹⁸

¹⁷ Ook wanneer de effecten van een instrument getypeerd worden als 'zeker' wordt verondersteld dat in perioden van schaarste hoge prijzen optreden (*schaarsteprijzen*) waardoor afnemers geprikkeld worden om hun vraag te verminderen.

¹⁸ De werkgroep veronderstelt dat dit soort consequenties voornamelijk optreden bij instrument 2 (paragraaf 3.2) en 5 (paragraaf 3.5). De effecten van de andere instrumenten lijken vooral relevant voor de werking van de elektriciteitsmarkt.

3. Beleidsinstrumenten: beschrijving

Dit hoofdstuk beschrijft alle instrumenten afzonderlijk op hoofdlijnen aan de hand van de kenmerken benoemd in paragraaf 2.4. De werkgroep wil EZK hiermee een denkrichting bieden voor verdere uitwerking van de opties. De beschrijving van de kenmerken is gebaseerd op voorstellen van leden van de werkgroep en bespreking hiervan in werksessies. Sommige zaken kennen echter vele afhankelijkheden waardoor de beschrijving inherent onzeker is. Het is mogelijk dat de inzet van een bepaald instrument een ander uitsluit, maar doorgaans kunnen de voorgestelde instrumenten ook naast elkaar ingezet worden. Wanneer ze goed op elkaar zijn afgestemd kan dit hun werking zelfs verbeteren, ten behoeve van de leveringszekerheid.

3.1 Operating Reserve Demand Curve (ORDC)

Deze maatregel richt zich op het ophogen van de *onbalansprijs* om daarmee prijsprikkels aan de *balanceringsmarkt* te geven. Met een algoritme wordt een prijsopslag gecreëerd die wordt opgeteld bij de prijs voor *balanceringsenergie* die tot stand komt op basis van biedgedrag van marktpartijen. Door de *VoLL* bepalend te laten zijn voor de prijsopslag wordt deze sterk positief in tijden van schaarste en juist laag of nul als er veel back-up capaciteit aanwezig is. Het idee is dat er frequenter hogere *onbalansprijzen* optreden door de maatschappelijke kosten van onvrijwillige afschakeling mee te nemen in de prijsbepaling. Prijssignalen kennen daarmee extra waarde toe aan leveringszekerheid in momenten van schaarste waardoor marktpartijen sterkere prikkels krijgen om te reageren met beschikbare capaciteit en eerder geneigd kunnen zijn om te investeren in nieuwe capaciteit.

Het instellen van een functie voor prijsbepaling op basis van schaarste voor *balanceringsenergie* moet overwogen worden als onderdeel van het *Uitvoeringsplan*.¹⁹ Een uitgebreide beschrijving van de *ORDC* is opgenomen in het OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017).

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: voorbereiden regelgeving en doorlopen proces wijzigen Netcode Elektriciteit: 1 tot 2 jaar. Tijd voor effect op leveringszekerheid: nader te onderzoeken.
Zekerheid van functioneren	Bepert. Het effect is afhankelijk van de reactie van marktpartijen op de ophoging van de <i>onbalansprijs</i> . De hoogte van de opslag is daarbij van groot belang, alsmede de (verwachte) frequentie van het optreden van het effect.
Vermogenspotentieel	Onzeker.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte termijn <i>flexibiliteit</i> door een financiële prikkel om te reageren in tijden van schaarste en aan lange termijn <i>flexibiliteit</i> als de prijsprikkels aanzetten tot investeringen in nieuwe capaciteit of ertoe leiden dat bestaande capaciteit in bedrijf blijft.
Rolverdeling ²⁰	<ul style="list-style-type: none">- TenneT ontwikkelt methodologie voor bepalen prijsfunctie;- ACM beoordeelt methodologie;

¹⁹ Zie artikel 20, derde lid, onderdeel c van de Verordening, opgenomen in bijlage 1.

²⁰ Deze rolverdeling volgt uit artikel 44, derde lid Verordening (EU) 2017/2195 Richtsnoeren Elektriciteitsbalancing. Hoewel hierin geen rol is voorzien voor EZK, moeten overwegingen voor het instellen van de prijsfunctie door EZK worden aangedragen als onderdeel van in het *Uitvoeringsplan*, mocht invoering van een *capaciteitsmechanisme* relevant worden.

	- TSO voegt prijsopslag toe aan onbalansprijs in tijde van schaarste.
Financiering en kostentoedeling	De kosten worden via de <i>onbalansprijs</i> toegerekend aan balanceringsverantwoordelijke partijen (BRP's) die in onbalans zijn op het moment dat de <i>ORDC</i> wordt ingezet.
Effecten op de <i>energy-only</i> markt	Het doel is om op basis van een vooraf vastgestelde regel frequentere <i>schaarsteprijzen</i> te laten ontstaan alsmede om zelden voorkomende maar meer extreme <i>schaarsteprijzen</i> te vermijden. Er wordt een 'kunstmatig' element ingebracht in de <i>energy-only markt</i> door <i>schaarsteprijzen</i> te creëren met de administratief vastgestelde prijsopslag en deze op te tellen bij de prijs die tot stand komt op basis van het biedgedrag van de marktpartijen.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	Omdat de prijsprikkel technologieneutraal wordt toegepast is geen duidelijk negatief of positief effect op de CO2-uitstoot van de elektriciteitssector voorzien.
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien



3.2 Demand (side) response: vrijwillig via reclamecampagne

In deze variant van *demand (side) response* worden bedrijven en consumenten in een campagne bewust gemaakt van de invloed van hun energievraag op de leveringszekerheid. Via advertenties, online-campagnes en persberichten wordt het gesprek over de noodzaak van vraagelasticiteit in het toekomstige energiesysteem geïnitieerd. "Beperk uw gebruik want morgen is het code rood" vormt de kernboodschap.²² Een voorbeeld voor de beïnvloeding van consumentengedrag is te vinden in België waar een 'stroomindicator' dagelijks de status van de leveringszekerheid simpel weergeeft met bijbehorende instructies aan consumenten voor hun stroomgebruik.²³

Praktisch gezien bestaat de benadering uit twee fasen:

- een voorbereidingsperiode die als doel heeft om een breder maatschappelijk besef te creëren dat het energiesysteem verandert in de periode dat er nog geen concrete zorgen zijn over leveringszekerheid;
- een korte maar intensieve campagne op de momenten dat de vrijwillige vraagvermindering nodig is.

²¹ Tijdsplan geschetst in paragraaf 1-10 van CREG Note (Z)1986, On the implementation of a scarcity pricing mechanism in Belgium, carried out pursuant to Article 23, §2, second paragraph, of the Law of 29 April 1999 on the organisation of the electricity market, 12 September 2019, beschikbaar via: <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z1986>

²² De effectiviteit van dit instrument kan groter worden door inzet via organisatievormen die vrijwillige vraagvermindering faciliteren, bijvoorbeeld via de aggregatie van verbruiksprofielen door energiecoöperaties.

²³ Zie <https://offon.be/nl> en <https://www.elektriciteit-in-evenwicht.be/>.

De overheid die haar burgers oproept tot matigen (in tijden van schaarste) kan parallel ook zelf het goede voorbeeld geven door haar eigen verbruik op die momenten te reduceren: sluiten van overheidsgebouwen, de straatverlichting uit, elektrische auto's van overheidsorganisaties die niet geladen worden, etc.

De acties voorzien bij dit instrument hebben beperkte invloed op de vrije prijsvorming, of andere beginselen voor het beheer van de elektriciteitsmarkt uit artikel 3 van de Verordening. Maatregelen aan de vraagzijde moeten overwogen worden als onderdeel van het *Uitvoeringsplan*.²⁴

Doorlooptijd voor implementatie	Ad hoc.
Zekerheid van functioneren	Onzeker.
Vermogenspotentieel	Onzeker maar potentieel tot <i>MSL</i> .
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte termijn <i>flexibiliteit</i> in het geval van 'code rood', lange termijn <i>flexibiliteit</i> als de campagne daadwerkelijk leidt tot toenemende vraagelasticiteit in het elektriciteitssysteem.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid neemt initiatief tot een communicatiecampagne ter bewustwording en een nieuwe campagne op momenten dat de risico's voor leveringszekerheid groot zijn; - Afnemers, zowel particulieren als grootverbruikers, verminderen hun verbruik voor een korte tijd.
Financiering en kostentoedeling	Projectkosten Rijksoverheid.
Effecten op de <i>energy-only</i> markt	Gering. Door de campagne daalt de vraag waardoor elektriciteitsprijzen ten tijde van schaarste wellicht minder hoog worden.
Effect op CO₂-vrij elektriciteitssysteem	Omdat <i>demand (side) response</i> technologieneutraal kan worden toegepast is geen duidelijk negatief of positief effect op de CO ₂ -uitstoot van de elektriciteitssector voorzien.
Overige maatschappelijke consequenties:	Toenemende onzekerheid bij huishoudens en (groot)zakelijke afnemers over de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening.

3.3 Demand (side) response: vraagresponsverplichting leveranciers

Deze variant richt zich op de leverancier van elektriciteit. Bij wet zou geregeld kunnen worden dat leveranciers voor een bepaald percentage van het totale gecontracteerde volume (in MWh) elektriciteit aan afnemers *demand (side) response* voorzieningen opnemen.²⁵ Leveranciers worden hierdoor gestimuleerd om samen met hun klanten actief te kijken in hoeverre de vraag kan worden teruggeschroefd in het geval dat er onvoldoende aanbod is. De gedachte is dat zo duidelijk wordt dat de vermogensvraag van afnemers enkel tot een bepaalde grens gewaarborgd is. Het gedeelte van de leveringsverplichtingen waarvoor flexibiliteitsvoorzieningen zijn getroffen vormt dan een buffer die ervoor zorgt dat de vraag afneemt naarmate marktprijzen stijgen (bij schaarste). Het betreft een vorm van vraagsturing met een

²⁴ Zie artikel 20, derde lid, onderdeel c van de Verordening, opgenomen in bijlage 1.

²⁵ Dit zou afgestemd kunnen worden op een verplichting voor leveranciers om hun energievraag voor langere termijn af te dekken, als voorzien bij instrument 3.9(b). Beide instrumenten beogen prikkels te introduceren zodat een leverancier voorbereid is om ook in (gecontracteerde) vraag naar elektriciteit te kunnen voorzien in perioden van schaarste, bijvoorbeeld in langer durende perioden van weinig wind en zon. Ook kan gemandateerd worden dat de leverancier (standaard) vormen van dynamisch beprijzen in leveringscontracten met afnemers opneemt.

volumeverplichting voor de leverancier, waarbij de eindgebruikers de bereidheid 'leveren' om tegen een bepaalde prijs de vraag te verlagen. Voor (groot)zakelijke afnemers die zonder tussenkomst van een leverancier elektriciteit inkopen kan een overeenkomstige flexibiliteitsverplichting overwogen worden.

Praktisch moet het volgende zeker gesteld worden:

- een gedeelte van de vraagbiedingen op de elektriciteitsbeurs is beneden de technische maximum prijs (€ 3000/MWh);
- flexibiliteitsvoorzieningen bij klanten die de technische middelen hebben om daadwerkelijk op prijssignalen te kunnen reageren.

Leveranciers moeten hun contracten aanpassen met afnemers. Een centrale instantie moet controleren of contracten aangepast worden en toezien op biedingen op de elektriciteitsbeurzen.

Er is in deze optie geen sprake van expliciete vergoeding van de beschikbaarheid van capaciteitsaanbieders, waardoor dit beleidsmiddel op het eerste oog niet onder de definitie van een *capaciteitsmechanisme* valt.²⁶ Afhankelijk van de verdere uitwerking kan een dergelijke decentrale verplichting ertoe leiden dat het voor een leverancier aantrekkelijk wordt om leveringscontracten af te sluiten met een afnemer met bepaalde *demand (side) response* mogelijkheden (of potentie daarvoor na verdere investeringen in technische middelen voor afregelen), waardoor beargumenteerd kan worden dat impliciet waarde wordt toegekend aan de aanbieder van de afregelcapaciteit. In dat geval kan dit instrument net als het Franse systeem (verder beschreven onder 3.8) gezien worden als *capaciteitsmechanisme*. De Rijksoverheid zou op basis van een uitgewerkte variant hierover in discussie kunnen gaan met de Europese Commissie. Maatregelen aan de vraagzijde moeten in elk geval overwogen worden als onderdeel van het *Uitvoeringsplan*.²⁷

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 4-5 jaar bestaande uit voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar), discussie met Europese Commissie over proces voor <i>capaciteitsmechanismen</i> (1 jaar) en aanpassen contracten (tot 1 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: per direct. Wanneer geïnvesteerd moet worden in nieuwe <i>demand (side) response</i> capaciteiten om aan de eisen te voldoen zal er meer tijd nodig zijn de gewenste flexibiliteitsbuffer te bereiken.
Zekerheid van functioneren	Onzeker. De reactie is afhankelijk van de effectiviteit van de sancties voor de leverancier voor niet naleven en de daadwerkelijke reactie van de afnemer overeenkomstig de contractuele afspraken in tijden van schaarste.
Vermogenspotentieel	Geschat op 0-3 GW; afnemers moeten technische voorzieningen treffen om daadwerkelijk technisch in staat te zijn om te reageren.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte termijn en lange termijn <i>flexibiliteit</i> omdat afgesproken kan worden dat <i>demand (side) response</i> wordt

²⁶ In tegenstelling tot bijvoorbeeld het direct aanbesteden van *demand (side) response* door de TSO bij afnemers, een optie die onder meer is toegepast in Duitsland, Frankrijk en Griekenland. De Europese Commissie beschouwt zulke tenders als een specifieke vorm *strategische Reserve*, zie paragraaf 513 van Commission Staff Working Document accompanying the Final Report Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, beschikbaar via:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>.

²⁷ Zie artikel 20, derde lid, onderdeel c van de Verordening, opgenomen in bijlage 1.

	nageleefd gedurende een langere periode.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid creëert wettelijke mogelijkheid; - Leverancier legt vraagrespons contractueel vast in overeenkomsten met afnemers; - Centrale instantie (bijvoorbeeld ACM) ziet toe op aanpassing contracten en biedgedrag op elektriciteitsbeurs.
Financiering en kostentoedeling	Transactiekosten voor leverancier en afnemer, kosten voor toezicht door centrale instantie.
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	Extra eisen aan contracten. Verlaging van <i>schaarsteprijzen</i> , welke de bovengenoemde transactiekosten (deels) compenseren.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	Omdat <i>demand (side) response</i> technologie neutraal kan worden toegepast is geen duidelijk negatief of positief effect op de CO2-uitstoot van de elektriciteitssector voorzien.
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

3.4 CO2-vrij regelbaar vermogen, opslag en flexibiliteit stimuleren in bestaande beleidsinstrumenten

Leveringszekerheid kan ook nadrukkelijker als belang in bestaande beleidsinstrumenten worden meegewogen. Bijvoorbeeld bij subsidies, tenders, vergunningen en ruimtelijke instrumenten voor duurzame energieproductie. Hierbij kan worden ingezet op de realisering van opties voor *flexibiliteit*, bijvoorbeeld in de vorm van CO2-vrij *regelbaar vermogen* en opslag in de technische en/of organisatorische nabijheid van duurzame energieproductie.

Voor mogelijke uitwerkingen kan gedacht worden aan:

- het opnemen van een nieuwe categorie in de SDE++-subsidie (bijvoorbeeld gericht op het financieren van de onrendabele top van CO2-vrij *regelbaar vermogen*²⁸);
- als wegingsfactor in het uitgeven van kavels voor Wind op Zee (door te vragen om een aantoonbare bijdrage aan leveringszekerheid bijvoorbeeld met het voorstel van de TKI Wind op Zee-pijler 'integratie in het energiesysteem' gericht op innovaties met impact op het leveringsprofiel);
- manieren om via vergunningverlening CO2-vrij *regelbaar vermogen* en opslag te stimuleren.

Maatregelen die niet als primaire doel het borgen van leveringszekerheid hebben, worden door de Europese Commissie niet beschouwd als *capaciteitsmechanisme*.²⁹ Steunmaatregelen voor duurzame energie worden beoordeeld op basis van de criteria hiervoor als opgenomen in de Richtsnoeren

²⁸ Wanneer de onrendabele top van CO2-vrij regelbaar vermogen wordt gesubsidieerd via de SDE++ kan er discussie ontstaan of er sprake is van een *capaciteitsmechanisme*. Het is dan echter zaak om te benadrukken dat niet leveringszekerheid maar de stimulering van duurzame energie het primaire doel van de regeling is. Een dergelijke discussie kan resulteren in een langere doorlooptijd voor het instrument.

²⁹ De Europese Commissie benadrukt in voetnoot 24 op p.7, voetnoot 7 van de Sector Inquiry, beschikbaar via: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf

staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie.³⁰ Maatregelen voor zelfproductie, energieopslag en vraagzijde moeten overwogen worden als onderdeel van het *Uitvoeringsplan*.³¹

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: voorbereiden regelgeving: 1-2 jaar. Tijd voor effect op leveringszekerheid: als instrumenten zijn ingevoerd hangt het optreden van effect op leveringszekerheid af van de realisatie van de assets (afhankelijk van de technologie 3 jaar tot 7 jaar). De geschatte totale doorlooptijd is 10 jaar.
Zekerheid van functioneren	De inrichting van de beleidsinstrumenten is doorslaggevend voor de mate van zekerheid. Indien er een nieuwe categorie in de SDE++ wordt opgenomen dan is kans op realisatie van assets groot (mits deze opties voldoende qua prijs concurrerend zijn in de SDE++). Indien het bij een van de andere instrumenten meegenomen wordt als afwegingsfactor (bijvoorbeeld bij de uitgifte van kavels Wind op Zee) dan is het afhankelijk van het totale afwegingskader in welke mate het winnende voorstel bijdraagt aan leveringszekerheid. Ook is het na toekenning of gunning nog geen zekerheid van functioneren, omdat ontwikkelaars geen realisatieverplichting hebben. Zodra de assets gerealiseerd zijn, is de zekerheid van functioneren hoog, waarbij de bijdrage die geleverd wordt aan leveringszekerheid afhankelijk is van de kenmerken van de technologie.
Vermogenspotentieel	0-1 GW.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte en/of lange termijn <i>flexibiliteit</i> afhankelijk van de gerealiseerde assets en de mate waarop de diverse instrumenten op korte dan wel lange termijn <i>flexibiliteit</i> sturen.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid neemt CO2-vrij <i>regelbaar vermogen</i>, opslag en <i>flexibiliteit</i> op in bestaande beleidsinstrumenten conform gebruikelijke procedure met marktconsultatie; - ACM ziet toe op beleidsvoornemens en het effect op de markt; - (Afhankelijk van het gekozen instrument ondernemen decentrale overheden en netbeheerders ook acties); - Marktpartijen dienen voorstellen in en realiseren bij toekenning de voorgestelde assets.
Financiering en kostentoedeling	Gefinancierd vanuit algemene middelen.
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	Bij het opnemen van CO2-vrij <i>regelbaar vermogen</i> , opslag en <i>flexibiliteit</i> in de diverse beleidsinstrumenten gaat er een sturend effect uit op de investeringen van marktpartijen. Het gericht stimuleren van <i>flexibiliteit</i> de <i>schaarsteprijzen</i> in uren met een hoge elektriciteitsvraag afschaven.

³⁰ Zie paragraaf 107-137 van de richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie, beschikbaar via: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=NL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=NL).

³¹ Zie artikel 20, derde lid, onderdeel c van de Verordening, opgenomen in bijlage 1.

Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	De beleidsinstrumenten die als voorbeeld zijn genoemd, hebben voornamelijk het doel om duurzame energie te stimuleren of CO2-emissie te verminderen. Indien er potentie is om met dezelfde middelen als nevendoeel leveringszekerheid te borgen, is het te verwachten dat dit positieve effecten heeft voor de realisering van een CO2-vrij elektriciteitssysteem en de beperking van CO2-emissies.
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

3.5 Demand (side) response: gedwongen afschakelen van afnemers met wetgeving en technische ingrepen

Deze variant richt zich op de individuele afnemer en de wijze waarop diens vraag verminderd kan worden. Binnen deze benadering zijn allerlei opties denkbaar, zoals mogelijk maken dat witgoed op afstand afgeschakeld kan worden door een verplichting bij het verkopen van het product, het limiteren van de vermogensafname via een slimme meter en het afschakelbaar maken van laadinfrastructuur voor elektrische auto's.

Het verschil met een 'brown-out' is dat bij een 'brown-out' in specifieke regio's de gehele elektriciteitsvoorziening wordt afgesloten terwijl in voorliggende optie bepaalde typen vraag in het gehele land wordt verminderd.

Er is in deze optie geen sprake van een vergoeding van beschikbaarheid van capaciteit, waardoor deze niet onder de definitie van capaciteitsmechanisme uit de Verordening valt. Er is echter wel spanning met de beginselen voor het beheer van elektriciteitsmarkten, aangezien dit een actie is waardoor prijsvorming op basis van vraag en aanbod wordt tegengegaan.³² Een lidstaat heeft echter vrijheid in het opstellen van beleid en kan daarbij een afweging maken tussen het nastreven van verschillende doelen. In dit geval is er spanning tussen het beginsel van prijsvorming op basis van vraag en aanbod en doelen voor het nastreven van leveringszekerheid.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd en tijd voor effect op leveringszekerheid zijn niet goed te onderscheiden. Naar verwachting duurt het meer dan 10 jaar voor de opties die aanvullende eisen stellen op het gebied van vraagmindering en op afstand regelbaar maken van bijvoorbeeld slimme meters, witgoed en laadinfrastructuur. Varianten op basis van prijsprikkels, afhankelijk van de uitrol van slimme meters, kunnen sneller geïmplementeerd worden.
Zekerheid van functioneren	Zeker.
Vermogenspotentieel	5 GW waarbij gezorgd moet worden dat MSL gewaarborgd blijft.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte termijn <i>flexibiliteit</i> omdat zulke gedwongen afschakeling voor langere termijn niet houdbaar lijkt zonder

³² Deze moeten vermeden worden op grond van artikel 3(b), vervat in bijlage 1.

	grootschalige maatschappelijke ontvricting.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Producent ontwikkelt producten die vraagmindering op afstand of real-time inzicht in verbruik gekoppeld aan nettarieven bij schaarste mogelijk maken; - Consument wordt onvrijwillig beperkt in het energieverbruik.
Financiering en kostentoedeling	Financiering voor productaanpassingen aan producenten; tijdelijk geen stroom gebruiken voor de rekening van de consument.
Effecten op de <i>energy-only</i> markt	Gedwongen ingrijpen door de vraag te beperken werkt marktverstrend met negatieve effecten op prijsvorming waardoor andere flexibiliteitsopties een dergelijk situatie niet adequaat gecompenseerd worden volgens de gangbare marktstructuren.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	De randvoorwaarden creëren om afschakelen mogelijk te maken draagt bij aan het realiseren van de flexibiliteit die nodig is om een CO2-neutraal energiesysteem te laten werken. De daadwerkelijke gedwongen afschakeling voorkomt mogelijk CO2-emissies maar draagt op zichzelf niet bij aan verduurzaming van het systeem.
Overige maatschappelijke consequenties:	Afnemers zullen bezwaar hebben tegen gedwongen afschakeling op momenten waarop het hen niet uitkomt. Omdat wordt ingegrepen in de privésfeer is het vanuit ethisch perspectief belangrijk om de afschakeling zo non-discriminatoir mogelijk toe te passen. De kans op gedwongen afschakeling heeft invloed op de aantrekkelijkheid van Nederland als vestigingsland voor (energie-intensieve) industrie.

3.6 Strategische reserve

Deze categorie bevat twee varianten van de *strategische reserve*.³³ De gemene deler is daarbij dat de betreffende capaciteit buiten de markt staat zodat altijd voldoende *zekere capaciteit* achter de hand gehouden wordt voor tijden van schaarste waarin vraag en aanbod op de markt niet bij elkaar komt, en marktmiddelen om de vermogensbalans te vinden uitgeput zijn. Zoals aangegeven is de *strategische reserve* binnen de Europese wet- en regelgeving de voorkeursoptie als een lidstaat aantoont dat een *capaciteitsmechanisme* nodig is om als uiterste maatregel een leveringszekerheidsprobleem op te lossen.

De *strategische reserve* is een soort verzekeringspremie, waarbij aanbieders van capaciteit gecompenseerd worden om beschikbaar te zijn overeenkomstig van tevoren vastgelegde publieke voorwaarden, bijvoorbeeld als hoge elektriciteitsvraag samenvalt met een koude of droge periode of bij een bepaald activeringsvolume van *operationele reserves*. Uitsluitend in die situaties wordt de *strategische reserve* (gedeeltelijk) ingezet. Naast dat het helder moet zijn op welke momenten de reserve wordt ingezet, moet

³³ Als aangegeven in voetnoot 26 is een andere vorm van de *strategische reserve* het specifiek tenderen van *demand (side) response*. Deze optie heeft de werkgroep niet expliciet besproken.

ook van te voren worden vastgelegd welke prijzen er gelden op deze momenten. Dit alles is om ervoor te zorgen dat het normale investeringsgedrag van bedrijven niet wordt beïnvloed door een ingevoerde of eventuele toekomstige strategische reserve.

Concrete voorbeelden zijn het Belgische marktontwerp met het activeren van de *strategische reserve* gedurende winterperioden en het Zweedse marktontwerp waar bij langdurige droogteperioden de reserve wordt ingezet. Hoewel het theoretisch mogelijk is om ook investeringen in nieuwe capaciteit te stimuleren met een *strategische reserve*, wordt algemeen aangenomen dat dit mechanisme vooral geschikt is om bestaande capaciteit die nauwelijks meer rendeert te behouden voor het systeem. Om de invloed op de normale marktwerking zo klein mogelijk te houden is het zaak om contractperioden beperkt te houden, bijvoorbeeld tot één jaar. Dit rijmt zich moeilijk met de meer lange-termijn investeringsprikkel die typisch nodig zijn voor het realiseren van nieuwe capaciteit.

Een *strategische reserve* kan op verschillende manieren ontworpen worden, bijvoorbeeld ten aanzien van hoe capaciteit geselecteerd wordt voor de reserve, de verschillende vergoedingsstructuren voor die capaciteit en de rollen en verantwoordelijkheden van de betrokken partijen. Er moet echter wel voldaan worden aan de ontwerpprincipes van artikel 22, tweede lid van de Verordening, zie bijlage 1. Een vereiste is onder andere dat middelen in de strategische reserve buiten de markt moeten worden gehouden voor minstens de duur van de contractperiode.

3.6(a) Tenders voor vangnetvermogen buiten de markt

In de eerste variant contracteert de TSO bij marktpartijen een hoeveelheid *zekere capaciteit* als gereguleerde *strategische reserve*.³⁴ Daar staat een jaarlijkse capaciteitsvergoeding (€/MW) als vastgesteld in de tender tegenover, alsmede een variabele vergoeding bij inzet (€/MWh). De gecontracteerde *strategische reserve* wordt vervolgens alleen ingezet onder vooraf gedefinieerde condities en mag niet meer deelnemen aan de reguliere elektriciteitsmarkt. Op die wijze leidt de beschikbaarheid van een *strategische reserve* niet tot extra onzekerheid in de markt. Zie voor een uitgebreide beschrijving van deze variant van de *strategische reserve* ook het OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017).

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 2-4 jaar bestaande uit doorlopen stappen 1 tot en met 3 van de Verordening (1 tot 2 jaar); voorbereiden regelgeving voor contracteren <i>strategische reserve</i> (1 tot 2 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: daar de <i>strategische reserve</i> bij uitstek geschikt is voor bestaande centrales die beperkt commercieel rendabel zijn in de markt, valt te verwachten dat de gecontracteerde capaciteit al snel beschikbaar is. De geschatte totale doorlooptijd is 5 jaar.
Zekerheid van functioneren	Zeker. De gecontracteerde hoeveelheid capaciteit is buiten de markt geplaatst en beschikbaar om ingezet te worden in tijden van schaarste.

³⁴ Ook kan overwogen worden dat een door de Rijksoverheid aangewezen rechtspersoon productiecapaciteit in eigendom neemt die als strategische reserve kan worden ingezet. Hiertoe kan gekeken worden naar de ruimte die nationale en Europese wetgeving biedt voor de aanwijzing van het netwerkbedrijf, dat bestaat uit de andere bedrijven binnen de groep van bedrijven waarvan de netbeheerder ook deel uitmaakt. Hiervoor kan inspiratie gezocht worden bij de strategische gasvoorraad, die < -9 graden effectieve temperatuur beschikbaar wordt gesteld aan marktpartijen, omdat van hen niet kan worden verwacht dat ze voor deze extreme kou op voorhand gas inkopen.

Vermogenspotentieel	De ideale dimensionering van een <i>strategische reserve</i> leidt tot een volume vereist om de gewenste <i>LOLE</i> -norm te halen.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan zowel korte als lange termijn <i>flexibiliteit</i> , daar het <i>regelbaar vermogen</i> betreft.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid besluit tot creëren <i>strategische reserve</i>; - ACM geeft advies over voorwaarden waaronder de <i>strategische reserve</i> ingezet wordt; - EZK neemt besluit over deze voorwaarden of methodiek om de voorwaarden te bepalen; - TenneT contracteert capaciteit.
Financiering en kostentoedeling	Socialisering via nettarieven of gefinancierd vanuit algemene middelen (al dan niet in combinatie met een gerichte heffing).
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	De kans op tijdige investeringsprikkel neemt af als <i>schaarsteprijzen</i> tot aan <i>VoLL</i> niet meer optreden omdat al op een eerder moment activatie van de <i>strategische reserve</i> op kan treden. De Verordening stelt daarom dat de activatie van de <i>strategische reserve</i> gekoppeld moet worden aan de verhoging van de <i>onbalansprijs</i> . Dit geeft een additionele prikkel aan marktpartijen om extra maatregelen te treffen om kostbare onbalans te voorkomen en beoogd tevens te voorkomen dat de omvang van de strategische reserve groeit omdat een toenemend aantal eenheden minder rendabel wordt doordat ze in beperktere mate profiteren van schaarsteprijzen – het 'slippery slope-effect'. ³⁵ Marktpartijen kunnen zo afwachtend worden met het doen van investeringen als aanbestede volumes en regels voor de strategische reserve (blijven) wijzigen om leveringszekerheid te blijven waarborgen.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	Een strategische reserve biedt conventionele centrales die anders gesloten zouden worden met een vergoeding de mogelijkheid beschikbaar te blijven voor het systeem, dus draagt in die zin niet bij aan het realiseren van een CO2-vrij elektriciteitssysteem. De Europese Commissie zal echter vereisen dat er zoveel mogelijk technologieneutraal wordt aanbesteed waardoor <i>demand (side) response</i> ook gecontracteerd kan worden. Wanneer de <i>strategische reserve</i> niet vaak wordt aangewend, kan extra emissie beperkt blijven. Er moet in elk geval voldaan worden aan de eisen uit artikel 22, vierde lid van de Verordening voor de emissieruimte van productiecapaciteit in <i>capaciteitsmechanismen</i> .
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

³⁵ Zie box 3 op p. 135 paragraaf 587 van Commission Staff Working Document accompanying the Final Report Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, beschikbaar via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>.

3.6(b) Centrales behouden omwille van hun systeemfunctie

In deze variant beoordeelt de Rijksoverheid op advies van TenneT de intentie van een marktpartij om een bepaalde centrale uit bedrijf te nemen. De beoordeling zou zich kunnen richten op de vraag in hoeverre de centrale essentieel is voor het behouden van de leveringszekerheid of de netveiligheid. De Netzreserve in Duitsland richt zich bijvoorbeeld op de netveiligheid. Een centrale mag daar niet geamoveerd worden als die zich op een locatie bevindt waar mogelijkheden voor congestiemanagement behouden moeten blijven om transport in het netwerk te waarborgen. De eigenaar ontvangt een vergoeding om de centrale tijdelijk beschikbaar te houden voor het systeem. De Europese Commissie stelde bij de staatssteunbeoordeling van de Netzreserve dat het een impliciet instrument is om de vermogensbalans te handhaven en dat beoordeling door de TSO zich dus ook kan richten op leveringszekerheid.³⁶ Dit zou de grondslag van de toets voor een gelijksoortig instrument in Nederland kunnen zijn.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 2-4 jaar, bestaande uit doorlopen stappen 1 tot en met 3 van de Verordening (1 tot 2 jaar) en voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: vervolgens direct effect op leveringszekerheid als toets uitwijst dat centrale beschikbaar moet blijven voor het systeem en daarom als vangnetvermogen gecontracteerd wordt. De geschatte totale doorlooptijd is maximaal 5 jaar.
Zekerheid van functioneren	Zeker. De gecontracteerde hoeveelheid capaciteit is buiten de markt geplaatst is en beschikbaar om ingezet te worden in tijden van schaarste.
Vermogenspotentieel	Maximaal gelijk aan totaal opgesteld <i>regelbaar vermogen</i> voor de regeling van kracht wordt, als de toets ziet op al het <i>regelbaar vermogen</i> dat mogelijk geamoveerd wil worden.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte en/of lange termijn <i>flexibiliteit</i> daar het <i>regelbaar vermogen</i> betreft.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid creëert wettelijke mogelijkheid; - Producent kondigt voornemen aan centrale uit de markt te halen; - TenneT en/of ACM controleert op kritiek belang van de betreffende centrale; - TenneT en eigenaar centrale komen vergoeding overeen; - ACM bepaalt voorwaarden waaronder de <i>strategische reserve</i> ingezet wordt.
Financiering en kostentoedeling	Socialisering via nettarieven of gefinancierd vanuit algemene middelen (al dan niet in combinatie met een gerichte heffing).
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	Zie voor het algemene effect van de <i>strategische reserve</i> paragraaf 3.6(a) 'tenders voor vangnetvermogen buiten de markt'. Aanvullende effecten door deze variant nader te onderzoeken.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	Zie 3.6(a) 'tenders voor vangnetvermogen buiten de markt'.
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

³⁶ State aid No. SA.42955 (2016/N-2) – Germany Network Reserve, paragraaf. 48 en 83, beschikbaar via: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/265043/265043_1872192_91_2.pdf.

3.7 Tender voor nieuwe capaciteit

Om gericht *regelbaar vermogen* aan het energiesysteem toe te voegen kan de Rijksoverheid een tender uitschrijven voor nieuwe capaciteit. Daarin kunnen karakteristieken van het gewenste vermogen opgenomen worden, waaronder volume, soort technologie, locatie en emissienormen. Omdat het hier specifiek gaat over het borgen van leveringszekerheid ligt het voor de hand om naast financiële criteria ook de realisatiesnelheid van de capaciteit mee te nemen als criterium.

Het tenderen van nieuwe capaciteit verschilt op twee punten van een *strategisch reserve*: de door de tender toegevoegde capaciteit is nieuw te bouwen capaciteit, en waar een strategisch reserve altijd buiten de markt geplaatst wordt, is het bij een tender mogelijk dat de exploitant zowel capaciteitsvergoedingen ontvangt als participeert in de markt. Er moet voldaan worden aan de ontwerpprincipes voor *capaciteitsmechanismen* uit artikel 22, eerste lid van de Verordening.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 2-4 jaar, bestaande uit doorlopen stappen 1 tot en met 3 van de Verordening (1 tot 2 jaar) en voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: afhankelijk van de aanbesteding en bouw productiemiddelen (3 tot 5 jaar). De geschatte totale doorlooptijd is 5 tot 7 jaar. ³⁷
Zekerheid van functioneren	Zeker.
Vermogenspotentieel	Onbeperkt.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte en lange termijn <i>flexibiliteit</i> daar het <i>regelbaar vermogen</i> betreft.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - De Rijksoverheid bepaalt, na advies TenneT, de capaciteit en de locatie; - De Rijksoverheid zet een tender uit; - Marktpartijen bieden op tender en realiseren capaciteit.
Financiering en kostentoedeling	Socialisering via nettarieven of gefinancierd vanuit algemene middelen (al dan niet in combinatie met een gerichte heffing).
Effecten op de <i>energy-only</i> markt	De gecontracteerde capaciteit kan bestaande capaciteit uit de markt drukken wat eraan kan bijdragen dat marktpartijen hun investeringsstrategieën gaan bepalen op basis van mogelijke nieuwe tenders en minder als reactie op investeringsprikkel uit de markt.
Effect op CO₂-vrij elektriciteitssysteem	De Europese Commissie vereist in het algemeen dat staatssteun technologieneutraal wordt toegepast. In dat geval kan een tender leiden tot de bouw van nieuwe conventionele capaciteit, wat een negatief effect heeft op het realiseren van een CO ₂ -vrij elektriciteitssysteem. Omdat de nieuwe capaciteit kan deelnemen in de energiemarkt ligt het in de lijn der verwachting dat regelmatig wordt ingezet met de nodige CO ₂ -emissies tot gevolg. In het geval dat toegestaan wordt dat enkel CO ₂ -vrij regelbaar vermogen aanbesteedt wordt om

³⁷ Voorbeelden Ierland (tender in Ierland in 2003 leidde tot oplevering van CCGT in 2006, zie: http://publications.europa.eu/resource/cellar/211d36ac-b6e4-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1 en Frankrijk (tender 2012, nog niet in bedrijf), zie: <https://www.power-technology.com/projects/landvisiau-power-plant-brittany/>).

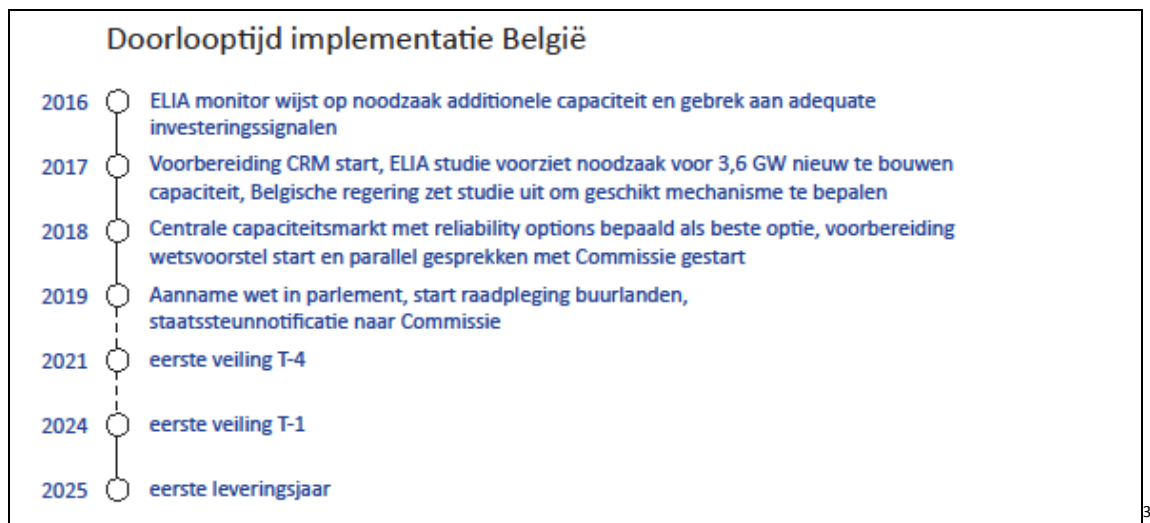
	naast leveringszekerheid ook de productie van duurzame energieproductie te stimuleren dan is er van de voornoemde negatieve effecten geen sprake. Er moet in elk geval voldaan worden aan de eisen uit artikel 22, vierde lid van de Verordening voor de emissieruimte van productiecapaciteit in <i>capaciteitsmechanismen</i> .
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

3.8 Centrale capaciteitsmarkt

Contracteren van *zekere capaciteit* om de verwachte piekvraag af te dekken. Dat kan productiecapaciteit zijn of *demand (side) response*. Er zijn verschillende type inrichtingsvormen, zoals blijkt uit voorbeelden uit het Verenigd Koninkrijk, Polen, Italië en de plannen voor het Belgische *capaciteitsmechanisme*. Zie voor een uitgebreide beschrijving van de *centrale capaciteitsmarkt* ook het OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017). Er moet voldaan worden aan de ontwerpprincipes voor *capaciteitsmechanismen* uit artikel 22, eerste lid van de Verordening.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 2-4 jaar, bestaande uit doorlopen stappen 1 tot en met 3 van de Verordening (1 tot 2 jaar) en voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: afhankelijk van de tijd voor de aanbesteding en bouw productiemiddelen (3 tot 5 jaar). De geschatte totale doorlooptijd is 5 tot 7 jaar.
Zekerheid van functioneren	Zeker. Aanbieders zijn contractueel verplicht om capaciteit beschikbaar te houden in tijden van schaarste. Het systeem moet voorzien in strikte regels om naleving hiervan te garanderen, waaronder tests voor beschikbaarheid en boetes bij falen.
Vermogenspotentieel	De volledige nationale (piek)vraag.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte en lange termijn <i>flexibiliteit</i> omdat allerlei typen bronnen gecontracteerd kunnen worden.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid besluit over te contracteren volume aan capaciteit; - TenneT of andere centrale instantie contracteert; - Aanbieders van capaciteit (producenten met productiecapaciteit, opslag, of afnemers met vraagrespons) houden capaciteit beschikbaar; - ACM of Rijksoverheid besluit over te contracteren volume en kostenallocatie.
Financiering en kostentoedeling	Voor het beschikbaar houden van <i>zekere capaciteit</i> krijgen deelnemers een capaciteitsvergoeding. Er zijn verschillende manieren waarop de kosten gedekt kunnen worden, waaronder socialisering via netwerktarieven of gefinancierd vanuit algemene middelen.
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	Met het bepalen van het opgestelde vermogen heeft de overheid indirect grote invloed op de prijs. <i>Schaarsteprijzen</i>

	zullen teruglopen qua hoogte en frequentie en mogelijk helemaal verdwijnen, waardoor de kosten voor capaciteitsvergoeding welke door consumenten betaald worden (deels) gecompenseerd worden. Meer zekerheid voor investeringen in nieuwe productiemiddelen en <i>demand (side) response</i> , ten gunste van de leveringszekerheid.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	De Europese Commissie vereist in het algemeen dat staatssteun technologie-neutraal wordt toegepast. In dat geval kan een tender leiden tot de bouw van nieuwe conventionele capaciteit, wat negatief effect heeft op het realiseren van een CO2-vrij elektriciteitssysteem. Omdat de nieuwe capaciteit kan deelnemen in de energiemarkt ligt het in de lijn der verwachting dat deze niet gering wordt ingezet met de nodige CO2-emissies tot gevolg. Er moet in elk geval voldaan worden aan de eisen uit artikel 22, vierde lid van de Verordening voor de emissieruimte van productiecapaciteit in <i>capaciteitsmechanismen</i> .
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.



3.9 Decentrale Capaciteitsmarkt

Het opleggen van een verplichting aan leveranciers van elektriciteit om (een deel van) de (piek)vraag van hun klantenportfolio afgedekt te hebben. Er moet voldaan worden aan de ontwerpprincipes voor *capaciteitsmechanismen* uit artikel 22, eerste lid van de Verordening.

3.9(a) Certificaten voor afdekken piekvraag

De overheid legt in dit systeem aan leveranciers van elektriciteit de verplichting op om de verwachte vraag van hun klantportfolio op momenten waarin leveringszekerheid in het geding komt – in Frankrijk op koude

³⁸ Belgian capacity remuneration mechanism - Report on the consultation of the neighbouring Member States, 11 December 2019, p. 12, beschikbaar via:

https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis#toc_heading_14

winterdagen, in Nederland mogelijk perioden zonder wind en zon in de toekomst – zeker gesteld te hebben met *zekere capaciteit*. De leveranciers dienen deze *zekere capaciteit* op hun beurt zeker gesteld te hebben bij producenten of bij afnemers middels vraagrespons. Dit kan via een markt in capaciteitscertificaten en/of via directe contracten tussen leverancier en aanbieders van *zekere capaciteit*. Het systeem kan in allerlei gradaties worden doorgevoerd, bijvoorbeeld alleen voor elektriciteitsleveranties aan kleinverbruikers of aan alle afnemers (aanneme). Net zoals op de energiemarkt kan er systeem worden ingesteld voor de verrekening van onbalans tussen de capaciteitsverplichting die geldt in tijden van schaarste, en de daadwerkelijk ingekochte certificaten op dat moment. Financiële prikkels hierin zorgen dat marktdeelnemers met een capaciteitsverplichting geprikkeld worden om voldoende certificaten aan te houden, wat de onderlinge handel in certificaten ook kan stimuleren.

Het verschil met een *centrale capaciteitsmarkt* is dat het hier marktpartijen zijn die contracteren. Typisch wordt er een korte looptijd voor de contracten gehanteerd. In Frankrijk bijvoorbeeld was oorspronkelijk slechts voorzien in handel van capaciteitscertificaten van één jaar. Dit stuitte echter op het bezwaar van de Europese Commissie en marktpartijen omdat dit onvoldoende prikkels zou geven voor investeringen in nieuwe capaciteit. In reactie hierop introduceerde Frankrijk een aanvullend meerjarig stelsel waarin de TSO contracten aangaat met aanbieders van nieuwe capaciteit waarmee ze gedurende een periode van zeven jaar vanaf in het moment dat de capaciteit in bedrijf wordt genomen zekerheid verkrijgen over capaciteitsinkomsten.³⁹ Hiermee is een element van de *centrale capaciteitsmarkt* toegevoegd aan het Franse systeem.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 3-5 jaar, bestaande uit doorlopen stappen 1 tot en met 3 van de Verordening (geschat op 1 tot 2 jaar); voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar), opzetten certificering en marktstructuren (1 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: afhankelijk van de tijd voor de bouw van productiemiddelen is de geschatte totale doorlooptijd minimaal 5 jaar.
Zekerheid van functioneren	Zeker. Aanbieders zijn contractueel verplicht om capaciteit beschikbaar te houden in tijden van schaarste. Het systeem moet voorzien in strikte regels om naleving te garanderen, waaronder tests voor beschikbaarheid en boetes ingeval van falen.
Vermogenspotentieel	De volledige nationale (piek)vraag.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan korte en lange termijn <i>flexibiliteit</i> omdat allerlei typen bronnen gecontracteerd kunnen worden.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid creëert wettelijke mogelijkheid; - Leverancier stelt (samen met klanten) behoefte aan <i>zekere capaciteit</i> vast en contracteert deze als capaciteitscertificaten; - ACM en/of Rijksoverheid richt markt in; - TenneT of andere centrale instantie certificeert capaciteit en test beschikbaarheid van gecontracteerde producenten - ACM houdt toezicht op nakomen verplichtingen.

³⁹ Zie paragraaf 126-138 van het finale staatssteunbesluit, beschikbaar via: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf.

Financiering en kostentoedeling	<p>Voor het beschikbaar houden van <i>zekere capaciteit</i> krijgen deelnemers een capaciteitsvergoeding. Bij handel in capaciteitscertificaten komt de prijs hiervoor tot stand op basis van vraag en aanbod in de marktstructuren die hiervoor zijn opgezet. Elektriciteitsproducenten met <i>zekere capaciteit</i> kunnen een vergoeding tegemoet zien voor het beschikbaar houden van hun productiemiddelen, waardoor zij geneigd kunnen zijn marginale eenheden in bedrijf te houden. Leveranciers kunnen verdienen door de piekcapaciteit van hun klantenportefeuille op slimme wijze te minimaliseren, eventueel in combinatie met hun productiecapaciteit, waardoor ze zo weinig mogelijk <i>zekere capaciteit</i> extern in hoeven te kopen. Consumenten kunnen aan een <i>decentrale capaciteitsmarkt</i> verdienen door hun verbruik (en eigen productie) af te stemmen met de leveranciers, dan wel kleinschalig opslag gebruiken om hun profiel af te vlakken.</p>
Effecten op de <i>energy-only</i> markt	<p>Vergoedingen voor capaciteit kunnen investeringen in <i>zekere capaciteit</i> uitlokken, dit zal extreme schaarste voorkomen wat een dempend effect heeft op prijsspieken. Dit zal de kosten voor capaciteitsvergoedingen voor eindgebruikers deels compenseren. Ten opzichte van een <i>centrale capaciteitsmarkt</i> biedt een <i>decentrale capaciteitsmarkt</i> leveranciers meer mogelijkheden om met klanten tot slimme oplossingen te komen, wat tot een efficiënter systeem kan leiden. Hierbij kan met name gedacht worden aan <i>demand (side) response</i>.</p>
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	<p>Omdat de vereisten technologieneutraal zijn, is geen duidelijk negatief of positief effect op de CO2-uitstoot van de elektriciteitssector voorzien. Er moet in elk geval voldaan worden aan de eisen uit artikel 22, vierde lid van de Verordening voor de emissieruimte van productiecapaciteit in <i>capaciteitsmechanismen</i>.</p>
Overige maatschappelijke consequenties:	<p>Niet voorzien.</p>



3.9(b) Verplichting langetermijncontracten

In deze variant moeten leveranciers en (groot)zakelijke afnemers die zelf hun energie op de groothandelsmarkt inkopen, de energievraag van hun klantenportfolio respectievelijk eigen energievraag voor de lange termijn contracteren. Door regels te stellen dat een gedeelte (rond de 50%) van de geprognostiseerde energievraag van klanten op lange termijn zeker gesteld is met leveringscontracten, kunnen er prikkels ontstaan om te investeren in *zekere capaciteit* of kan in ieder geval worden bijgedragen aan zicht op lange termijn prijsvorming. Hiertoe is het wel noodzakelijk dat er voor een langere termijn gecontracteerd wordt dan de vier jaar vooruit die gebruikelijk is op de huidige *forward markt*. De prognose die leveranciers en afnemers van hun vraag maken moet regelmatig herzien worden, bijvoorbeeld elk jaar. Om afstemming van inkoop op deze gekalibreerde vraag mogelijk te maken moeten de lange termijn producten verhandelbaar zijn. Een centrale instantie bepaalt welk gedeelte van de vraag afgedekt moet worden met deze langetermijncontracten en ziet toe op de naleving van de regels.

Het onderscheid met variant a zit erin dat niet voorzien wordt in vergoeding van de beschikbaarheid van capaciteit, maar dat het afdekken van de energievraag verder verschuift naar de lange termijn.⁴⁰ Hiertoe moeten mogelijk nieuwe energiemarktproducten ontwikkeld worden, bijvoorbeeld in de vorm van certificaten die mogelijk ook duurzaamheidsvereisten (CO₂ uitstoot / KWh) kunnen bevatten waarmee de ontwikkeling van CO₂-vrij *regelbaar vermogen* gestimuleerd kan worden.

Het is de vraag of de middelen (bijvoorbeeld certificaten) waarmee wordt aangetoond dat voldaan wordt aan verplichtingen niet neerkomen op zekerstelling van beschikbare capaciteit. In dat geval is er namelijk sprake van een *capaciteitsmechanisme*. Dit kan verder onderzocht worden en besproken met de Europese Commissie. Hoewel contractvrijheid wordt ingeperkt is het doel dat marktdeelnemers zich met marktmiddelen beschermen tegen risico's op prijsvolatiliteit. Dit is een beginsel voor het beheer van de elektriciteitsmarkt als gedefinieerd in artikel 3, onderdeel o van de Verordening die vereist dat indekkingsmogelijkheden op transparante wijze verhandelbaar zijn op beurzen, en dat elektriciteitsleveringscontracten voor de lange termijn ook buiten de beurs tot stand komen.

Doorlooptijd voor implementatie	Invoeringstijd: 3-6 jaar, bestaande uit voorbereiden regelgeving (1 tot 2 jaar), discussie met Europese Commissie over proces voor <i>capaciteitsmechanismen</i> (1 jaar), opzetten certificering en marktstructuren (1 jaar). Tijd voor effect op leveringszekerheid: afhankelijk van de tijd voor de bouw van productiemiddelen is de totale doorlooptijd 3-6 jaar.
Zekerheid van functioneren	Onzeker. De beschikbaarheid van capaciteit wordt niet zeker gesteld in deze variant. Beoogd wordt dat leveranciers in mindere mate gebruik maken van de <i>day-ahead markt</i> om leveringsverplichtingen na te komen. Deze blijft echter een belangrijke rol vormen voor prijsvorming, onder andere voor de verrekening van de verplichtingen die zijn aangegaan in de langetermijncontracten.

⁴⁰ In OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening', wordt bij de beschrijving van het *decentraal capaciteitsmechanisme* op pagina 41, onder 3, gerefereerd aan alternatieve aanpak om de capaciteitsbehoefte voor een langere termijn af te dekken dan de huidige *forward markt*. In deze optie is het echter de bedoeling om lange termijn contracten voor energie, en niet capaciteit te stimuleren.

Vermogenspotentieel	De volledige nationale (piek)vraag of een gedeelte daarvan.
Type flexibiliteit	Bijdrage aan lange termijn <i>flexibiliteit</i> daar het ziet op het creëren van investeringsprikkel en transparante prijsvorming waar investeerders hun beslissingen op kunnen baseren.
Rolverdeling	<ul style="list-style-type: none"> - Rijksoverheid creëert wettelijke mogelijkheid; - ACM stelt regels voor afdekken energievraag en aantonen daarvan; - Leverancier contracteert energievraag op lange termijn; - Centrale instantie controleert of voldaan wordt aan regels.
Financiering en kostentoedeling	Transactiekosten voor marktpartijen. Kosten voor toezien op naleving.
Effecten op de <i>energy-only markt</i>	Kan het lastiger maken voor nieuwe (kleinere) leveranciers om toe te treden tot de markt omdat vooraf reeds langlopende contracten (of certificaatkopen) zijn vereist en dit het aangaan van zulke contracten hogere eisen aan kredietwaardigheid stelt. En het invloed op de marktwerking omdat partijen gestuurd worden in het handelen op een bepaalde markt.
Effect op CO2-vrij elektriciteitssysteem	Omdat de vereisten technologie-neutraal zijn, is geen duidelijk negatief of positief effect op de CO2-uitstoot van de elektriciteitssector voorzien.
Overige maatschappelijke consequenties:	Niet voorzien.

Bijlage 1: Artikelen Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943

Artikel 3

Beginselen inzake het beheer van elektriciteitsmarkten

De lidstaten, de regulerende instanties, de transmissiesysteembeheerders, de distributiesysteembeheerders, de marktbeheerders en de gedelegeerde beheerders waarborgen dat de elektriciteitsmarkten in overeenstemming met de volgende beginselen worden beheerd:

- a) prijsvorming vindt plaats op basis van vraag en aanbod;
- b) de marktvoorschriften moedigen de vrije prijsvorming aan en vermijden acties waardoor prijsvorming op basis van vraag en aanbod wordt tegengegaan;
- c) de marktvoorschriften vergemakkelijken de ontwikkeling van meer flexibele productie, duurzame koolstofarme productie en meer flexibele vraag;
- d) eindafnemers worden in staat gesteld te profiteren van de mogelijkheden die de markt biedt en van scherpere concurrentie op de retailmarkten, en krijgen de mogelijkheid om als marktdeelnemers op te treden op de energiemarkt en bij de energietransitie;
- e) eindafnemers en kleine bedrijven worden in staat gesteld aan de markt deel te nemen door middel van de aggregatie van productie door meerdere elektriciteitsproductie-installaties of belasting door meerdere vraagresponsinstallaties, waardoor kan worden voorzien in gezamenlijke aanbiedingen op de elektriciteitsmarkt en gezamenlijk beheer in het elektriciteitssysteem kan plaatsvinden, in overeenstemming met het mededingingsrecht van de Unie;
- f) de marktvoorschriften maken de decarbonisatie van het elektriciteitssysteem en daarmee van de economie mogelijk, onder meer door de integratie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen mogelijk wordt gemaakt en prikkels voor energie-efficiëntie worden geboden;
- g) de marktvoorschriften zorgen voor passende investeringsprikkels voor productie, in het bijzonder langetermijninvesteringen voor een koolstofvrij en duurzaam elektriciteitssysteem, energieopslag, energie-efficiëntie, en zorgen voor vraagrespons, waardoor aan de behoeften van de markt tegemoet wordt gekomen, en faciliteren eerlijke mededinging, waardoor de voorzieningszekerheid wordt gewaarborgd;
- h) belemmeringen voor grensoverschrijdende elektriciteitsstromen tussen biedzones of lidstaten en grensoverschrijdende transacties op elektriciteitsmarkten en aanverwante dienstenmarkten worden geleidelijk weggenomen;
- i) de marktvoorschriften voorzien in regionale samenwerking wanneer dat doeltreffend is;
- j) veilige en duurzame productie, energieopslag en vraagrespons nemen op gelijke voet deel aan de markt, overeenkomstig de in het Unierecht bepaalde eisen;
- k) alle producenten zijn direct of indirect verantwoordelijk voor de verkoop van de elektriciteit die zij produceren;
- l) de marktvoorschriften maken het mogelijk dat demonstratieprojecten worden ontwikkeld inzake duurzame, veilige en koolstofarme energiebronnen, technologieën of systemen, die worden gerealiseerd en gebruikt ten bate van de maatschappij;
- m) de marktvoorschriften maken efficiënte dispatching van middelen voor elektriciteitsproductie, energieopslag en vraagrespons mogelijk;

- n) de marktvoorschriften maken toegang en vertrek van elektriciteitsproducenten, energieopslagbedrijven en elektriciteitsleveranciers mogelijk naargelang van hun beoordeling van de economische en financiële levensvatbaarheid van hun activiteiten;
- o) om marktdeelnemers de mogelijkheid te geven zich op marktgebaseerde wijze te beschermen tegen risico's op prijsvolatiliteit en om onzekerheid wat betreft toekomstige producten te beperken, zijn indekkingsmogelijkheden op lange termijn op transparante wijze verhandelbaar op beurzen, en komen elektriciteitsleveringscontracten voor de lange termijn buiten de beurs tot stand, waarbij het mededingingsrecht van de Unie moet worden nageleefd;
- p) de marktvoorschriften vergemakkelijken de handel in producten in de Unie en bij wijzigingen in de wetgeving wordt rekening gehouden met de effecten op termijnmarkten en -producten op zowel korte als lange termijn;
- q) marktdeelnemers hebben een recht om onder objectieve, transparante en niet-discriminerende voorwaarden toegang te krijgen tot de transmissie- en distributienetten.

Artikel 20

Toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening in de interne markt voor elektriciteit

1. De lidstaten houden toezicht op de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening op hun grondgebied op basis van de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening als bedoeld in artikel 23. Ter aanvulling van de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening kunnen de lidstaten bovendien nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening verrichten overeenkomstig artikel 24.

2. Wanneer bij de Europese beoordeling van de in artikel 23 bedoelde toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening of nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening als bedoeld in artikel 24 een zorgpunt in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening wordt geconstateerd, stelt de betrokken lidstaat vast welke versturende effecten van regelgeving en/of tekortkomingen van de markt hebben geleid of bijgedragen tot het ontstaan van dat zorgpunt.

3. De lidstaten waar zorgpunten op het gebied van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening worden geconstateerd, ontwikkelen en publiceren een uitvoeringsplan met een tijdschema voor het vaststellen van maatregelen die zijn gericht op het wegnemen van eventuele vastgestelde versturende effecten van regelgeving of tekortkomingen van de markt in het kader van het overheidssteunproces. Wanneer de lidstaten zorgpunten in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening aanpakken, houden zij rekening met de in artikel 3 vastgestelde beginselen en overwegen zij:

- a) versturende effecten van regelgeving weg te nemen;
- b) prijsplafonds weg te nemen overeenkomstig artikel 10;
- c) een functie voor prijsbepaling op basis van schaarste in te voeren voor *balanceringsenergie*, zoals bedoeld in artikel 44, lid 3, van Verordening (EU) 2017/2195;
- d) de interconnectiecapaciteit en de interne netcapaciteit te vergroten om ten minste de interconnectiedoelstellingen ervan als bedoeld in artikel 4, lid 1, onder d), van Verordening (EU) 2018/1999 te realiseren;
- e) zelfproductie, energieopslag, maatregelen aan de vraagzijde en energie-efficiëntie mogelijk te maken door eventueel vastgestelde versturende effecten van regelgeving weg te nemen;

- f) kostenefficiënte en op de markt gebaseerde inkoop van ondersteunende en balanceringsdiensten te verzekeren;
 - g) gereguleerde prijzen af te schaffen indien dit is vereist op grond van artikel 5 van Richtlijn (EU) 2019/944.
4. De betrokken lidstaten dienen hun uitvoeringsplannen ter beoordeling in bij de Commissie.
5. Binnen vier maanden na ontvangst van het uitvoeringsplan brengt de Commissie een advies uit over de vraag of de maatregelen volstaan om de versturende effecten van de regelgeving of de overeenkomstig lid 2 vastgestelde marktverstoringen weg te nemen, en kan de lidstaat verzoeken hun uitvoeringsplannen dienovereenkomstig te wijzigen.
6. De betrokken lidstaten houden toezicht op de toepassing van hun uitvoeringsplannen en publiceert de resultaten van het toezicht in een jaarverslag en dient dat verslag in bij de Commissie.
7. De Commissie brengt een advies uit over de vraag of de uitvoeringsplannen voldoende zijn uitgevoerd en of de zorgpunten in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening zijn weggenomen.
8. De lidstaten blijven zich aan het uitvoeringsplan houden nadat de vastgestelde zorgpunten in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening zijn weggenomen.

Artikel 21

Algemene beginselen inzake capaciteitsmechanismen

1. Om resterende zorgpunten op het gebied van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening weg te nemen, kunnen de lidstaten als uiterste maatregel, bij het uitvoeren van de in artikel 20 van deze verordening bedoelde uitvoeringsmaatregelen overeenkomstig de artikelen 107, 108 en 109 VWEU de Unievoorschriften capaciteitsmechanismen invoeren.
2. Vooraleer capaciteitsmechanismen in te voeren, verrichten de betrokken lidstaten uitvoerig onderzoek naar de mogelijke gevolgen van die mechanismen voor de aangrenzende lidstaten, en raadplegen zij ten minste de aangrenzende lidstaten met wie zij een rechtstreekse elektriciteitsverbinding hebben en de belanghebbenden in deze lidstaten.
3. De lidstaten beoordelen of een capaciteitsmechanisme in de vorm van een strategische reserve de zorgpunten op het gebied van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening kan oplossen. Wanneer dit niet het geval is, kunnen de lidstaten een ander soort capaciteitsmechanisme ten uitvoer leggen.
4. De lidstaten voeren geen capaciteitsmechanismen in wanneer zowel de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening als de nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, of bij gebrek aan een nationale beoordeling van de toereikendheid, de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening geen zorgpunten in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening hebben vastgesteld.
5. De lidstaten voeren geen capaciteitsmechanismen in voor over het uitvoeringsplan overeenkomstig artikel 20, lid 3, een advies is uitgebracht door de Commissie, zoals bedoeld in artikel 20, lid 5.

6. Wanneer een lidstaat een capaciteitsmechanisme toepast, evalueert hij dat capaciteitsmechanisme en zorgt hij ervoor dat geen nieuwe overeenkomsten in het kader van dat mechanisme worden gesloten, als zowel de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening als de nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, of bij gebrek aan een nationale beoordeling van de toereikendheid, de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening geen zorgpunten in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening hebben vastgesteld of als over het uitvoeringsplan overeenkomstig artikel 20, lid 3, geen advies is uitgebracht door de Commissie, zoals bedoeld in artikel 20, lid 5.

7. Bij het opzetten van capaciteitsmechanismen nemen de lidstaten een bepaling op waarbij wordt voorzien in de efficiënte administratieve uitdoving van het capaciteitsmechanisme, als gedurende drie opeenvolgende jaren geen nieuwe contracten worden gesloten uit hoofde van lid 6.

8. Capaciteitsmechanismen zijn tijdelijk. Zij worden door de Commissie voor een periode van maximaal tien jaar goedgekeurd. Zij worden stopgezet of de toegekende hoeveelheid capaciteit wordt afgebouwd op basis van de in artikel 20 bedoelde uitvoeringsplannen. De lidstaten blijven het uitvoeringsplan toepassen na de invoering van het capaciteitsmechanisme.

Artikel 22

Beginselen inzake de opzet van capaciteitsmechanismen

1. Capaciteitsmechanismen:

- a) zijn tijdelijk;
- b) leiden niet tot onnodige marktverstoringen en beperken de zone-overschrijdende handel niet;
- c) gaan niet verder dan wat nodig is om de in artikel 20 bedoelde zorgpunten met betrekking tot de toereikendheid aan te pakken;
- d) selecteren capaciteitsaanbieders via een transparante, niet-discriminerende en concurrerende procedure;
- e) bieden stimulansen voor capaciteitsaanbieders om op momenten waarop systeemstress verwacht wordt beschikbaar te blijven;
- f) waarborgen dat de vergoeding wordt bepaald via de concurrerende procedure;
- g) bepalen de technische voorwaarden voor de deelname van capaciteitsaanbieders voordat de selectieprocedure van start gaat;
- h) staan open voor deelname van alle hulpbronnen die de vereiste technische prestaties kunnen verstrekken, met inbegrip van energieopslag en vraagzijdebeheer;
- i) leggen passende sancties op aan capaciteitsaanbieders die niet beschikbaar zijn in tijden van systeemstress.

2. De opzet van strategische reserves voldoet aan de volgende vereisten:

- a) wanneer een capaciteitsmechanisme is opgezet als een strategische reserve, kan dispatching van de middelen ervan in de strategische reserve slechts plaatsvinden wanneer de transmissiesysteembeheerders naar verwachting al hun balanceringsmiddelen moeten inzetten om een evenwicht tussen vraag en aanbod tot stand te brengen;
- b) tijdens onbalansvereffeningsperiodes waarin dispatching van de middelen in de strategische reserve heeft plaatsgevonden, moeten onbalansen op de markt worden vereffend tegen ten

minste de waarde van de verloren belasting of een waarde boven de intraday-technische prijslimieten als bedoeld in artikel 10, lid 1, als deze hoger is;

- c) de output van de strategische reserve na de dispatching moet door het onbalansvereffeningsmechanisme worden toegewezen aan de balanceringsverantwoordelijken;
- d) voor de middelen die deelnemen in de strategische reserve, mag geen vergoeding worden ontvangen van de groothandelsmarkten voor elektriciteit of van de *balanceringsmarkten*;
- e) de middelen in de strategische reserve moeten buiten de markt worden gehouden voor minstens de duur van de contractperiode.

Het onder a) van de eerste alinea bedoelde voorschrift staat er niet aan in de weg dat middelen worden geactiveerd alvorens de werkelijke dispatching plaatsvindt, zulks met het oog op de opvoeringsbeperkingen en exploitatie-vereisten van de middelen. De output van de strategische reserve tijdens activering wordt niet toegeschreven aan balanceringsgroepen via groothandelsmarkten en verandert hun onevenwichtigheden niet.

3. Naast de voorschriften van lid 1, geldt voor capaciteitsmechanismen, afgezien van strategische reserves:

- a) dat zij zo dienen te worden opgezet dat verzekerd wordt dat de prijs die voor het beschikbaar houden wordt betaald, automatisch naar nul tendeert wanneer de omvang van het aangeboden vermogen naar verwachting afdoende is om te voldoen aan de omvang van de vraag naar vermogen;
- b) dat zij de participerende middelen alleen dienen te vergoeden naargelang hun beschikbaarheid, en dienen te verzekeren dat deze vergoeding geen gevolgen heeft voor de beslissing van de capaciteitsaanbieder om al dan niet elektriciteit op te wekken;
- c) dat zij dienen te waarborgen dat capaciteitsverplichtingen overgedragen kunnen worden tussen in aanmerking komende capaciteitsaanbieders.

4. In capaciteitsmechanismen worden de volgende voorschriften opgenomen met betrekking tot CO₂-emissiegrenswaarden:

- a) a) uiterlijk op 4 juli 2019 wordt productiecapaciteit waarvan de commerciële productie werd opgestart op of na die datum en met emissies van meer dan 550 g CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom niet vastgelegd en worden geen betalingen of toezeggingen ontvangen voor toekomstige betalingen in het kader van een capaciteitsmechanisme;
- b) b) uiterlijk op 1 juli 2025 wordt productiecapaciteit waarvan de commerciële productie werd opgestart vóór 4 juli 2019 en met emissies van meer dan 550 g CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom en met een jaarlijks gemiddelde van meer dan 350 kg CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per geïnstalleerde kW, wordt niet vastgelegd en worden geen betalingen of toezeggingen ontvangen voor toekomstige betalingen in het kader van een capaciteitsmechanisme.

De emissiegrenswaarde van 550 g CO₂ afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom en de limiet van een jaarlijks gemiddelde van 350 kg CO₂ per geïnstalleerde kW als bedoeld onder a) en b) van de eerste alinea, worden berekend op basis van de efficiëntie van het ontwerp van de productie-eenheid, namelijk het nettorendement bij nominaal vermogen in de relevante normen die zijn vastgelegd door de Internationale Organisatie voor normalisatie. Uiterlijk op 5 januari 2020 publiceert het Agentschap een advies met technische richtsnoeren met betrekking tot de berekening van de in de eerste alinea bedoelde waarden.

Bijlage 2: Variabiliteitsanalyse vereiste flexibele vermogen

Auteur: Frank Wiersma, TenneT TSO B.V.

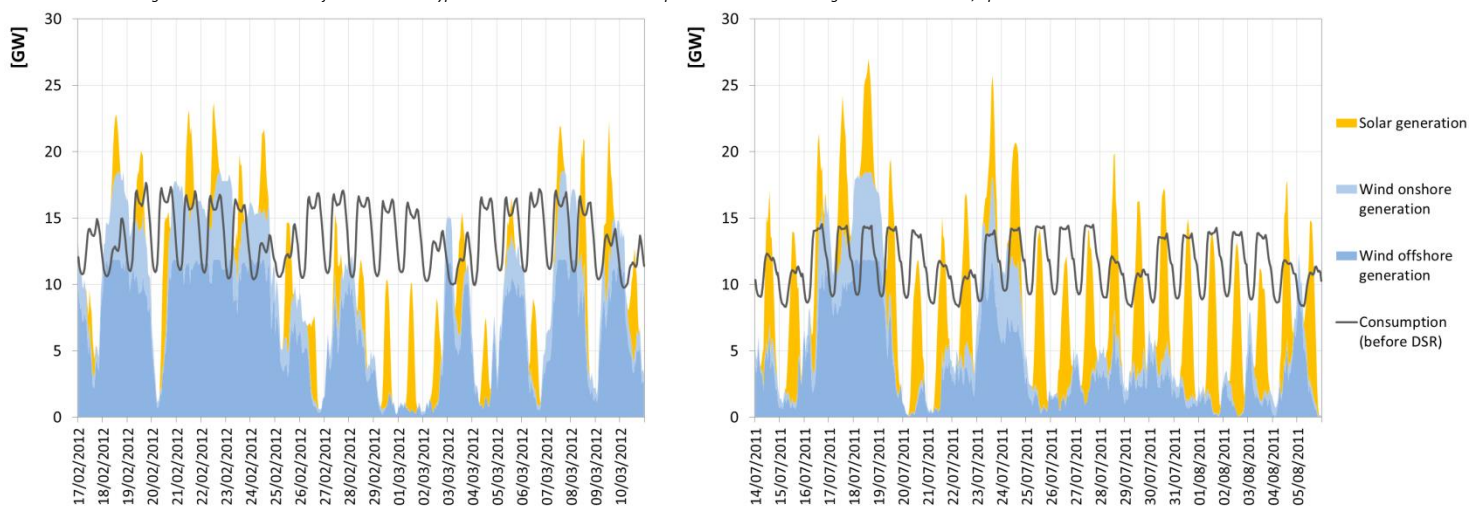
De behoefte aan flexibele vermogens en hun rol in het elektriciteitssysteem wordt in deze bijlage geïllustreerd aan de hand van een indicatieve analyse. Als startpunt vertaalt tabel 1 de streefdoelen voor het aandeel in de elektriciteitsproductie van hernieuwbare bronnen in 2030 volgens het Klimaatakkoord - ruim 70% van de elektriciteitsvraag voorzien door productie uit wind en zon in Nederland - naar indicatieve vereiste geïnstalleerde capaciteitswaarden om de ambitie van 49% minder broeikasgassen in 2030 mogelijk te maken.

Tabel 1: Indicatieve geïnstalleerde vermogens en aan zon en wind opwek passend bij de doelen van het Klimaatakkoord

	Geïnstalleerd vermogen GW	Productie TWh/jaar
Wind offshore	12.5	49
Wind onshore	7	20
Zon PV grootschalig	17	15
Zon PV kleinschalig	8	7
Totaal weersafhankelijke productie	44.5	91

Figuur 1 geeft een indruk van typische variaties van productie uit zon en wind weer (links vroeg voorjaar, rechts zomer). Het is de verwachting dat deze variaties (gebaseerd op historisch weer) regelmatig zullen voorkomen in de jaren tot 2030. De figuren tonen tevens een representatief vraagprofiel waardoor zowel korte als aanhoudende periodes met een overschot en tekort van elektriciteit zichtbaar zijn.

Figuur 1: Voorbeelden van tijdseries van met typische variaties van zon en wind opwek en elektriciteitsvraag verwacht voor 2030, op basis van historisch weer.



Op basis van dergelijke patronen kan een eerste grove inschatting worden gemaakt van de regelbare flexibele vermogens die nodig zijn in aanvulling op de weersafhankelijke productie om in de elektriciteitsvraag te voorzien. Hierbij kunnen twee functionaliteiten worden onderscheiden:

- *Korte-termijn flexibiliteit*: een mix van *demand (side) response* (vraagsturing - energie-neutraal verschuiven van vraag over de tijd) en opslag. Deze flexibiliteitsbronnen vlakken pieken en dalen typisch uit binnen een tijdsvenster van 48 uur zonder hierbij netto elektriciteit toe te voegen aan het systeem.

- *Lange-termijn flexibiliteit*: een mix van vraagsturing uit hybride systemen, regelbare opwek of grootschalige lange-termijn buffers. Deze flexibiliteitsbronnen kunnen ook elektriciteit aan het systeem toe te voegen en dit gedurende een langere periode vol te houden.

Als eerste vingeroefening kan de flexibiliteitsbehoefte van een elektriciteitssysteem met de indicatieve weersafhankelijke productie als in tabel 1 globaal worden ingeschat aan de hand van de volgende twee fictieve extremen.⁴¹ De genoemde vermogens zijn slechts indicatieve getallen, gekozen om hiermee de vermogensbalans het merendeel van de tijd te handhaven en slechts circa 200 uur⁴² per jaar over te houden waarin niet in de vraag kan worden voorzien. Daarmee is ook direct duidelijk dat er bovenop de hier genoemde flexibele vermogens nog meer nodig is om altijd vraag en aanbod met elkaar in evenwicht te houden.

- **Nederland beschouwd als een eiland**, zonder interconnectie met buurlanden:

Korte-termijn *flexibiliteit* ~ 7 GW⁴³
 Lange-termijn *flexibiliteit* ~ 11 GW.

- **Nederland met ideale inzet van interconnectie**. Hierbij is vereenvoudigd aangenomen dat nabijgelegen systemen een vergelijkbare combinatie van weersafhankelijk en *regelbaar vermogen* kennen, en een vraagpatroon hebben dat ook vergelijkbaar is met dat van Nederland. Wanneer de weersafhankelijke duurzame opwek in een nabij gelegen regio minder schaars is dan in Nederland wordt aangenomen dat Nederland uit buurlanden kan importeren, tot maximaal de nominale interconnectiecapaciteit. Dit zijn dan overschotten duurzame productie, of productie uit conventioneel vermogen dat niet vereist was om in de vraag van de nabij gelegen regio te voorzien.

Korte-termijn *flexibiliteit* ~ 6 GW
 Lange-termijn *flexibiliteit* ~ 7 GW.

De lagere flexibiliteitsbehoefte in de situatie met interconnectie geeft een indruk van de bijdrage die het efficiënt uitwisselen van elektriciteit over landen doorgaans kan leveren aan het uitvlakken van de pieken en dalen van weersafhankelijke duurzame productie.

Met deze flexibiliteitsbehoefte kan vervolgens inzichtelijk worden gemaakt hoe de korte en lange termijn flexibiliteitsfunctionaliteiten samenwerken om vraag en weersafhankelijke productie bij elkaar te brengen (Figuur x, met links de Nederland als eiland en rechts de situatie met ideale interconnectie). Hier is wederom een voorbeeld van een gebruikelijke situatie afgebeeld, waarbij deze flexibele vermogens afdoende zijn om in de vraag te voorzien. Het is zichtbaar hoe de korte-termijn flexibiliteit (paars) werkt om de tekort-pieken af te vlakken en de lange-termijn *flexibiliteit* (blauw) werkt om aanhoudende periodes van tekorten aan te vullen.

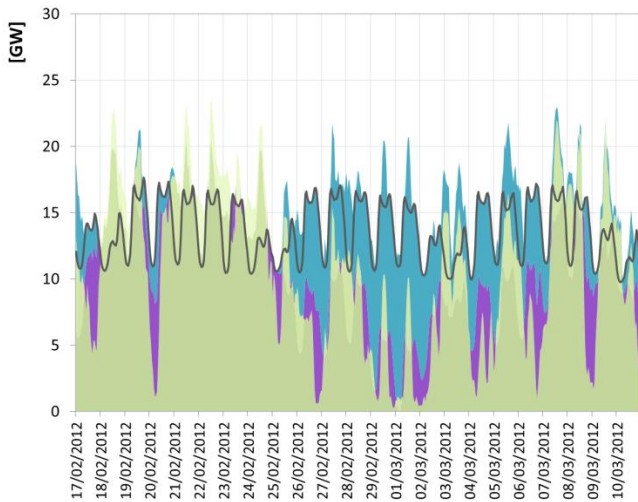
⁴¹ Waarbij de leveringszekerheid uiteindelijk in nationale en Europese context met geavanceerde modellen moet worden doorgerekend als gesteld in paragraaf 1.2.

⁴² Dit getal van 200 uur is arbitrair en alleen bedoeld om inzicht te geven wanneer 'zeldzame situaties' zich kunnen voordoen.

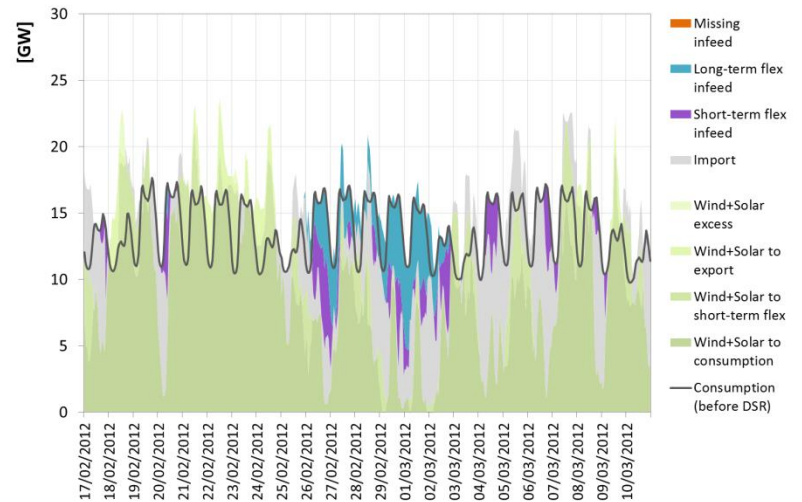
⁴³ Alle hier genoemde waardes zijn alleen globale schattingen die een eerste indruk geven van een orde van grootte.

Figuur 2: Voorbeelden van de rol van korte- en lange-termijn flexibiliteit en (alleen rechts) import om vraag en aanbod van elektriciteit met elkaar in evenwicht te brengen tijdens typische variaties van zon en wind opwek in 2030. De beschouwde periode met historisch weer is dezelfde als de linker zijde van Figuur -1.

Nederland als eiland



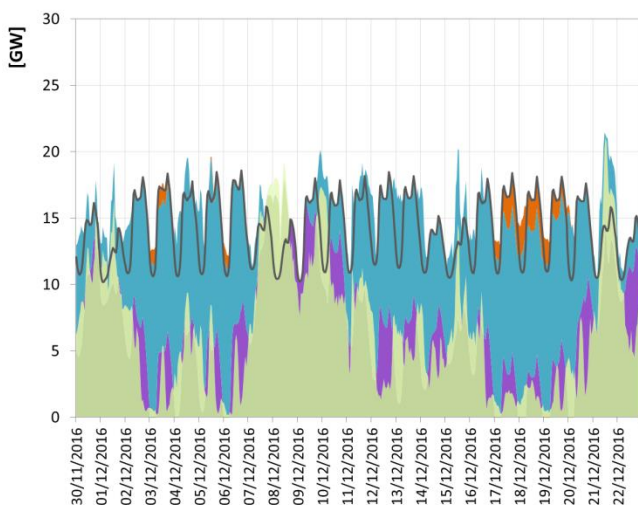
Nederland met ideale interconnectie



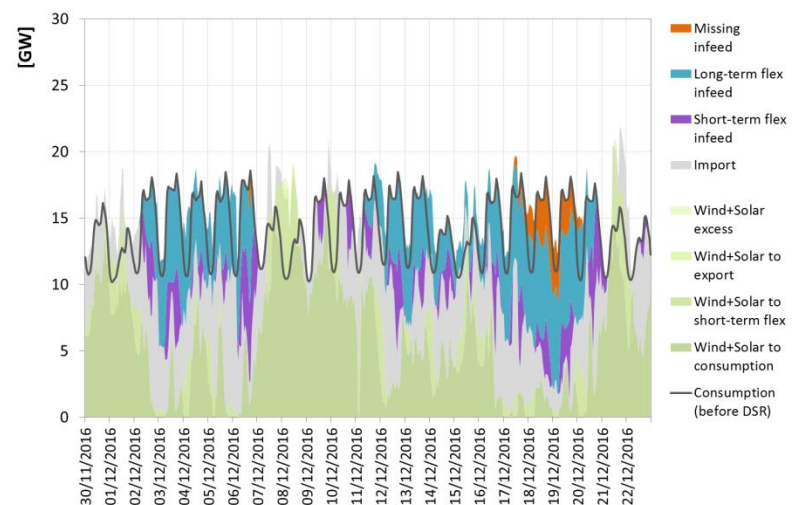
Vervolgens kan onder deze aanname bekeken worden onder welke omstandigheden de aangenomen flexibele vermogens niet toereikend zijn. Figuur x geeft een voorbeeld van een periode waarin gedurende een aantal dagen nog aanvullende flexibiliteitsbronnen nodig zijn om vraag en aanbod met elkaar in evenwicht te houden, in dit voorbeeld tot 2.5 / 3.5 GW vermogen en 170 / 190 GWh energie over deze dagen. Voor dergelijke weinig voorkomende situaties zijn flexibiliteitsbronnen nodig in aanvulling op de eerder aangenomen vermogens aan korte- en lange termijn *flexibiliteit*. Deze worden niet frequent ingezet (gemiddeld minder dan de eerder genoemde circa 200 uren en enkele keren per jaar), op de momenten dat de aangenomen vermogens aan korte- en lange-termijn *flexibiliteit* niet toereikend zijn. In deze relatief zeldzame aanvullende flexibiliteitsbehoefte kan voorzien worden door meerdere bronnen, bijvoorbeeld met *demand (side) response* en aanvullende regelbare productie.

Figuur 3: Voorbeelden van een episode waarin de aangenomen flexibele vermogens niet afdoende zijn om vraag en aanbod met elkaar in evenwicht te houden.

Nederland als eiland



Nederland met ideale interconnectie



Bijlage 3: Begrippenkader

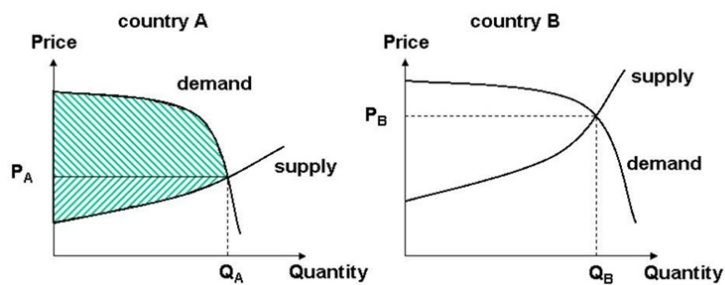
Vetgedrukte begrippen zijn nieuw ten opzichte van OTE rapport 'Marktdesign Elektriciteitsvoorziening' (2017).

Adequacy analyse	Een studie en analyse naar het op elkaar afstemmen van de elektriciteitsproductie en het verbruik - en over de nood aan <i>flexibiliteit</i> in het elektriciteitssysteem binnen en tussen lidstaten.
Aggregator	Een marktpartijrol die flexibele capaciteit verzamelt en verhandelt in de energiemarkten (inclusief markten voor congestie en balancering). Dit gebeurt door overeenkomsten met vragers en aanbieders van <i>flexibiliteit</i> te sluiten. Hiervoor dient een aggregator programmaverantwoordelijk te zijn of te hebben (bij een derde partij). In deze overeenkomst worden afspraken gemaakt over het ontsluiten van flexibiliteit. Deze rol wordt ingevuld door een commerciële marktpartij.
Balanceringsenergie	Energie die door TSO's wordt gebruikt om de balancering uit te voeren en die door een aanbieder van balanceringsdiensten wordt geleverd.
Balanceringsmarkt	Markt waarbij biedingen van leveranciers in regel- en reservevermogen, en noodvermogen ingezet worden volgens een laddersystematiek. Dat betekent dat biedingen met de beste prijs voor zover die aan de randvoorwaarden voldoen, als eerste worden ingezet en dat bij een toenemende behoefte, naar de mate waarin de verdere treden worden aangesproken, de prijs zal toenemen aan opregelzijde respectievelijk zal afnemen aan afregelzijde. Bij schaarste in het aanbod kunnen biedprijzen sterk afwijken van wat algemeen als de marktprijs voor elektriciteit geldt. Het ontwerp van de balanceringsmarkt moet als integraal onderdeel van het gehele elektriciteit marktontwerp worden gezien. In de balanceringsmarkt wordt de real time waarde van energie gebruikt.
Balanshandhaving	Balanshandhaving is het balanceren van de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit met de hoeveelheid afgenomen elektriciteit. Voor een veilige energievoorziening moet geproduceerde elektriciteit altijd exact overeenkomen met de hoeveelheid afgenomen elektriciteit. Zo wordt de frequentie van de wisselspanning in het Nederlandse en Europese elektriciteitssysteem op 50 Hertz (Hz) gehandhaafd. Afwijking van een balans tussen geproduceerde elektriciteit en afgenomen elektriciteit veroorzaakt een onveilige en instabiele energievoorziening die in ergst geval leidt tot afschakeling.
Basisbedrag (SDE+)	De kostprijs voor de productie van duurzame elektriciteit is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. Dit is een gemiddelde: de som van investerings- en exploitatiekosten, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid geproduceerde duurzame elektriciteit. Het basisbedrag wordt per categorie per SDE+ ronde door het ministerie van Economische Zaken vastgesteld. Dit basisbedrag geldt vervolgens de gehele subsidieperiode.
Basisenergieprijs (SDE+)	De basisenergieprijs is de ondergrens voor het correctiebedrag. Als het correctiebedrag gelijk is aan de basisenergieprijs is de maximale subsidie bereikt. Het ministerie van Economische Zaken stelt de basisenergieprijs per SDE+ ronde vast op basis van berekeningen van ECN. Deze geldt vervolgens de gehele subsidieperiode.
Biedzone	Het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie

	uit te wisselen zonder capaciteitstoewijzing (bron: Verordening (EG) nr. 714/2009).
Betrouwbaarheidsnorm	Door een lidstaat vastgestelde norm voor leveringszekerheid, uitgedrukt in (E)ENS en LOLE.
Capaciteitsmechanisme	Een tijdelijke maatregel waarmee wordt gewaarborgd dat het noodzakelijke niveau van leveringszekerheid van elektriciteit wordt bereikt door middel van de vergoeding van hulpbronnen aan de hand van de beschikbaarheid ervan.
Carbon leakage	Carbon leakage speelt een belangrijke rol bij de toewijzing van gratis emissierechten. Er is sprake van carbon leakage als de productie zich verplaatst van binnen de EU naar buiten de EU vanwege de lasten voor bedrijven door deelname aan emissiehandel. Carbon leakage is ongewenst omdat de uitstoot van CO ₂ bij productieverplaatsing naar derde landen niet meer gereguleerd wordt.
Centrale capaciteitsmarkt	Type marktontwerp waarin de TSO voldoende <i>zekere capaciteit</i> contracteert om de te verwachten landelijke maximale vraag (piekvraag) af te dekken
Congestie	Als het aanbod van elektriciteit hoger is dan de capaciteit van het netwerk, ontstaat er congestie.
Correctiebedrag (SDE+)	De marktwaarde van de geleverde energie is vastgelegd in het correctiebedrag. Bij de bepaling van het correctiebedrag wordt uitgegaan van gemiddelde energieprijzen per categorie, zoals die gedurende het productiejaar werkelijk zijn opgetreden. De definitieve correctiebedragen worden na afloop van ieder kalenderjaar vastgesteld.
Cost of New Entry (for generation, or demand response)	De jaarlijkse omzet per eenheid capaciteit uitgedrukt in MW die een productiemiddel of <i>demand (side) response</i> voorziening moet ontvangen over de economische levensduur om kapitaal en investeringskosten terug te verdienen.
Day-ahead markt	Elektriciteitshandel voor de levering van elektriciteit op de volgende dag. De day-ahead markt is het belangrijkste platform voor het handelen in elektriciteit. Hier worden contracten gemaakt tussen verkoper en koper voor de levering van elektriciteit op de volgende dag op basis van vastgestelde prijs op grond van het <i>marktkoppelingsprincipe</i> .
Decentrale capaciteitsmarkt	Type marktontwerp waarin leveranciers van elektriciteit de verplichting hebben om de verwachte piekcapaciteit van hun klantportfolio zeker gesteld te hebben met <i>zekere capaciteit</i> .
Demand (side) response	Eindverbruikers bieden <i>flexibiliteit</i> aan het elektriciteitssysteem door hun gebruikelijke elektriciteitsverbruik vrijwillig te wijzigen in reactie op prijssignalen of op specifieke verzoeken, terwijl zij daar tegelijkertijd van profiteren. Dit kan zowel handmatig als automatisch worden gedaan (bron: http://www.eurelectric.org/media/176935/demand-response-brochure-11-05-final-lr-2015-2501-0002-01-e.pdf).
Electricity Target Model	Marktmodel, ontwikkeld door de Europese Commissie, dat bedoeld is als basis-marktmodel voor de interne markt. Het Target Model definieert een aantal elementen die integratie en grensoverschrijdende handel mogelijk moeten maken.

Energy-only markt	Type marktontwerp waarin het verdienmodel voornamelijk gebaseerd is op een vergoeding per MWh en de levering van ondersteunende balanceringsdiensten.
ENTSO-e	Het Europese netwerk van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit, op grond van Europese regulering toebedeeld met taken als het ontwikkelen van Europese netcodes en het verrichten van een Europese beoordeling van de leveringszekerheid.
<i>(Expected) Energy Not Served ((E)ENS)</i>	De hoeveelheid energie die niet geleverd kan worden bij een bepaalde elektriciteitsvraag per periode.
Flexibiliteit	Flexibiliteit is een eigenschap van capaciteit die de eigenaar in staat stelt om snel in te spelen op wisselende omstandigheden - indien de situatie daar om vraagt - door met productie, opslag of afname te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit. Door <i>demand response</i> kunnen eindgebruikers bijvoorbeeld in reactie op prijssignalen of specifieke verzoeken hun elektriciteitsverbruik aanpassen, waarvoor deze eindgebruikers worden beloond.
Flowbased berekeningsmethode	Flowbased berekeningsmethode betreft een methodemechanisme waarbij de gecoördineerde bepaling van de beschikbare <i>grensoverschrijdende transportcapaciteit</i> tussen landen in Noord West Europa, een relatie heeft met de fysieke stromen die door commerciële transacties in het transportnet voor elektriciteit worden uitgelokt. Flowbased berekeningsmethode is een capaciteitsberekeningsmethode waarbij uitwisseling van energie tussen <i>biedzones</i> beperkt wordt door fysieke kenmerken van het net. Met de flowbased berekeningsmethode wordt invulling gegeven aan een efficiënte en marktconforme toewijzing van de beschikbare capaciteit voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit.
Forward markt	Markt waarbij elektriciteitsproducten voor productie en levering voor, ver vóór de <i>day-ahead markt</i> , de toekomst worden verhandeld.
Forward prijs	De prijs voor productie en levering van elektriciteit in de toekomst.
Fysiek gesettelde contracten	Contracten waarbij voor de verkoper de verplichting tot levering te zijner tijd ontstaat en voor de verkoper de verplichting tot afname.
Gezond en efficiënt	“Gezond en efficiënt” impliceert dat er voldoende zekerheid geboden wordt aan investeerders om te investeren in duurzame productie en/of in maatregelen en voorzieningen om de levering van voldoende energie te garanderen.
Grensoverschrijdende transportcapaciteit	Transportcapaciteit is de hoeveelheid elektriciteit, uitgedrukt in MW of MWh, die in een uur maximaal kan worden getransporteerd. De grensoverschrijdende transportcapaciteit betreft de verbindingen met het buitenland. De Europese definitie luidt als volgt: Het vermogen van het geïnterconnecteerde systeem om de overdracht van energie tussen <i>biedzones</i> mogelijk te maken (bron: Verordening (EG) nr. 714/2009).
Inframarginale opbrengsten	Productie faciliteiten die worden ingezet om aan de vraag te voldoen en die lagere marginale kosten van productie kennen dan de evenwichtsprijs in vraag en aanbod (de markt is dus in evenwicht met betrekking tot vraag en aanbod), zijn de infra-marginale eenheden. Het tussen tussentussenverschil tussen de marginale kosten en de evenwichtsprijs bepaalt de infra-marginale opbrengsten die met deze eenheden wordt behaald. In principe is dit de brutowinstmarge van een eenheid. Op langere termijn gaan hier nog vaste kosten van productie en investeringskosten nog van af.

Intraday markt	Elektriciteitsmarkt waarbij transacties gedurende de dag van gemaakt kunnen worden.
Loss of Load Expectation (LOLE)	LOLE vertegenwoordigt het aantal uren per jaar waarin, op lange-termijn, het statistisch wordt verwacht dat het aanbod niet aan de vraag kan voldoen.
Loss of Load Probability (LOLP)	De kans dat het beschikbare productievermogen niet in de vraag kan voorzien
Marktkoppeling	Marktkoppeling is het veiling proces waarbij ingezamelde orders worden gematcht en <i>grensoverschrijdende transportcapaciteit</i> wordt toegewezen, simultaan voor verschillende <i>biedzones</i> in de <i>day-ahead markt</i> . Marktkoppeling brengt zodoende vraag en aanbod van de spotmarkten in de – op dit moment - Centraal-West-Europese en Noord-Europese regio bij elkaar. Op de spotmarkt wordt de prijs bepaald door het snijpunt van de vraag en aanbodcurves (zie onderstaand figuur). Deze curves geven aan wat producenten wensen te ontvangen (aanbodcurve) en wat verbruikers wensen te betalen (vraagcurve). Het snijpunt van deze twee bepaalt de uiteindelijke prijs (bij het hebben van voldoende transport capaciteit). De winst voor de afnemers (het consumentensurplus) is gelijk aan het oppervlak onder de vraagcurve dat boven de overeengekomen prijs (aanbodcurve) ligt. Omgekeerd krijgt een groot deel van de producenten meer voor hun productie dan ze wensten (het producenten surplus).



Als er sprake is van twee landen met verschillende vraag- en aanbodcurves, dan is te zien dat het ene land (land A) goedkoper produceert, waar de afnemers in land B van zouden kunnen profiteren. Marktkoppeling zorgt ervoor dat dit profijt (welvaartswinst) wordt behaald. Tenminste, als er genoeg *grensoverschrijdende transportcapaciteit* voor de handel beschikbaar is.

Marginale eenheid	De prijszettende centrale in de <i>merit order</i> voor een specifiek uur, waarbij op dat specifieke uur voldaan wordt aan de vraag naar elektriciteit. De marginale kosten van die centrale bepaald de prijs op de elektriciteitsbeurs voor dat specifieke uur. Een marginale aanbod curve is op elk tijdstip in het jaar te maken, afhankelijk van de beschikbaarheid van productievermogen op dat moment. Afhankelijk van de vraag naar elektriciteit is altijd één bepaalde centrale nog nodig om aan de totale vraag te voldoen en is zodoende dan de zogenaamde marginale eenheid.
Marktkoppelingsgebied	De day-ahead marktkoppeling in de Noord-West Europese regio.
Merit order	De inzetvolgorde van de centrales op basis van hun marginale kosten.
Must Serve Load (MSL)	De elektriciteitsvraag die nodig is om de maatschappij op een basaal niveau te laten functioneren, mogelijk opgesteld uit de vraag van kritieke economische sectoren als de gezondheidszorg, energievoorziening, telecommunicatie en de vraag van huishoudens.

Onbalansprijs	De prijs (positief, nul of negatief) in elke onbalans verrekening periode voor een onbalans in elke richting.
Onrendabele top	Het productieafhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen.
Ontsluiten van <i>flexibiliteit</i>	Het toegankelijk maken en in staat stellen van productie, opslag of afname om te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit.
Operating Reserve Demand Curve (ORDC)	Type marktmodel waarin een prijsopslag is toegevoegd aan de <i>onbalansprijs</i> . De hoogte van de prijsopslag is afhankelijk van de beschikbare back-upcapaciteit.
Operationele reserve	Het primaire reservevermogen dat onder regie van de primaire regeling wordt geactiveerd. De primaire regeling is een op productiemiddelen, lokaal uitgevoerde automatische inrichting, die binnen maximaal 30 seconden zorgt voor een constante verhouding tussen frequentie verandering en productie(vermogens)-verandering. Het doel van de primaire reserve is frequentieverstoringen in het gehele (internationaal) gekoppelde hoogspanningsnet te stabiliseren, ongeacht de oorzaak en locatie van de verstoringen. Ernstige frequentieverstoringen kunnen leiden tot automatische belastingafschakeling en in het ergste geval een black-out veroorzaken. Daarnaast is er een single buyer markt voor regel- en reservevermogen ingericht zodat de TSO taken op het gebied van transport- en systeemdiensten uit te kunnen voeren. Marktpartijen kunnen op de single buyer markt aan TenneT regel- of reservevermogen aanbieden. TenneT gebruikt aangeboden regel- en reservevermogen <i>balanshandhaving</i> , om het momentane evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit in Nederland te handhaven of te herstellen. Aanvullend op deze markt sluit TenneT contracten af met marktpartijen voor de levering van het product noodvermogen.
Prijselasticiteit	De mate waarin vraag naar een bepaald product (bijvoorbeeld elektriciteit) reageert op een prijsverandering van dat product.
Prijsplafond	Met prijsplafond wordt de maximale prijs bedoeld dat wordt gehanteerd op de georganiseerde markten zoals de day-ahead markt, intraday markt of de onbalansmarkt. Het is uiteraard mogelijk om bilateraal een hogere prijs af te spreken.
Profielmethode	De profielmethode maakt gebruik van standaard verbruiksprofielen. Standaard verbruiksprofielen worden in de energiemarkt gebruikt om dagelijks de geleverde energie aan kleinverbruikers op hun net toe te wijzen aan de programmaverantwoordelijken en leveranciers. Grootverbruikers hebben telemetriemeters die dagelijks uitgelezen kan worden, dus van de grootverbruikers is bekend wat er per kwartier en/of per uur geleverd wordt. Van kleinverbruikers is dit niet bekend omdat hiervoor de ICT- infrastructuur ontbreekt. Daarom wordt een profiel gebruikt om het verbruik in te schatten. Het profiel van kleinverbruikers wordt opgesteld door de NEDU en jaarlijks geëvalueerd en aangepast.
Regelbaar vermogen	Elektriciteitsproductie die afgestemd kan worden op de vraag, in tegenstelling tot productie uit intermitterende capaciteit zoals weersafhankelijke energiebronnen.
Schaarste-opbrengsten	Op de momenten dat vraag en aanbod niet met elkaar in evenwicht zijn omdat er teveel vraag of weinig levering van elektriciteit is en op die momenten productie

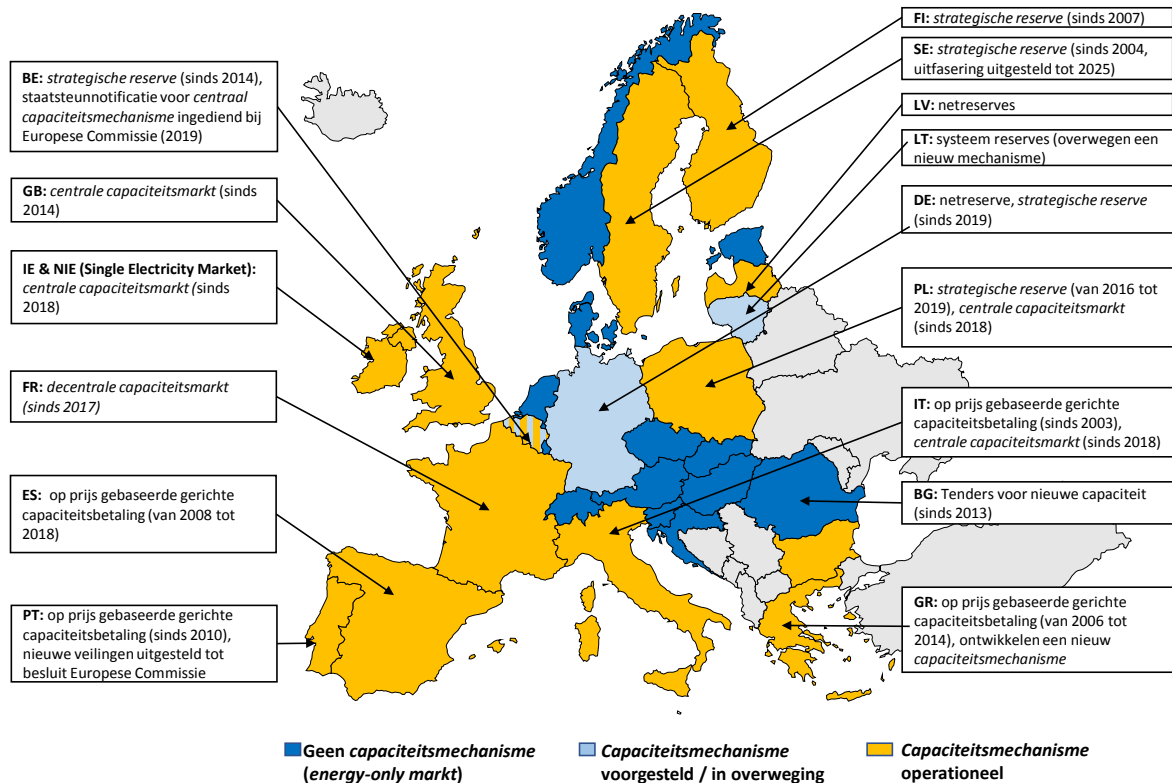
	<p>faciliteiten worden ingezet om aan de vraag te kunnen voldoen die lagere marginale kosten van productie kennen dan de elektriciteitsprijs, en waarbij vraag en aanbod niet in evenwicht zijn omdat er teveel vraag of te weinig levering van elektriciteit is, dan ontvangen deze productie faciliteiten schaarste-opbrengsten. Schaarste-opbrengsten komen voort uit een excessieve vraag naar (of beperkte levering van) elektriciteit die niet kan worden geleverd door beschikbare productie faciliteiten.</p>
Schaarsteprijzen	De prijs die ontstaat op momenten met een excessieve vraag naar (of beperkte levering van) elektriciteit die niet kan worden geleverd door beschikbare productie faciliteiten.
Strategische reserve	Type marktontwerp waarin de TSO bij marktpartijen een hoeveelheid vermogen contracteert tegen een vaste vergoeding per MW per jaar.
Systeemintegratie	De integratie van elektriciteit met andere onderdelen van het energiesysteem zoals gas en warmte.
Value of Lost Load (VoLL)	De waarde in Euro/MWh, van de maximale elektriciteitsprijs die klanten bereid zijn te betalen om een afschakeling te voorkomen. De hoogte van de VoLL kan tussen diverse soorten consumenten sterk verschillen, en is ook afhankelijk van het tijdstip. Dat maakt de bepaling van de juiste hoogte van de VoLL enigszins arbitrair. In de literatuur wordt voor Westerse landen gewoonlijk een VoLL verondersteld van, qua grootte orde, 10-20 Euro/kWh.
Uitvoeringsplan	Plan met een tijdschema voor het vaststellen van maatregelen die zijn gericht op het wegnemen van eventuele vastgestelde versturende effecten van regelgeving of tekortkomingen van de markt, op grond van artikel 20, derde lid van de Verordening op te stellen door een lidstaat in het kader van het goedkeuringsproces voor staatssteun bij een capaciteitsmechanisme.
Volatiliteit	De mate van beweeglijkheid van de koers/prijs van een product of goed.
Zekere capaciteit	Met zekere capaciteit ('firm capacity') wordt een hoeveelheid vermogen aangeduid die met een zeer hoge betrouwbaarheid (~100%) beschikbaar is om elektriciteit te leveren. Om aan een gewenste standaard van leveringszekerheid te kunnen voldoen is een bepaalde hoeveelheid zekere capaciteit nodig waarmee aan de (piek)electriciteitsvraag kan worden voldaan. Bepaalde technologieën bieden een hogere zekere capaciteit dan andere technologieën. Zo wordt aan conventionele thermische productie-eenheden zoals nucleair, kolen, gas en biomassa een hoge zekere capaciteit toegekend omdat deze vrij inzetbaar zijn, en aan zon en wind een lage hoeveelheid zekere capaciteit vanwege hun weersafhankelijkheid. Aan (nog te ontwikkelen) grootschalige elektriciteitsopslag en vraagsturing wordt vaak ook een hoge zekere capaciteit toegekend.
Zekerheidsfactor	Geen enkele aanbieder van capaciteit ⁴⁴ is 100% beschikbaar want er kan altijd onverwachte uitval optreden. De (maximale) capaciteit van een productie-eenheid kan worden omgerekend naar een hoeveelheid zekere capaciteit op basis van een bepaalde 'zekerheidsfactor' ('capacity credit'). Deze factor corrigeert de maximale capaciteit van een productie-eenheid voor eventuele weersafhankelijkheid en onverwachte niet-beschikbaarheid door bijvoorbeeld

⁴⁴ In dit rapport worden ook opslag en vraagsturing, de mogelijkheid om de elektriciteitsvraag met een bepaalde hoeveelheid vermogen te verminderen gedurende een bepaald tijdsinterval, als productie-eenheid beschouwd.

storingen. De zekerheidsfactor is meestal gebaseerd op (historische data over) de gebruikte technologie, maar kan in principe ook individueel voor een eenheid bepaald worden op basis van de individuele omstandigheden.

Bijlage 4: Overzicht Capaciteitsmechanismen in de Europese Unie

Onderstaand overzicht is gebaseerd op informatie van nationale toezichthouders en de Europese Commissie. Het origineel is opgenomen in de jaarlijkse marktmonitoringrapportage van ACER/CEER⁴⁵. De tekst is in deze bijlage vertaald naar het Nederlands en benamingen van de mechanismen aangepast aan de terminologie van dit rapport.



⁴⁵ Zie p. 47 ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018 Electricity Wholesale Markets Volume, November 2019, beschikbaar via: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Electricity%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf