



# Markt en Flexibiliteit

Hoofdrapport



netbeheer  nederland  
*energie in beweging*

  
Tennet

apx  power spot exchange

 energie-nederland

 UNIVERSITEIT VAN AMSTERDAM  
*Centrum voor Energievraagstukken*

All for  
sustainability  
 Eneco

 KONINKLIJKE  
vemw

---

 CE Delft  
*Committed to the Environment*

# Markt en Flexibiliteit

## Hoofdrapport

Deze notitie is opgesteld door:

Sebastiaan Hers

Frans Rooijers

Maarten Afman

Harry Croezen

Sofia Cherif

Delft, CE Delft, juni 2016

Publicatienummer: 16.3E90.35

Energievoorziening / Elektriciteit / Markt / Vraag / Aanbod / Transport / Capaciteit / Balans / Toekomst / Beleidsmaatregelen / Technologie / Analyse / VT : Flexibiliteit

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Sebastiaan Hers.

© copyright, CE Delft, Delft

**CE Delft**  
**Committed to the Environment**

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



## Voorwoord

Dit rapport vormt de hoofdrapportage van het project 'Markt en flexibiliteit; marktinrichting ter ontsluiting van flexibiliteitsopties'. Deze hoofdrapportage biedt een overzicht van de belangrijkste resultaten van het project. Naast deze rapportage is er ook een achtergrondrapportage beschikbaar waarin een breed overzicht en gedetailleerdere uitwerking van de analyses en resultaten van het project wordt gepresenteerd.

Het project is opgezet naar aanleiding van de analyse ten behoeve van de denktank 'structurele verandering energiemarkt'.<sup>1</sup> De analyse blikkt vooruit op de ontwikkelingen in het elektriciteitssysteem tot 2030. Uit de analyse volgt dat de toenemende bijdrage van zonne- en windenergie aan het elektriciteits-systeem leidt tot een toenemende behoefte aan flexibiliteit en flexibiliteitsvoorziening in het systeem.

Het doel van dit project is de verkenning en ontwikkeling van een breed gedragen bestel van marktinrichting en regelgeving voor de elektriciteitsvoorziening ter ontsluiting van flexibiliteit ten behoeve van flexibiliteitsbehoefte.

Als startpunt is daartoe met een consortium aan stakeholders in het Nederlandse bestel, bestaande uit Netbeheer Nederland, Energie-Nederland, TenneT, VEMW, Eneco, APX (EPEX SPOT), Uva/CvE en CE Delft, ingezet op een gezamenlijke verkenning van:

1. flexibiliteit, flexibiliteitsbehoefte en -voorziening;
2. drempels en barrières voor flexibiliteitslevering;
3. oplossingsrichtingen om deze barrières weg te nemen.

De uitwerking van het project is gebaseerd op een vijftiental werksessies met open discussie aan de hand van voorbereidende presentaties en discussiestukken.

Het begrip flexibiliteit is uitgediept door de verschillende dimensies van de flexibiliteitsbehoefte in kaart te brengen en de toekomstige flexibiliteitsbehoefte is uitgewerkt aan de hand van bestaande scenario's voor 2020-2030. Aan de hand van een serie caseanalyses gebaseerd op praktijksituaties zijn onder leiding van verscheidene deelnemers in het project vervolgens knelpunten en barrières in het bestaande bestel van marktinrichting en regulering in kaart gebracht.

In de laatste fase zijn aanknopingspunten voor verbetering ter discussie gebracht en tegen het licht gehouden als het gaat om ontsluiting van flexibiliteit en andere overwegingen en randvoorwaarden voor inpassing in het bestaande bestel.

Resultaat is een breed gedragen perspectief op de flexibiliteitsuitdaging voor de periode 2020-2030, de bestaande barrières in het bestel en een serie aanknopingspunten en oplossingsrichtingen om deze barrières te slechten.

---

<sup>1</sup> De denktank 'structurele veranderingen energiemarkt' was op initiatief van CE Delft gestart in 2013 en had als doel om met vertegenwoordigers op het niveau van directie/strategie van de gevolgen van het toenemend aandeel hernieuwbare energie voor de energiemarkten te verkennen.



## Samenvatting

Er dienen zich grote veranderingen aan op het elektriciteitsnet; door sterk groeiende variabele productie zonne- en windenergie, én toepassing van technieken met een aanzienlijke elektriciteitsvraag en een specifiek vraagpatroon (zoals elektrisch vervoer en elektrische warmtepompen). De gevolgen hiervan zullen zichtbaar zijn in een drietal deelmarkten van het elektriciteitssysteem:

1. Levering van elektriciteit (Commodity).
2. Balanshandhaving (Onbalans).
3. Netwerkgestie (Transportcapaciteit).

Om deze nieuwe ontwikkelingen op te kunnen vangen zal de behoefte aan flexibele middelen om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen toenemen. Dit noemen we flexibiliteit.

Flexibiliteit kan worden beschouwd als het vermogen van het elektriciteits-systeem om met stuurbare, flexibel inzetbare middelen op korte termijn de balans tussen vraag naar - en het aanbod van elektriciteit te handhaven binnen de grenzen van het distributie- en transmissiesysteem.

Door de toekomstige uitdagingen komt de vraag op hoeveel flexibiliteit er nu en straks beschikbaar is en of deze flexibiliteit wel voldoende toegang heeft tot de verschillende deelmarkten van de elektriciteitsmarkt.

### Flexibiliteitsbehoefte en -voorziening

Op basis van de vooruitzichten voor wind en zon wordt een significante groei van de flexibiliteitsbehoefte verwacht. Zo zal de behoefte aan piekvermogen in 2023 kunnen oplopen tot 5 GW (30% stijging t.o.v. van 2013) en de behoefte aan balansvermogen tot  $\pm 1,2$  GW (ruim 40% stijging t.o.v. van 2013). Daarnaast is het denkbaar dat in de toekomst netwerkgestie kan gaan ontstaan, waardoor een additionele flexibiliteitsbehoefte in tekortsituaties kan ontstaan tot 0,5 GW in de laagspanningsnetvlakken, 1,2 GW op middenspanningsnetvlakken en 1,3 GW op hoogspanningsnetvlakken.

De in 2016 bestaande beschikbaarheid van flexibiliteit biedt nu al perspectief om hier invulling aan te geven:

- Tot 2023 kan het bestaande productiepark en industriële vraagsturing voorzien in de flexibiliteitsbehoefte voor de levering van elektriciteit als het gaat om piekbelasting. Met de grootschalige introductie wind- en zonne-energie komen de grenzen van mogelijkheden tot afschakeling in het park echter wel in beeld. Dit komt omdat wind- en zon minder flexibel zijn in te zetten dan reguliere productie-eenheden.
- In de toekomst wordt een deel van de huidige conventionele eenheden minder vaak ingezet, zodat de beschikbaarheid van deze centrales voor de piekinzet en balanshandhaving minder vanzelfsprekend wordt. Dit kan mogelijk gevolgen hebben voor de leveringszekerheid.
- Centraal opgesteld productievermogen kan ook in de toekomst helpen bij het oplossen van netwerkgestie op hogere netvlakken, maar zal dat bij lokale congestie minder voor de hand liggen.



Er zijn ook niet-conventionele technische opties om flexibiliteit te ontsluiten. Deze opties zijn in kaart gebracht aan de hand van de huidige kostenperspectieven.

- Bij overvloedige productie van wind- en zonne-energie is warmteproductie uit elektriciteit (ook wel power-to-heat genoemd), als substituuat voor warmteproductie uit aardgas, een aantrekkelijke optie om in te zetten.
- Daarnaast kan ook aan flexibilisering van bestaande warmtekrachtkoppelingsinstallaties worden gedacht. Een deel van deze installaties wordt in de huidige markt ingezet voor warmtevoorziening, ook bij lage elektriciteitsprijzen.
- Voor situaties met lage productie van hernieuwbare energie en hoge vraag, kan gedacht worden aan extra vraagsturing, zoals sturing van warmtepompen en elektrische voertuigen bij eindverbruikers of productieprocessen bij grootverbruikers voordat investeringen in conventionele productie in beeld komen.

### **Barrières voor flexibiliteit**

De bestaande inrichting van de elektriciteitsmarkten en het reguleringskader kunnen de inzet van bepaalde opties, die technisch haalbaar zijn en potentieel hebben vanuit het perspectief van systeemkosten, echter in de weg staan.

De barrières met betrekking tot marktinrichting zijn:

- De huidige elektriciteitsmarkt is al toegankelijk voor vraagsturing. Uitzondering daarop anno 2016 is de directe toegang van kleinverbruikers tot de groothandelsmarkt.
- De product- en toegangseisen, en met name volume- en beschikbaarheidseisen, in de markten voor levering van flexibiliteitsdiensten aan de landelijke netbeheerder vormen voor verschillende flexibiliteitsleveranciers een belangrijke beperking.
- De complexiteit van de elektriciteitsmarkten vereist hoogwaardige kennis en competentie op het terrein van elektriciteitshandel, operationele eisen aan actieve handel en technische eisen voor inzet van flexibiliteit op verschillende deelmarkten.

De barrières met betrekking tot regulering zijn:

- De huidige praktijk van profielallocatie schermen het kleinverbruik af van de kortetermijnmarkten voor elektriciteit. De installatie van een slimme meter in combinatie met allocatie op basis van kwartierwaarden is nodig om deelname van kleinverbruik in de kortetermijnmarkten mogelijk te maken.
- De huidige aansluit- en transportplicht beperkt de mogelijkheden van inzet van flexibiliteit bij netwerkcongestie.
- De huidige structuur van transporttarieven, specifiek de  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{max}}$ , zijn niet ontworpen om vraagsturing te accommoderen.
- De huidige indeling van de energiebelasting heeft veel invloed op de beslissing van huishoudens of bedrijven om of zelf energie te produceren of dit af te nemen van het net. Deze barrières winnen aan belang bij een toenemende behoefte aan flexibiliteitsbijdragen van kleinschalige opties met een veelal decentraal karakter.

### **Oplossingsrichtingen**

Om de barrières weg te kunnen nemen zijn verschillende oplossingsrichtingen verkend. De verkenning beperkt zich tot de oplossingsrichtingen die inpasbaar zijn in de bestaande kaders.



## Markttoegang

Oplossingen voor de verlaging van de toetredingsdrempels voor flexibiliteit:

- Een neerwaartse aanpassing van de minimumeisen aan volumes, tijdseenheden en locatie om deel te nemen in de markt.
- Gestructureerde centrale informatievoorziening over de kortetermijnmarkten, zoals handelsvolumes, prijzen en achterliggende biedladder informatie.
- De complexiteit van de kortetermijnmarkten voor elektriciteit verder verlaagd kunnen worden door uitwerking van het concept van een flexibiliteitsplatform; een platform dat eenvoudiger toegang tot de verschillende kortetermijnmarkten mogelijk maakt, al dan niet na aggregatie.
- Tot slot kan verdere ontsluiting gefaciliteerd worden door middel van aggregatie. Aanpassingen van mogelijkheden tot gescheiden bemeting kunnen hier bijdragen aan de toegankelijkheid van flexibiliteitslevering voor aggregatoren.

## Kostentoerekening

De verbetering van kostentoerekening helpt het aantrekkelijk maken van de inzet van flexibiliteitsopties. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen fiscale factoren, kostentoerekening in levering en kostentoerekening in netwerk/transport.

- Een fiscale factor is de onevenwichtigheid in energiebelasting, die alleen in rekening wordt gebracht bij afnemers. Dit leidt tot nadelige beïnvloeding van de make-or-buy-beslissing en dus tot een grotere vraag naar flexibiliteit. Verlaging van het fiscale prijsverschil tussen inkoop en verkoop van elektriciteit zal daarom bijdragen aan verbetering van de allocatieve efficiëntie van vraag en aanbod waardoor er minder flexibiliteit nodig is.
- De huidige vorm van salderen neemt de tijds waarde van zelfgeproduceerde elektriciteit weg en creëert daarmee een grotere vraag naar flexibiliteit. Een slimme opvolger van de salderingsregeling moet dit ondervangen.
- Waardering van de tijds waarde van elektriciteit bij kleinverbruikers wordt mogelijk gemaakt door introductie van afrekening op kwartierwaarden, waarbij het bestaande beleid er op gericht is om toepassing vanaf 2017 mogelijk te maken.
- De tariefcomponenten van grootverbruik transporttarieven brengen op basis van piekafname hoge kosten met zich mee voor flexibiliteitslevering. Het feit dat met name piekafname op de aansluiting tijdens de piekvraag op systeemniveau een belangrijke factor is van de onderliggende (infrastructurele) kostenveroorzaking, biedt aanknopingspunten voor aanpassing van de bestaande tariefopbouw.
- Verder kan de volumecorrectie energie-intensieve industrie op het nettatarief in sommige gevallen de levering van flexibiliteit ontmoedigen. Ook in dit geval biedt het al of niet samenvallen van de afnamepiek en systeempiek aanknopingspunten voor aanpassing.
- In het netwerktarief voor kleinverbruik, gebaseerd op capaciteit (kW), kan het kostenveroorzakingsprincipe nog sterker worden ingepast door ook benutting van de aansluiting te beschouwen. Daarbij kan gedacht worden aan gestaffelde tarieven voor verschillende benuttingsgraden, maar ook aan een relatie tussen de tarieven, het tijdstip van benutting en systeem piek.



## **Congestiemanagement**

Het inzetten van marktgerichte middelen om congestie in de netten te voorkomen (congestiemanagement) wordt in het huidige wettelijk kader beperkt tot een tijdelijke en aanvullende rol; de netten moeten op termijn altijd worden verzwared. De toekomstige ontwikkelingen laten zien dat in specifieke gevallen van netwerkcongestie de maatschappelijke kosten van het altijd verzwaren hoog kunnen oplopen. In sommige gevallen, waarbij zich in een beperkt aantal momenten netwerkcongestie voordoet, kunnen de maatschappelijke kosten van verzwaren aantoonbaar hoger zijn dan alternatieven zoals de inzet van flexibiliteitsopties. Dit geldt naar verwachting met name op de lagere netvlakken.

In die gevallen kan incidenteel congestiemanagement, ook op de langere termijn, voordeliger zijn dan netverzwaring. Daarmee wordt echter wel afgeweken van de positie die transport- en distributienetten hebben binnen het huidige bestel. Voor verruiming van de mogelijkheden voor toepassing van congestiemanagement zal dan ook in eerste instantie een afwegingskader ontwikkeld moeten worden op basis waarvan de netbeheerder een beslissing kan nemen.





# Opbouw van dit rapport

Het rapport is als volgt gestructureerd:

1. Flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening.  
In de eerste fase is een structuuranalyse uitgevoerd van flexibiliteit in het operationele beheer van elektriciteitssystemen, resulterend in de identificatie van de verschillende dimensies van flexibiliteit.
2. Verkenning flexibiliteitsbehoefte 2020-2030.  
Evaluatie van toekomstige ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte in de langs de verschillende dimensies van flexibiliteit aan de hand van een scenarioanalyse op basis van bestaande scenario's.
3. Flexibiliteitsaanbod.  
Technisch potentieel en kostenstructuur van verschillende kansrijke opties voor flexibiliteitslevering zijn in kaart gebracht aan de hand van de huidige kostenperspectieven.
4. Regulering & Marktinrichting.  
In deze fase zijn de bestaande kaders voor marktinrichting en regulering in kaart gebracht, vanuit het perspectief van flexibiliteit en flexibiliteitsvoorziening om te komen tot een eerste verkenning van barrières voor flexibiliteit.
5. Caseanalyse.  
Analyse van een viertal cases waarin afname of levering van flexibiliteit op vanuit verschillende categorieën van marktdeelnemers en op verschillende netvlakken wordt geëvalueerd, met als resultaat de identificatie van barrières in de praktijk.
6. Aanpassing marktinrichting en regulering.  
Aanknopingspunten voor het wegnemen van barrières voor flexibiliteitsvoorziening zijn in kaart gebracht door de structuur van de barrières als uitgangspunt te nemen, en een palet van hierop aansluitende Nederlandse en buitenlandse voorstellen en initiatieven op het terrein van flexibilisering te analyseren.

Het project is uitgevoerd met subsidie van het ministerie van Economische Zaken, Nationale Regeling EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Het project is mede gefinancierd door Energie-Nederland, Netbeheer Nederland en TenneT.

Dit project is uitgevoerd door Netbeheer Nederland, Energie-Nederland, TenneT, VEMW, Eneco, APX, Uva/CvE en CE Delft.





## Deelnemers aan het project

Organisatie	Deelnemer
Netbeheer Nederland	Hans-Peter Oskam
RWE/Essent (namens Energie-Nederland)	Joost Greunsvan
TenneT	Gerda de Jong
VEMW	Frits van der Velde
Eneco	Huub Halsema
APX (EPEX SPOT)	Hans Nikkels
Stedin (namens Netbeheer Nederland)	Peter Hermans
Enexis (namens Netbeheer Nederland)	Daphne Verreth
UvA/CvE	Frits Otte
CE Delft	Frans Rooijers
CE Delft	Sebastiaan Hers



## 1 Groeiende behoefte aan flexibiliteit

Het SER Energieakkoord voor Duurzame Groei zet een ambitieus groeipad uit voor de ontwikkeling van duurzame energie tot 2023. Daarmee wordt onder andere ingezet op grootschalige realisatie en integratie van wind en zon-PV. De elektriciteitsproductie van deze middelen is afhankelijk van de weersomstandigheden en kent daarom grote fluctuaties. Het aandeel duurzame energie zal bovendien ook na 2023 moeten blijven groeien wil Nederland (en de rest van Europa) aan de toekomstige doelen (aandeel hernieuwbare energie en CO<sub>2</sub>-reductie) voldoen. Ook aan de vraagzijde van de elektriciteitsmarkt zien we nieuwe ontwikkelingen, zoals toename van elektrisch vervoer en warmtepompen, en die kunnen leiden tot toenemende fluctuaties.

Verschillende bestaande en nieuwe toepassingen, centraal en decentraal, voor (tijdelijke extra) vraag en aanbod van elektriciteit kunnen in deze behoefte aan flexibel elektrisch vermogen, ofwel stuurbare flexibele middelen voor aanpassing van aanbod van of vraag naar elektriciteit, voorzien. De bestaande kaders voor marktinzichting en regulering vormen op korte termijn de randvoorwaarden waarbinnen deze flexibiliteitsopties zullen moeten worden gerealiseerd. Op langere termijn kunnen deze kaders waar nodig worden aangepast om additionele flexibiliteit te ontsluiten en de markt binnen de nieuwe omstandigheden te faciliteren. In dit rapport wordt er vanuit gegaan dat een goed werkende energiemarkt met daarin verschillende flexibiliteitsopties en een robuust elektriciteitsnetwerk de meest kansen biedt om in de groeiende vraag naar flexibiliteit te voorzien.

De probleemstelling in dit rapport betreft de vraag in hoeverre (centrale en decentrale) flexibiliteitsopties binnen de huidige marktinzichting en reguleringskaders voldoende toegang hebben tot de verschillende deelmarkten van de elektriciteitsmarkt.

Flexibiliteit wordt in dit rapport beschouwd als het vermogen van het elektriciteitssysteem om met stuurbare, flexibel inzetbare middelen op korte termijn de balans tussen vraag naar en het aanbod van elektriciteit te handhaven binnen de grenzen van het distributie- en transmissiesysteem.

Dit rapport omvat in de eerste plaats een verkenning van de behoefte aan flexibiliteit en mogelijke flexibiliteitsvoorziening voor het Nederlandse systeem tot 2030. Vervolgens zijn de bestaande kaders van regulering en marktinzichting verkend met het oog op flexibiliteitsvoorziening. Deze verkenning wordt verder uitgediept aan de hand van een caseanalyse om barrières in flexibiliteitsvoorziening in beeld te krijgen. Tot slot worden oplossingsrichtingen om flexibiliteitsopties maximaal te kunnen benutten verkend.



## 2 Flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening

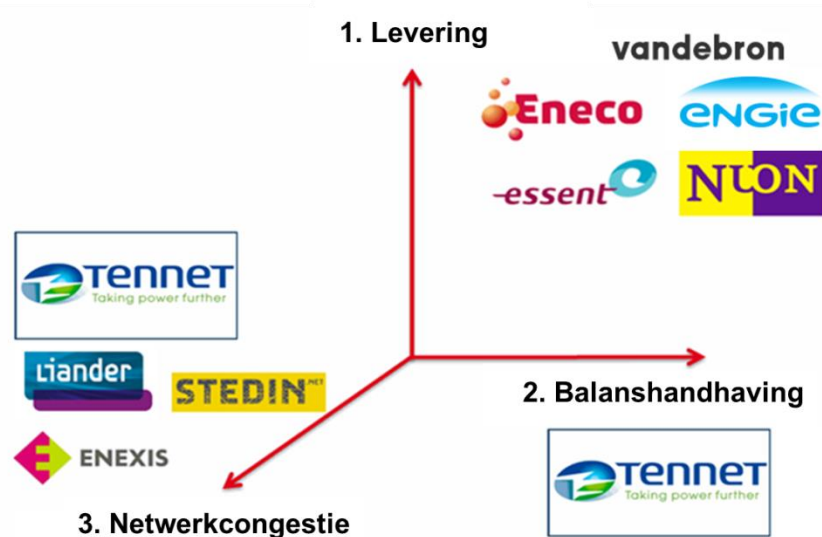
Met wind en zon-PV worden twee productietechnieken in het elektriciteits-systeem geïntroduceerd die zich in belangrijke mate onderscheiden van conventionele technieken. Elektriciteitsproductie met beide technieken wordt namelijk gestuurd door het natuurlijke aanbod van wind en zon, kent daardoor een onregelmatig productiepatroon en is ook minder voorspelbaar dan productie met conventionele elektriciteitscentrales. Om het evenwicht tussen vraag en aanbod te kunnen handhaven zal de behoefte aan flexibiliteit daarom toenemen.

De toenemende flexibiliteitsbehoefte zal zich aandienen op verschillende tijdschalen en op verschillende locaties. Vanuit het perspectief van operationele planning in het elektriciteitssysteem zal deze flexibiliteitsbehoefte zich globaal manifesteren in een drietal gerelateerde operationele domeinen (zie Figuur 1), te weten:

1. Levering van elektriciteit (Commodity).
2. Balanshandhaving (Onbalans).
3. Netwerkgestie (Transportcapaciteit).

Elk van deze domeinen kent een zekere flexibiliteitsbehoefte op grond van de operationele planningsactiviteiten.

Figuur 1 Dimensies van mogelijke operationele flexibiliteitsbehoefte



*Levering* van elektriciteit heeft betrekking op de week-tot-dag vooruit voorspellingen en planning van producenten, leveranciers en gebruikers, gevolgd door aanpassingen tot het moment van levering en tot slot realisatie van productie om aan de geaggregeerde vraag te voldoen.

*Balanshandhaving* heeft betrekking op de noodzaak om de balans in vraag en aanbod op korte tijdschalen te handhaven, een kwartier vooruit tot momentane levering. De betrokken marktpartijen zijn verantwoordelijk voor het continu in balans houden van hun levering, handel en productie op grond van hun programmaverantwoordelijkheid. Afwijkingen in balans kunnen

ontstaan door afwijkingen van de voorspelling van de vraag, beperkt stuurbare productie en geplande stuurbare productie. Onbalans in vraag en aanbod leidt tot frequentieafwijkingen met mogelijk verstoringen en zelfs stroomuitval tot gevolg. Aanpassing van het aanbod, en soms de vraag, ten behoeve van de balanshandhaving op het moment van realisatie wordt centraal georganiseerd door de landelijke systeembeheerder (TenneT) als onderdeel van haar wettelijke taak.

*Netwerkg congestie* heeft betrekking op de balans tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk binnen de grenzen van de beschikbare transportcapaciteit. Als de vraag naar transportcapaciteit hoger is dan de beschikbare transportcapaciteit kan congestie optreden en kunnen netcomponenten overbelast raken. Deze situatie kan bijvoorbeeld ontstaan als de som van lokale productie en elektriciteitsvraag de lokale beschikbare transportcapaciteit overtreft.

### 3 Verkenning flexibiliteitsbehoefte 2023

Met behulp van scenario's is de behoefte aan flexibiliteit voor de periode 2020-2030 verkend. In deze samenvatting worden de belangrijkste conclusies benoemd aan de hand van de analyses voor 2023. Tegen de achtergrond van het SER Energieakkoord voor Duurzame Groei staat dit jaar centraal.<sup>2</sup> Voor de verkenning van de flexibiliteitsbehoefte in 2023 is daarbij uitgegaan van de capaciteitsontwikkeling van windenergie zoals vastgelegd in het SER Energieakkoord. Voor de capaciteitsontwikkeling van zon-PV zijn geen expliciete doelstellingen opgenomen in het akkoord: in de verkenning is daarom uitgegaan van de Nationale Energieverkenning 2015 (ECN/PBL/CBS/RVO.nl, 2015).

#### 3.1 Energielivering

Grootschalige integratie van zonne- en windenergie heeft grote gevolgen voor de flexibiliteitsbehoefte in de levering van elektriciteit. Met de groei van zonne- en windenergie ontstaat er, naast een beperkt stuurbare vraag naar elektriciteit, ook beperkt stuurbare productie van elektriciteit. Het deel van de vraag dat niet kan worden ingevuld met wind en zon moet worden bediend met conventionele middelen. Dit wordt ook wel de *residuele vraag* genoemd.

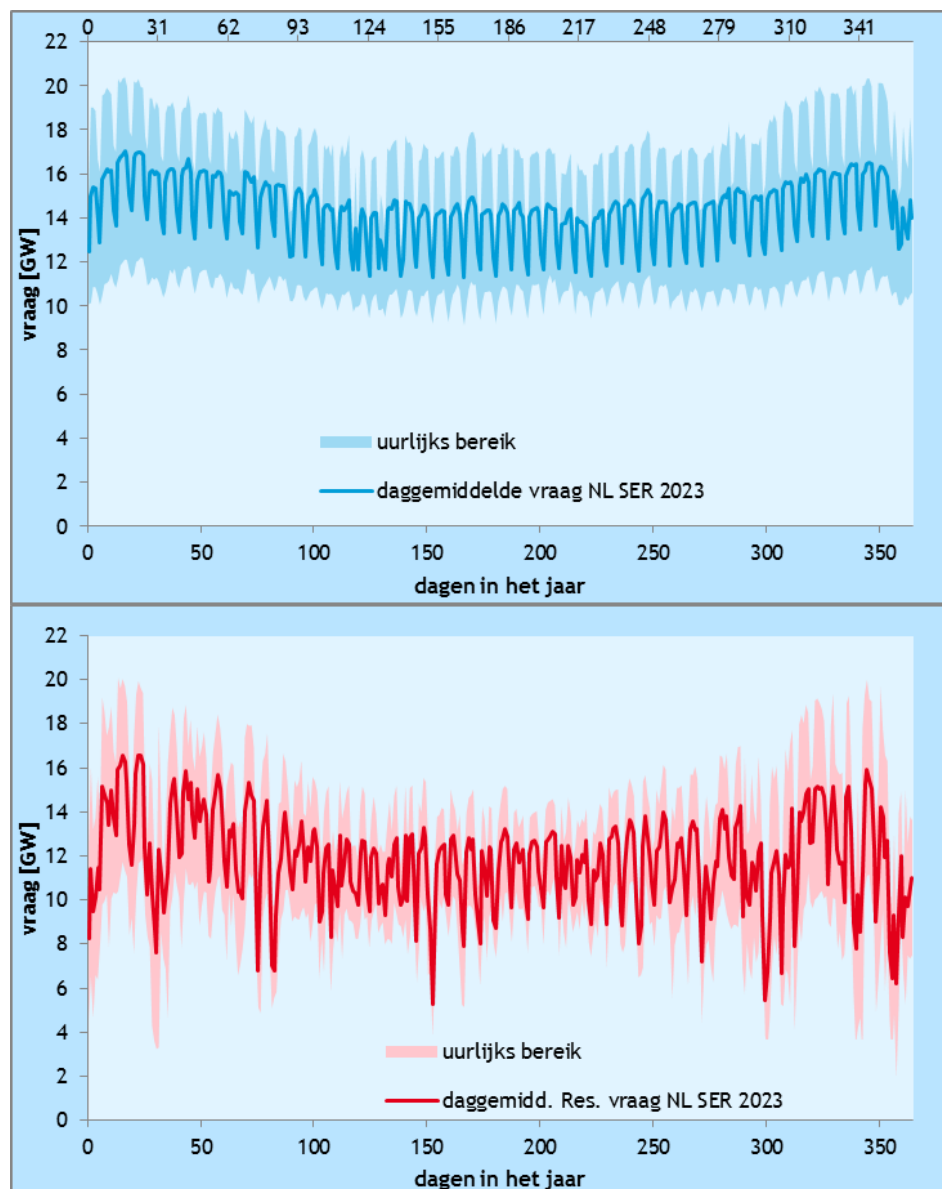
Uit de analyse volgt dat het patroon van de residuele vraag significant afwijkt van het patroon van de vraag zoals we dat nu kennen. In het verleden werd de elektriciteitsvoorziening gekarakteriseerd door stabiele voorspelbare vraagpatronen, gedomineerd door economische activiteit (dag/nacht, werkweek/weekend, vakantie) in samenhang met periodiciteit in zonsopgang en ondergang (zomer/winter). Door grootschalige introductie van wind en zon-PV worden sterk wisselvallige productiepatronen geïntroduceerd die zichtbaar zijn in de residuele vraag (zie Figuur 2).

---

<sup>2</sup> In de rapportage is een bredere verkenning ontwikkeld aan de hand van bestaande scenario's tot 2030.



Figuur 2 Projectie van de daggemiddelde vraag (boven) en residuele vraag (onder) naar elektriciteit op basis van SER 2023



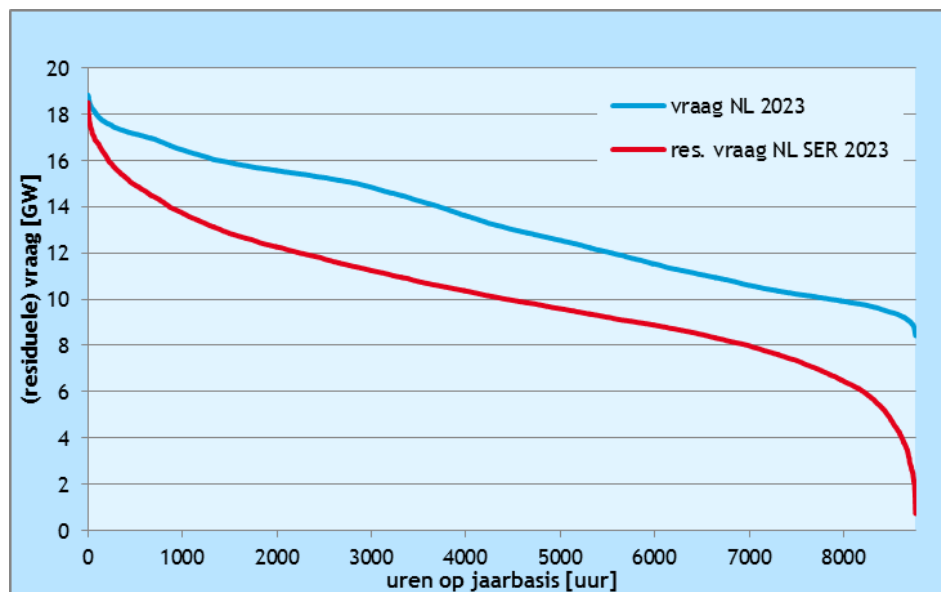
Bron: CE Delft-analyse (data ENTSO-E, KNMI).

Door de toename van elektriciteitsopwekking met wind en zon-PV ontstaat een sterke toename in de behoefte aan flexibele middelen met een jaarlijkse inzet van 1.500-2.000 draaiuren, wat ruwweg overeenkomt met het jaarlijks aantal uren dat wind en zon lage productie laten zien. Dit valt af te leiden uit Figuur 3 waarin de belastingduurkromme<sup>3</sup> van de projectie van de Nederlandse vraag en residuele vraag voor 2023 wordt weergegeven. Waar voor de Nederlandse vraag in 2023 tot 1,5 GW van aan piekvermogen met een inzet van 1.500 uur gevraagd wordt, loopt dat in de onderzochte scenario's op tot 5 GW of meer.

<sup>3</sup> De belastingduurkromme laat de netbelasting in volgorde van hoge naar lage netbelastingen zien.

Een tweede gevolg is dat de variatie van de residuele vraag veel groter is dan de variatie in de vraag. Combinatie van hoge vraag en lage wind en zon-PV invoeding resulteert in een residuele vraag die vergelijkbaar is met de hoge vraag. Een hoge invoeding van wind of zon bij lage vraag resulteert in zeer lage residuele vraagniveaus. Residuele vraag niveaus tot 0,5 GW kunnen al optreden bij het scenario voor 2023 (Figuur 3, rode curve). Aangezien ruwweg 2,3 GW aan productie minder flexibel is of slechts tegen significante kosten afgeschakeld kan worden ontstaat daarmee een behoefte tot 2,3 GW aan snel maar sporadisch inzetbaar afnamevermogen.

Figuur 3 Ontwikkeling van de belastingduurkrommen van de geprojecteerde vraag en residuele vraag op basis van SER 2023



Bron: CE Delft-analyse (data ENTSO-E, KNMI).

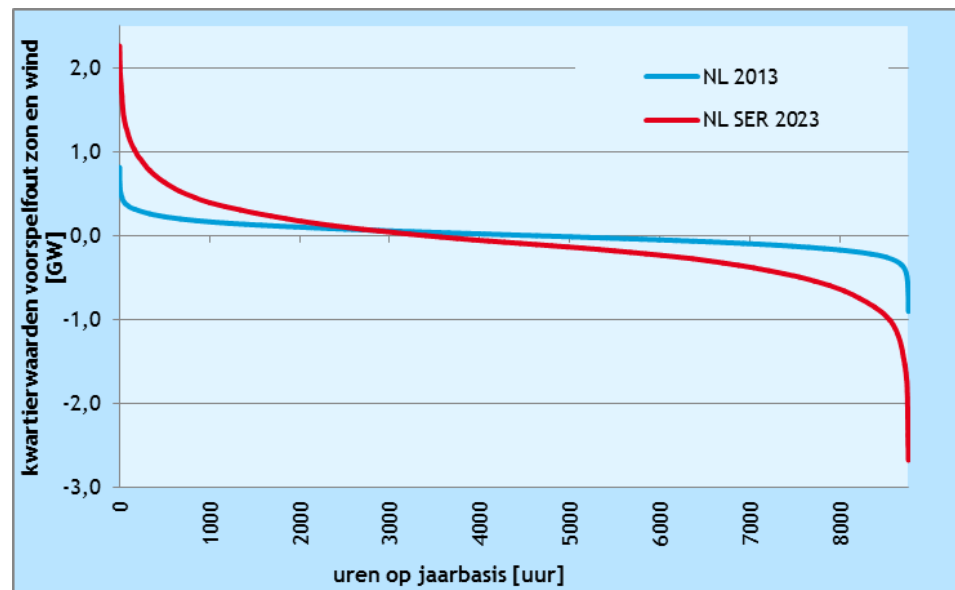
Grootschalige introductie van zon en wind heeft ook gevolgen voor de behoefte aan de snelheid waarmee alternatieven, i.e. stuurbare vraag, productie en opslag, kunnen worden ingepast. Zo kan verwachte uurlijkse wind- en zonproductie zeer snel grote veranderingen laten zien. In 2023 kunnen daarom de uurlijkse veranderingen van de residuele vraag sporadisch oplopen tot 3 GW/u. Bij de huidige vraagniveaus beschikt het bestaande park over voldoende flexibiliteit om benodigde aanpassing in stuurbare productie te leveren. Echter, bij zeer lage residuele vraag niveaus zoals die zich in 2023 sporadisch zullen voordoen wordt nog maar een klein deel van het regelbare productiepark ingezet en veelal op minimale productieniveaus. Dit kan leiden tot een aanvullende flexibiliteitsbehoefte van 1 tot 2 GW die geleverd zal moeten worden door snel opschakelbaar vermogen, zoals bijvoorbeeld draaiende reserve, gasmotoren, vraagrespons of opslag.

### 3.2 Balanshandhaving

Grootschalige productie van elektriciteit met wind en zon-PV zal ook gevolgen hebben voor de balanshandhaving. Hierbij speelt met name de voorspelbaarheid van de productie met deze technieken een rol. De voorspelbaarheid van wind en zon-PV op termijn is beduidend lager dan die van de huidige elektriciteitsvraag en -aanbod.

In Figuur 4 is te zien dat in de scenario's met veel zon en wind de benodigde aanpassing ten gevolge van voorspelfouten niet langer beperkt blijft tot ongeveer  $\pm 0,7$  GW (blauwe curve), maar op kan lopen tot driemaal tot viermaal hogere waarden van ruwweg  $\pm 2,5$  GW (rode curve).

Figuur 4 Duurkromme van geprojecteerde kwartierwaarden voor de vermogensvraag voor correctie van de voorspelfout voor wind en zon voor 2013 en SER 2023



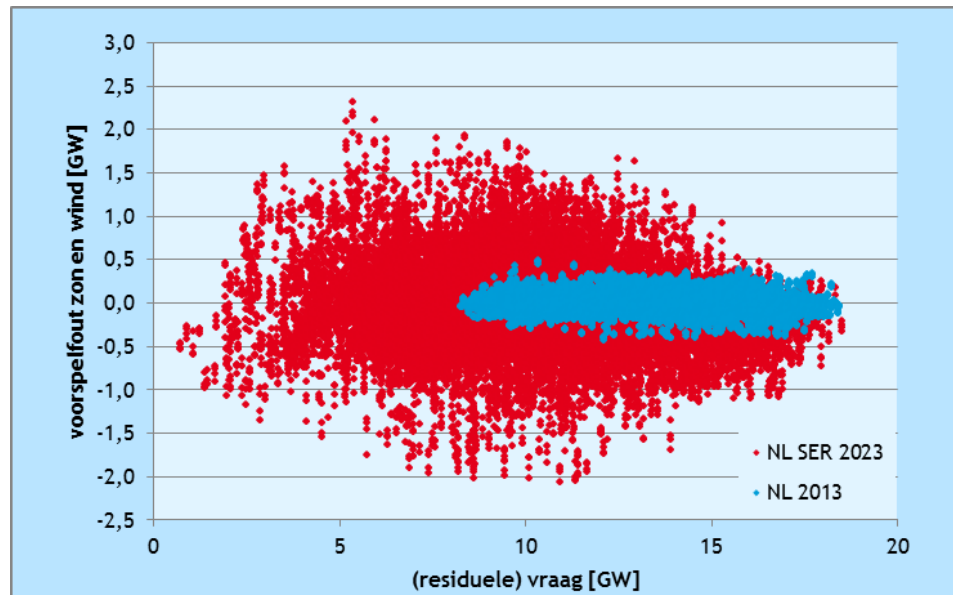
Bron: CE Delft-analyse (data TenneT TSO, Amprion, 50 Hertz Transmission, TransnetBW).

Aangenomen dat slechts de helft van de correcties van voorspelfouten van zon en wind in de laatste uren voor levering plaatsvinden, volgt een behoefte van  $\pm 1,2$  GW of meer aan snel schakelend vermogen. Omdat methoden en technieken ter voorspelling van wind- en zonne-energie verbeterd zullen worden, zal de daadwerkelijke vermogensvraag na 2020 naar verwachting lager liggen. Deze flexibiliteitsbehoefte zal met name bediend moeten worden door zeer snel regelbare productie of vraagsturing.

Verder dient er notie genomen te worden van het feit dat de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten zich veelal aandient bij hoge productie-niveaus van wind- en zonne-energie en dus zeer lage residuele vraag-niveaus.



Figuur 5 Kwartierwaarden voor vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten voor zon en wind vs. (residuele) vraag in 2023 op basis van SER 2023



Bron: CE Delft-analyse (data KNMI, ENTSO-E TenneT TSO, Amprion, 50 Hertz Transmission, TransnetBW).

De beschikbaarheid van de klassieke voorziening van dergelijke flexibiliteit, de draaiende reserve, zal daarmee vaak onder druk staan. Om dit in beeld te brengen is in Figuur 5 een gesimuleerde vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten in zon en wind weergegeven voor verschillende gesimuleerde (residuele) vraagniveaus voor 2013 en 2023.

Figuur 5 laat zien dat bij zeer lage residuele vraagniveaus, i.e. hoge zon- en wind-invoeding, in 2023 de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten relatief groot is. Zo blijkt dat de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten in zon en wind in 2023 kan oplopen tot 1,5 GW bij residuele vraagniveaus van 5 GW en lager. De beschikbaarheid van draaiende reserve in deze gevallen is echter beperkt aangezien de zon en wind invoeding hoog is.

### 3.3 Netwerkg congestie

De derde dimensie waarin ontwikkelingen met betrekking tot de flexibiliteitsbehoefte te verwachten zijn is die van netwerkg congestie in de energie-infrastructuur. Snelle toename van het opgestelde vermogen wind en zon, maar ook de groei van bijvoorbeeld elektrische auto's en warmtepompen zorgen voor een hogere belasting van de elektriciteitsnetten door een toename van de elektriciteitsvraag en ook een toename van de gelijktijdigheid van productie c.q. vraag. Dit vertaalt zich in een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit.

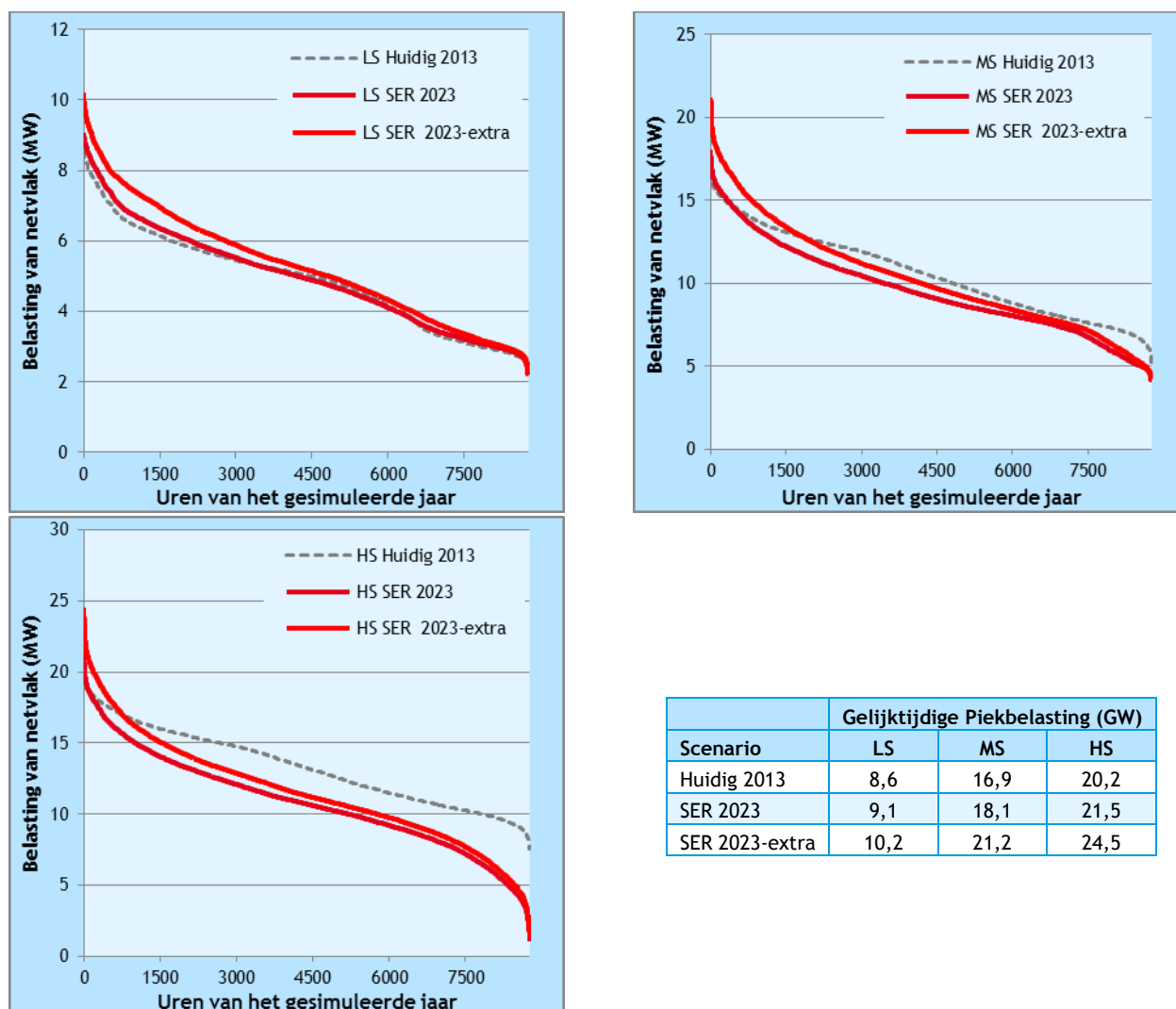
Historisch wordt in de toenemende transportbehoefte voorzien door de transportcapaciteit van de netten te vergroten. De veranderende dynamiek in vraag en aanbod kan echter leiden tot snel toenemende behoefte aan netcapaciteit op plaatsen waar dit in het verleden minder gebruikelijk was. Het is daarbij denkbaar dat de gebruikelijke netverzwaring niet altijd gelijke pas kan houden met dergelijke ontwikkelingen, zeker als het gaat om een groot aantal gebruikers die gelijktijdig in nieuwe toepassingen investeren.

De snelle toename van gasmotorvermogen in het Westland in het vorige decennium is hier een voorbeeld van (zie Paragraaf 5.1 case Westland). In geval van toekomstige situaties kan bijvoorbeeld gedacht worden aan plaatsing van een serie laadpalen in een landelijk gebied of een snelle ontwikkeling van zon-PV in de bebouwde omgeving.

Het is denkbaar dat onder specifieke omstandigheden netverzwaring relatief hoge kosten met zich meebrengt. Hierbij kan gedacht worden aan incidentele maar relatief hoge transportbehoefte door installatie van zon-PV in de bebouwde omgeving, waarbij netverzwaring kosten met zich mee kan brengen die niet in verhouding staan tot de baten.

In dergelijke gevallen kan overwogen worden om actief te sturen op de vraag naar transportcapaciteit om overbelasting te voorkomen, i.e. congestie-management. Volgens de huidige regelgeving mag congestie-management wel tijdelijk worden toegepast maar niet voor onbepaalde tijd. De netbeheerder is verplicht zijn net zo spoedig mogelijk te verzwaren zodat er geen congestie meer kan optreden.

**Figuur 6** Ontwikkeling belasting van LS-netwerk (linksboven), MS-netwerk (rechtsboven) en het HS-netwerk (linksonder) op basis van simulaties voor SER 2023 en SER 2023-extra (groei warmtepompen en elektrisch vervoer op basis van huidige trend). In de tabel rechtsonder zijn de piekwaarden aangegeven



Bron: CE Delft-analyse.

Modeldoorrekening van de toekomstscenario's laat zien dat de piekbelasting voor alle netvlakken zal toenemen met ongeveer 6% of meer in vergelijking tot de huidige niveaus (zie Figuur 6). Deze ontwikkeling suggereert een groeiend potentieel waarin congestiemanagement mogelijk tot lagere kosten kan leiden dan netverzwaring. Onder het SER 2023-scenario volgt uit deze berekeningen dat de piekbelasting toeneemt met 0,5 GW op laagspanning (LS), 1,2 GW op middenspanning (MS) en 1,3 GW op hoogspanning (HS). Deze uitkomsten zijn goeddeels terug te voeren op de groei van de vraag omdat de piekbelasting zich voordoet bij lagere invoeding van wind- en zonne-energie. Tegelijkertijd neemt de dalvraag op MS en HS juist af, terwijl die op LS ongeveer gelijk blijft. Daarmee wordt de belastingduurkromme voor de verschillende netvlakken dus steiler, zodat er een toename van de incidentele piekbelasting volgt. Met andere woorden, de transportbehoefte onder de scenario's neemt toe in termen van capaciteit maar zal zich minder frequent voordoen dan nu het geval is.

Hierbij dient opgemerkt te worden er binnen netvlakken verschillen optreden in 2023; zo kunnen er in sommige buurten/steden knelpunten ontstaan door hoge lokale invoeding, terwijl dat in andere buurten niet het geval is. Dit aspect vraagt om een zeer gedetailleerde analyse. Binnen de kaders van deze verkenning als achtergrond voor de vraagstukken met betrekking tot marktinzicht is echter ingezet op simulatie op hoofdlijnen.

### 3.4 Overzicht flexibiliteitsbehoefte

In Tabel 1 is een kwantitatief overzicht gegeven van de hiervoor geschetste behoefte aan flexibiliteit in de drie onderscheiden domeinen in 2023.

De flexibiliteitsbehoefte vanuit het domein 'levering' doet zich zowel voor in situaties van een tekort, als van een overschot aan elektriciteitsproductie met zon en wind. Voor tekortsituaties zal er circa 5 GW aan piekvermogen (i.e. inzet van minder dan 1.500 uur per jaar) of vraagreductie nodig zijn voor, in plaats van de 3,5 GW die verwacht zou worden bij gelijkblijvende invoeding van wind en zon. Voor overschotsituaties zal tot 2,3 GW aan opschakelbare vraag of opslag nodig zijn, afhankelijk van de ontwikkeling van het bestaande must-runvermogen.

In de laatste uren voor realisatie en balanshandhaving zal een grotere behoefte aan flexibiliteit ontstaan door fouten in de voorspellingen van de productie van zonne- en windenergie; denk aan situaties waarbij de zon pas veel later door de mist heen komt of waarbij een stormdepressie een andere route dan voorspeld volgt. Deze behoefte kan oplopen van de huidige niveaus, die onder de  $\pm 0,7$  GW liggen, tot  $\pm 1,2$  GW in 2023.

De kans op netwerkcongestie neemt tot 2023 vooral toe door nieuwe elektriciteitsvraag met een sterke gelijktijdigheid. De groeiende piekbelasting gaat gepaard met een afnemende belasting in overige uren. Dit leidt mogelijk tot een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit vanwege sporadisch hogere belastingen tot 0,5 GW op LS, 1,2 GW op MS en 1,3 GW op HS, met name bij lage invoeding van zon en wind. Indien toepassing van congestiemanagement als alternatief voor netverzwaring ter vermijding van onnodig hoge maatschappelijke kosten mogelijk wordt gemaakt, zal de resulterende behoefte aan flexibiliteit in ieder geval lager liggen dan deze geschetste behoefte aan netwerkcapaciteit. De behoefte aan netwerkcapaciteit kan zo gezien worden als een bovenwaarde voor de flexibiliteitsbehoefte die kan volgen uit aangegeven conditionele toepassing van congestiemanagement.

Door het toepassen van congestiemanagement kunnen netbeheerders netverzwaringen, waarvan de maatschappelijke kosten mogelijk hoger zijn dan andere alternatieven, voorkomen. Hieruit vloeit een verdere behoefte aan flexibiliteit voort.

Tabel 1 Inschatting flexibiliteitsbehoefte in 2023 op basis van NL SER 2023-scenario

Invoeding wind en zon	Levering	Balanshandhaving	Congestiemanagement
Tekort	< 5 GW/uur	< ± 1,2 GW/kwartier	LS: < 0,5 GW/uur MS: < 1,2 GW/uur HS: < 1,3 GW/uur
Overschot	< 2,3 GW/uur	< ± 1,2 GW/kwartier	N.a. <sup>4</sup>

## 4 Flexibiliteitsvoorziening

In de rapportage is het technische potentieel voor verschillende flexibiliteits-opties in beeld gebracht, zowel bestaande als nieuwe opties. Hierbij is uitgegaan van de technische opties die op grond van de huidige inzichten in kostenstructuur een haalbaar perspectief bieden.

### 4.1 Flexibiliteit van operationele centrales

In eerste instantie zullen conventionele productie-eenheden (zoals gasturbines) zorgen voor flexibiliteit. Gegeven de huidige situatie met ruime beschikbaarheid van capaciteit lijkt het bestaande park goeddeels in staat de flexibiliteitsbehoefte om piekbelasting in levering te kunnen bedienen. Echter, de beschikbare capaciteit staat onder druk en in recente jaren zijn reeds verschillende eenheden gesloten.

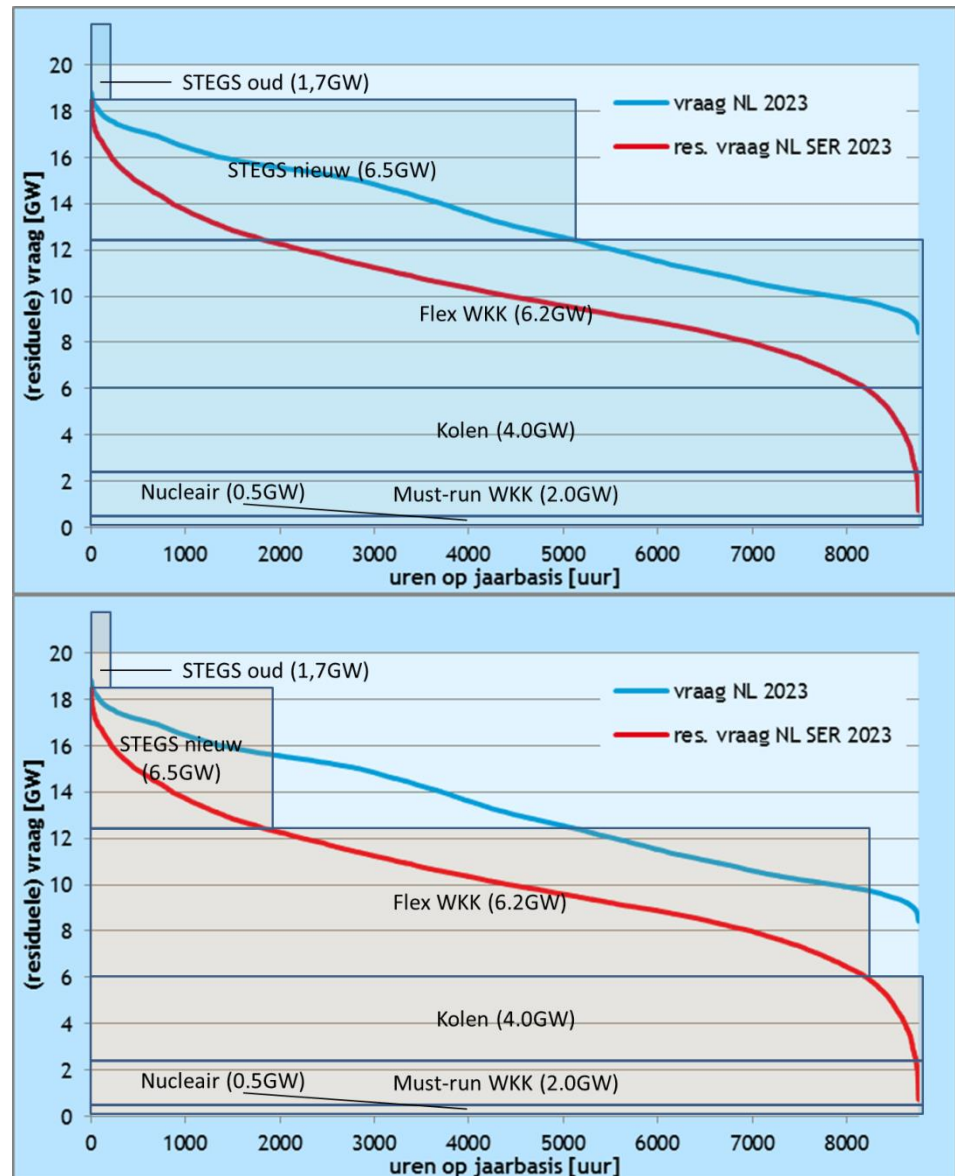
In Figuur 7 is het geïnstalleerd vermogen in de Nederlandse markt aangegeven voor 2023, uitgaande van de sluiting van de oudere kolencentrales en oudere combi-centrales. De cijfers liggen in lijn met het beschikbare vermogen en mogelijk te deconserveren vermogen (2,5 GW nieuw gasgestookt vermogen) voor 2022 als gerapporteerd door TenneT in het kader van de monitoring leveringszekerheid (TenneT, 2015). Daarbij wordt overigens geen rekening gehouden met verminderde beschikbaarheid door uitval en onderhoud.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Deze situatie doet zich bijvoorbeeld voor indien er knelpunten ontstaan door hoge lokale invoeding. Dit perspectief vergt een zeer gedetailleerde analyse en is in dit rapport buiten beschouwing gelaten.

<sup>5</sup> Gewoonlijk wordt voor conventioneel vermogen uitgegaan van 85% tot 95% beschikbaarheid op jaarbasis, afhankelijk van het type centrale.



Figuur 7 Geïnstalleerd vermogen en benuttingsgraad van verschillende typen centrales anno 2023, uitgaande van het huidige park gecorrigeerd voor uitfasering van de oude kolen eenheden



Bron: CE Delft-analyse (data CBS, TenneT, EnergyMatters).

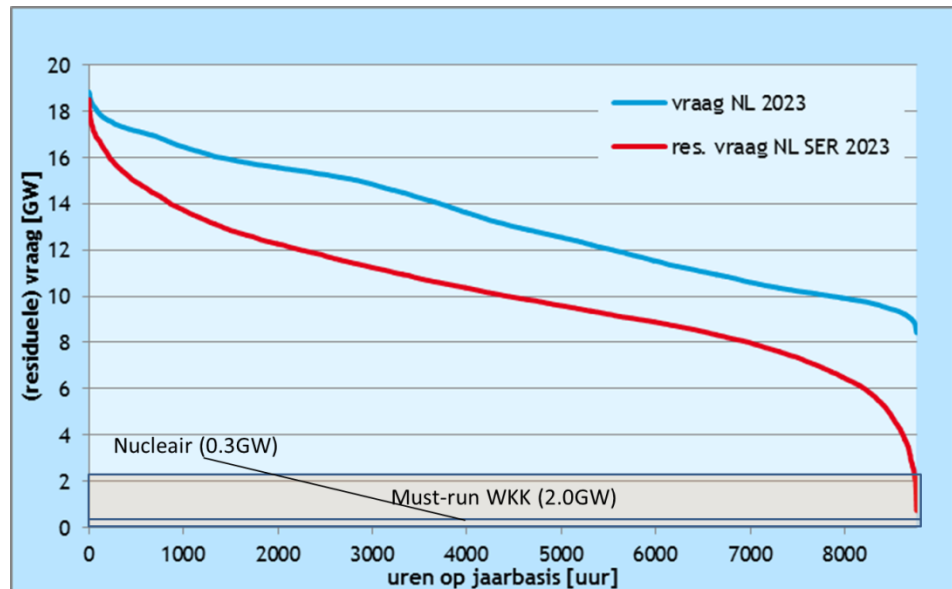
In Figuur 7 wordt verder onderscheid gemaakt in benuttingsgraad bij bediening van de geprojecteerde vraag (boven) en de geprojecteerde residuele vraag voor SER voor 2023 (onder). Hieruit blijkt dat de invloed van groeiende invoeding door wind en zon-PV met name leidt tot een sterk teruglopende inzet van de gasgestookte eenheden.

Uit de Figuur kan verder worden opgemaakt dat de piekvraag in 2023 op basis van deze vooruitzichten voor het bestaande park kan worden bediend, met name door de bestaande 8,2 GW aan STEG<sup>6</sup>-vermogen (STEG nieuw + STEG oud). Deze flexibiliteitsbehoefte voor levering lijkt daarmee dus gedekt.

<sup>6</sup> STEG staat voor Stoom- en Gascentrale, een moderne gasgestookte installatie waarbij twee turbines worden aangedreven; de gasturbine wordt aangedreven door het verbranden van aardgas (of een alternatief), terwijl de tweede stoomturbine wordt aangedreven door stoom die wordt verhit met de warmte uit de gasturbine.

Echter, de benuttingsgraad van met name de flexibele WKK's en de nieuwe STEG's staat sterk onder druk door de grootschalige introductie van wind en zon-PV. Door de ongunstige marktsituatie voor gasgestookte centrales valt voortzetting van de trend tot sluiting en/of conservering niet uit te sluiten. Dit geldt in het bijzonder voor de must-run WKK en de oude STEG's, maar ook voor de nieuwe STEGs, zeker als het gaat om een inzet van 1.500 uur op jaarbasis.

Figuur 8 Inzet van verschillende typen centrales bij zeer lage geprojecteerde residuele vraag voor SER 2023 ZW



Bron: CE Delft-analyse.

Ook kunnen problemen ontstaan in toekomstige situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie en lage vraag. In dergelijke situaties kan een overaanbod ontstaan. Alhoewel de residuele vraag in het 2023-scenario (dat is weergegeven in Figuur 8) niet negatief wordt, kan dit overaanbod toch optreden door het aanbod aan must-runvermogen en minimale deellastvermogen dat minder flexibel is in afschakeling (warmte gedreven WKK en nucleair). De resulterende flexibiliteitsbehoefte voor dit scenario betreft ongeveer 2,3 GW, zoals aangegeven in Figuur 8.

Daarmee volgt dat voor de flexibiliteitsbehoefte in levering de huidige vooruitzichten suggereren dat er voldoende vermogen beschikbaar is voor levering van piekvermogen. Hierbij moet wel notie genomen worden van het feit dat de marktpositie van de betreffende eenheden sterk onder druk staan. Indien de huidige trend tot sluiting en/of conservering van gasgestookt vermogen zich voortzet valt een tekort aan vermogen niet uit te sluiten. Als het gaat om de behoefte aan afschakelbaar vermogen bij hoge invoeding van zonne- en windenergie, lijkt een tekort aan mogelijkheden om productie af te schakelen of afname op te schakelen te kunnen gaan optreden. De huidige trend tot sluiting en/of flexibilisering van warmte gedreven WKK-vermogen kan dit tekort verminderen.

Als het gaat om de balanshandhaving in het SER 2023-scenario, kan gesteld worden dat het bestaande park een ruime mate aan flexibiliteit biedt in geval de conventionele eenheden zijn ingezet. Bij volledige inzet van het bestaande park kan het correctieve vermogen oplopen tot 0,7 GW/min, ruim boven de geschetste additionele behoefte van 0,5 GW/kwartier die bovenop de bestaande behoefte van 0,7 GW/kwartier zal kunnen gaan ontstaan. Bij hoge invoeding van zonne- en windenergie echter, zal zich de situatie voordoen dat nog slechts een beperkt deel van het conventionele vermogen ingezet is. De beschikbare flexibiliteit zal dan navenant lager liggen, ofwel omdat er onvoldoende eenheden beschikbaar zijn om snel op te schakelen, ofwel omdat er teveel eenheden op minimum deellast zijn ingezet en er dus niet verder terug geregeld kan worden. Bij residuele vraagniveaus onder de 5 GW zullen deze tekorten zich aan kunnen dienen, en de volle flexibiliteitsbehoefte kunnen omvatten.

Tot slot kan gesteld worden dat de flexibiliteitsvoorziening op het LS-net deels bediend kan worden met behulp van de decentrale productie-eenheden, met name de gasmotoren in de glastuinbouw, stadsverwarming en industriële WKK.

## 4.2 Potentieel voor additionele flexibiliteit

Naast bestaand vermogen kan er ook flexibiliteit geleverd worden door additionele middelen. Het potentieel hiervan is in beeld gebracht door nadere analyse van opties met relatief lage kosten. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen flexibiliteitsopties voor overschotsituaties en tekortsituaties.

De beschouwde technische mogelijkheden voor overschotsituaties zijn:

- opslag elektrisch vervoer (vehicle-to-grid - V2G);
- compressed air energy storage (CAES);
- flexibilisering (bestaande) WKK-installaties;
- waterstofproductie;
- elektrodenboiler (power-to-heat).

De beschouwde technische mogelijkheden voor tekortsituaties zijn:

- nieuw flexibel vermogen (gasmotor, STEG);
- additionele vraagsturing industrie<sup>7,8</sup>;
- opslag elektrisch vervoer (vehicle-to-grid - V2G);
- compressed air energy storage (CAES);
- vraagsturing warmtepompen.

Aan de hand van de technische karakteristieken van deze technische opties is in kaart gebracht welke vormen van flexibiliteit kunnen worden geleverd in de drie operationele domeinen uit de voorgaande analyse. Van belang zijn enerzijds de marginale kosten van elke optie zodat gelijk aan de huidige elektriciteitsmarkt een merit-order kan worden gecreëerd. Anderzijds zijn de investeringskosten van elke optie van belang om te bepalen of een optie sowieso in de markt komt.

---

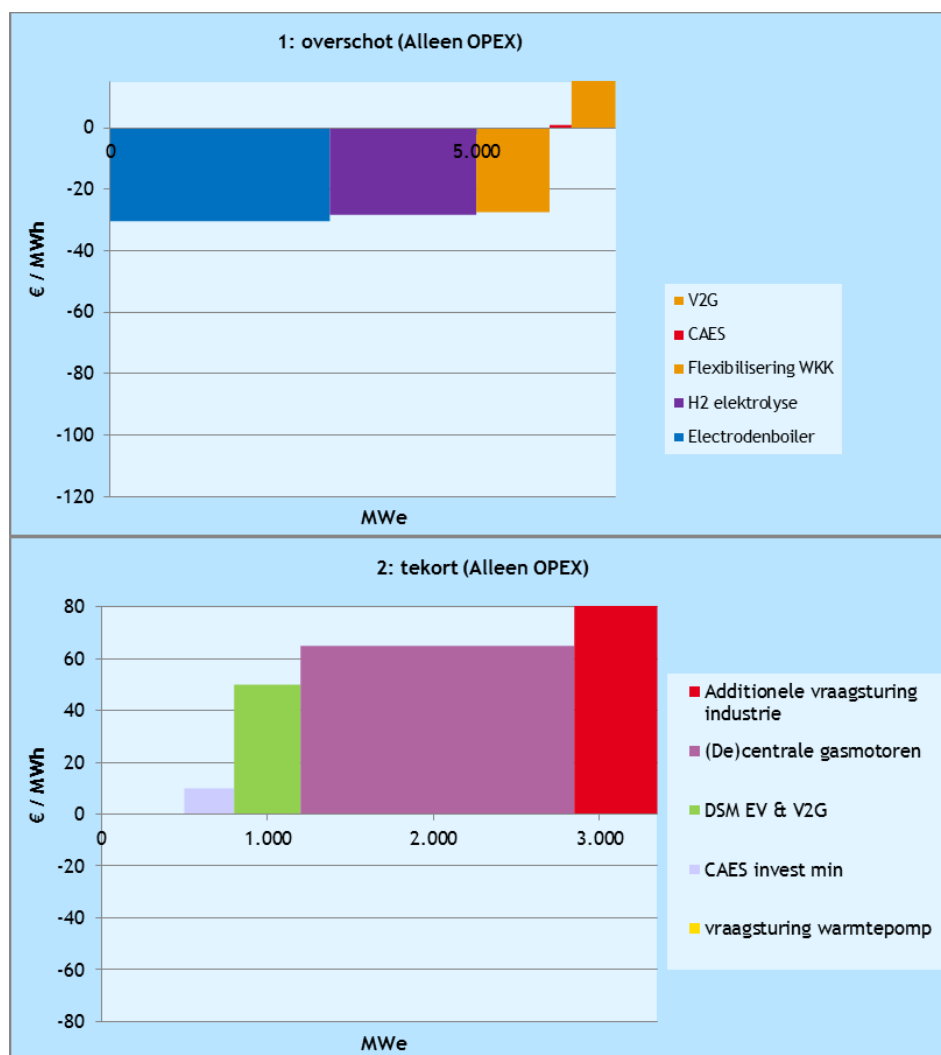
<sup>7</sup> In de rapportage is primair een inschatting gemaakt van de additionele vraagsturing in de industrie. Potentieel voor vraagsturing bij andere categorieën van afnemers zoals bijvoorbeeld in het midden- en kleinbedrijf is buiten beschouwing gelaten vanwege een gebrek aan gegevens.

<sup>8</sup> Alhoewel vraagsturing in de industrie in principe ook kan worden toegepast bij overschot situaties, kan dit alleen in geval van onvolledige inzet. In deze rapportage is er van uitgegaan dat dit potentieel onder normale economische omstandigheden beperkt is.





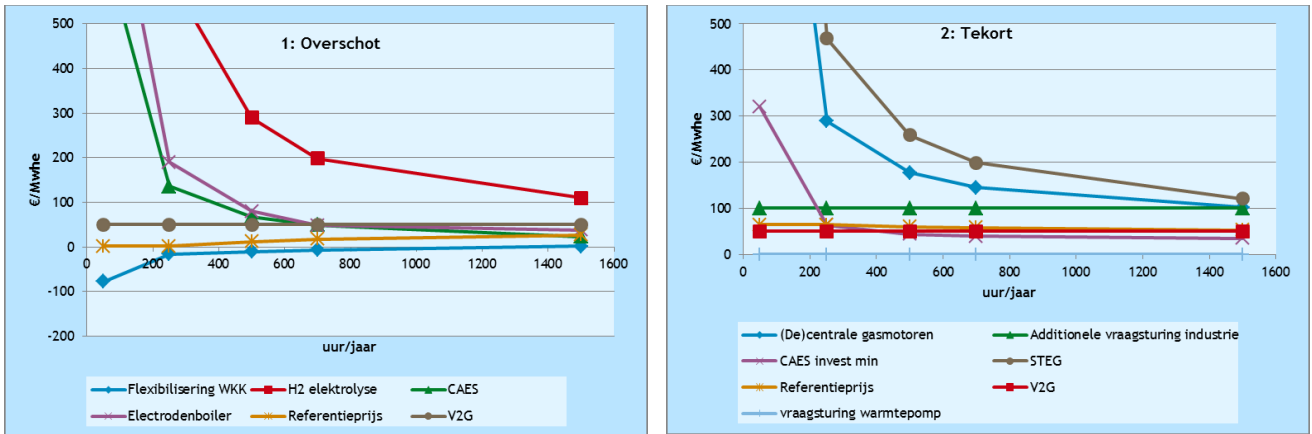
Figuur 9 Marginale kosten van de beschouwde technische flexibiliteitsopties



Figuur 9 geeft de resulterende merit-order van marginale kosten van deze opties weer. Op basis van deze analyse wordt geconcludeerd dat voor overschotsituaties met name de elektrodeboiler, elektrolyse en flexibilisering van WKK goed gepositioneerd zijn met een significant technisch potentieel, gevolgd door CAES en V2G. Voor tekortsituaties is de vraagsturing van warmtepompen bij kleinverbruikers goed gepositioneerd met een significant potentieel, gevolgd door CAES en vraagsturing voor elektrisch vervoer en V2G. Daarna komen de opties van investering in gasmotoren en STEG-eenheden in beeld, gevolgd door additionele vraagsturing industrie.

Om te kunnen bepalen of de opties met lage variabele kosten ook daadwerkelijk in de markt komen zijn ook de investeringskosten van belang. In Figuur 10 wordt voor de opties een overzicht gepresenteerd van de totale kosten per MWh als functie van het jaarlijkse aantal vollasturen. Voor overschotsituaties zijn in de eerste plaats flexibilisering van WKK en toepassing van V2G aantrekkelijke opties bij sporadische inzet. In de tweede plaats komen de toepassing van de elektroden boiler en CAES in beeld. Verder blijkt uit Figuur 10 dat voor tekortsituaties vraagsturing (warmtepomp, elektrisch vervoer en in mindere mate vraagsturing in de industrie) en CAES aantrekkelijk zijn.

Figuur 10 Totale kosten als functie van jaarlijkse vollasturen



### 4.3 Overzicht van flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in 2023

Een overzicht van de bevindingen uit dit hoofdstuk wordt weergegeven in Figuur 11, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen situaties met lage en hoge invoeding van zonne- en windenergie. Hierbij zijn de waarden voor levering en congestiemanagement gebaseerd op uurwaarden, terwijl de waarden voor balanshandhaving zijn gebaseerd op kwartierwaarden. Verder heeft de weergegeven flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in levering en balanshandhaving betrekking op de behoefte op centraal niveau, terwijl het in geval van congestiemanagement gaat om flexibiliteitsbehoefte en -voorziening op decentraal of lokaal niveau.

De indicatieve waarden voor flexibiliteitsbehoefte voor de verschillende operationele domeinen vormen een ruwe schets van de behoefte onder de scenarioveronderstellingen waar in de analyse van is uitgegaan. Voor wat betreft de flexibiliteitsvoorziening zijn in de figuur bestaande middelen opgenomen, evenals additionele middelen die een mogelijk potentieel bieden om invulling te geven aan de behoefte. Deze potentiële zijn verder uitgesplitst naar toepassingssector, vooruitlopend op de navolgende bespreking van barrières in flexibiliteitsvoorziening die hier ten dele mee samenhangen.

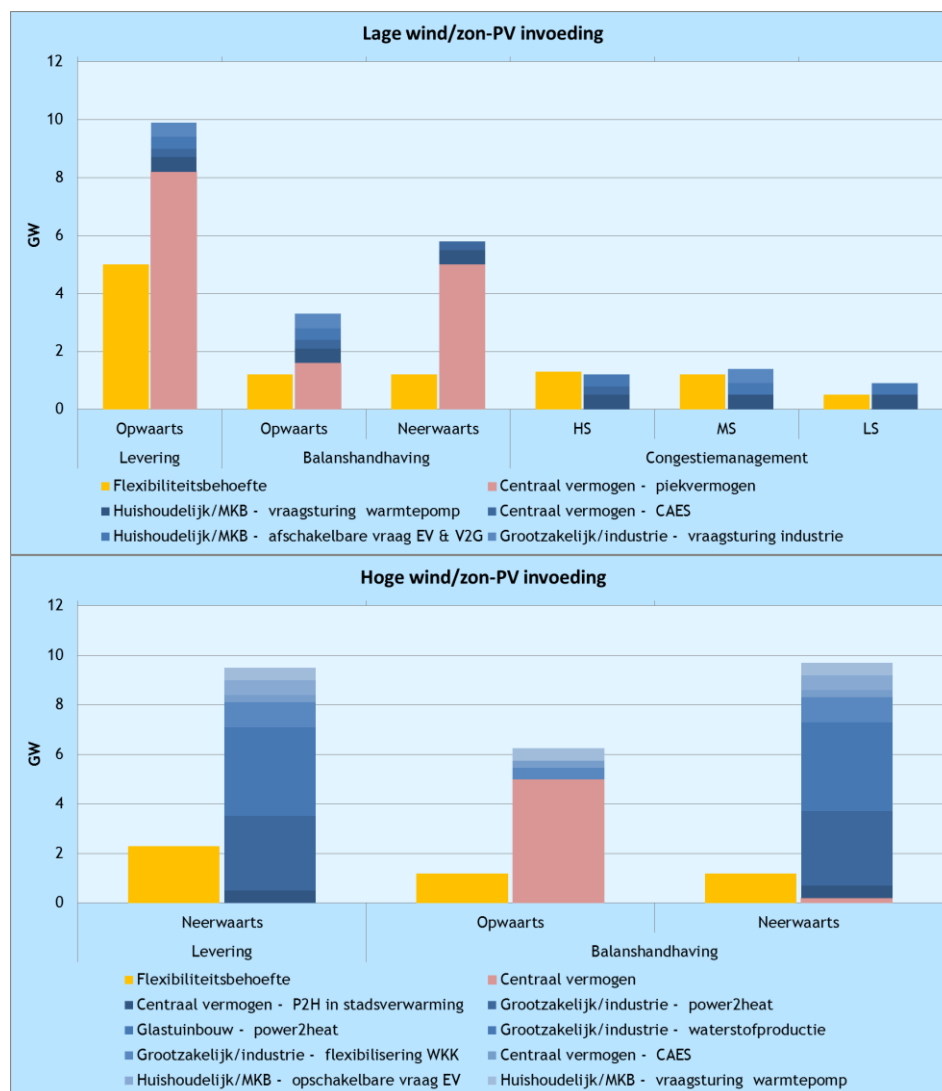
Uit de figuur kan opgemaakt worden dat bij lage invoeding van zonne- en windenergie de flexibiliteitsvoorziening vanuit bestaande middelen in 2023 volstaat als het gaat om levering en balanshandhaving. Hierbij wordt echter wel verondersteld dat de marktpositie van de gasgestookte eenheden herstelt, en de huidige trend tot sluiting en/of conservering van dit vermogen zich niet voortzet. Als het gaat om congestiemanagement kunnen de bestaande middelen flexibiliteit op centraal niveau bieden, maar op decentraal niveau ligt dat minder voor de hand. In dat geval kunnen additionele middelen een relevante bijdrage in de flexibiliteitsvoorziening bieden.

In geval van situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie, wordt conventioneel vermogen op minimale productieniveaus ingezet. In die situaties kan additionele behoefte aan afschakelbaar vermogen of opschakelbare vraag ontstaan. Zoals uit Figuur 11, blijkt kan het bestaande vermogen bij lage residuele vraagniveau's nauwelijks flexibiliteit voor neerwaartse aanpassing bieden. Voor die situaties kunnen de beschouwde alternatieve flexibiliteitsopties een significant potentieel bieden die de behoefte in ruime mate overstijgt.

Voor balanshandhaving geldt in deze situatie dat het conventionele park goeddeels afgeschakeld is. Het snel schakelende - en regelende vermogen, i.e.

de STEGs, is dan in ruime mate beschikbaar voor levering van opwaartse bijdragen, maar dat geldt niet voor neerwaartse bijdragen. Juist de must-run karakteristiek van het resterende ingezette conventionele park leidt in dit geval tot knelpunten. Ook voor deze flexibiliteitsbehoefte bieden de alternatieve flexibiliteitsopties perspectief op een significant potentieel dat in ruime mate in deze behoefte zou kunnen voorzien. Flexibiliteitsbehoefte vanuit congestie is voor de situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie buiten beschouwing gelaten, omdat hiervoor een veel gedetailleerder systeemanalyse nodig is.

**Figuur 11** Gap-analyse flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening vanuit bestaand vermogen en nieuwe flexibiliteitsopties voor lage (boven) en hoge (onder) invoeding van zonne- en windenergie



## 5 Barrières voor flexibiliteit

Op basis van de cases en literatuuronderzoek kunnen de volgende barrières worden onderscheiden die maximale benutting van de flexibiliteitsopties in de weg staan, de ene optie meer dan de andere.

### 5.1 Analyse van enkele cases

Barrières voor flexibiliteitsvoorziening zijn verkend aan de hand van een viertal cases:

1. Westland: congestiemanagement in het Westland.
2. Haarrijn: alternatieven voor netverzwaring voor vraag naar transportcapaciteit.
3. Zakelijke energiegebruik: vraagsturing door zakelijke energiegebruikers.
4. Elektrisch vervoer: slim laden voor elektrisch vervoer.

In de cases wordt hier vooral ingegaan op de achtergrond van flexibiliteitsbehoefte, de bestaande kaders voor flexibiliteitsvoorziening, de barrières die daarbij een rol spelen.

#### Case Westland

In deze case wordt de achtergrond geschetst van het ontstaan van congestie in het Westland in het afgelopen decennium. Omdat de benodigde netverzwaring niet tijdig kon worden gerealiseerd, werd er congestiemanagement toegepast om door inzet van flexibiliteit congestie te vermijden.

**Complexiteit:** De analyse concludeert dat congestiemanagement zorgde voor succesvolle ontsluiting van flexibiliteit. Wel wordt daarbij opgemerkt dat de flexibiliteitsleveranciers in de Westland-case, te weten de glastuinbouw, een bijzondere doelgroep vormen. Ondernemers in de glastuinbouw worden gekarakteriseerd als ondernemers met een sterk ontwikkelde competentie op het terrein van energiemanagement, actief WKK-bedrijf en interactie met elektriciteitsmarkten. Bestaande kaders voor congestiemanagement zullen vanwege de complexiteit daarom wellicht minder succesvol zijn dan andere bronnen van flexibiliteit te ontsluiten.

#### Case Haarrijn

De case schetst de ontwikkeling van snellaadstations op locaties langs Nederlandse snelwegen. De laadinfrastructuur wordt gekenmerkt door hoge piekbelasting op locaties die zich veelal op grotere afstand van de netinfrastructuur bevinden. De conventionele optie van netverzwaring wordt daarmee relatief kostbaar, zodat alternatieve vormen van flexibiliteitsvoorziening met lokale productie en opslag worden beschouwd. Daarbij worden een aantal barrières ervaren.

**Netwerktarieven:** Binnen de huidige regelgeving worden investeringen door netbeheerders of de markt als alternatief voor netverzwaring en financiële prikkels voor efficiënt netgebruik door aangeslotenen niet mogelijk geacht. Door bijvoorbeeld het ontbreken van tijds- en locatie afhankelijke componenten die de momentane schaarste aan transportcapaciteit weerspiegelt, ontbreekt een generiek geheel aan een prikkels voor efficiënt netgebruik. Bovendien wordt opgemerkt dat binnen de kaders van het wetsvoorstel STROOM<sup>9</sup> mogelijkheden geboden werden voor netbeheerders om te experimenteren met alternatieven voor netverzwaring.

<sup>9</sup> Een wetsvoorstel voor aanpassing van Elektriciteits- en Gaswet is in 2015 onder de naam STROOM aan het parlement voorgelegd, maar op 22 december 2015 door de Eerste Kamer afwezen. Aangezien de nieuwe elementen in dit wetsvoorstel niet ter discussie stonden,



### Case zakelijk energiegebruik

Zakelijke energiegebruikers hebben in theorie verschillende mogelijkheden om te voorzien in een flexibiliteitsbehoefte. Aan de hand van een praktijkvoorbeeld van zakelijke gebruiker ESD-SIC wordt in de case geconstateerd dat zakelijke energiegebruikers verschillende barrières ondervinden bij levering van flexibiliteit.

**Nettarieven:** De systematiek waarbij tarieven op basis van twee tariefdragers in rekening wordt gebracht,  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{max}}$ , maakt dat een kortstondige piek zeer hoge kosten met zich mee kan brengen. Zo wordt de  $kW_{\text{contract}}$  component bepaald door de  $kW_{\text{max}}$  en wordt deze na overschrijding met terugwerkende kracht voor het hele jaar in rekening gebracht. Een hogere  $kW_{\text{max}}$  vanwege een kortstondige piek kan bij sommige bedrijven ook leiden tot een lagere (of zelfs het vervallen van de) korting op de tarieven, omdat de  $kW_{\text{max}}$  de hoogte van de zogenaamde volumecorrectie bepaald. Meer elektriciteit afnemen op momenten van overschot is in sommige gevallen zonder  $kW_{\text{max}}$  correctie onaantrekkelijk.

**Productspecificaties:** Er worden relatief strenge ingangsvoorwaarden gesteld voor levering van flexibiliteit aan de netbeheerder. Zo worden er bijvoorbeeld relatief hoge volume- en beschikbaarheidseisen gesteld aan het leveren van nood-, regel- en reservevermogen.

**Kosten:** Voor de toegang tot de markten worden ook significante kosten gemaakt, zoals de kosten van een (light) lidmaatschap van een handelsplatform, de bijkomende kosten voor onderpand (veelal *collateral* genoemd) en klaring (veelal *clearing* genoemd) en tot slot ook kosten die samenhangen met beschikbaarheidseisen.

**Complexiteit:** Levering van flexibiliteit vereist hoogwaardige kennis en competentie op het terrein van elektriciteitshandel, operationele eisen aan actieve handel en technische eisen voor inzet van flexibiliteit op verschillende deelmarkten. Bovendien zijn er hoge financiële risico's die gemoeid zijn met actieve benutting van flexibiliteit.

**Marktinformatie:** Verder wordt de gebrekkige beschikbaarheid van markt-informatie ervaren als een barrière. Zo is informatie over de verschillende markten niet of niet eenvoudig toegankelijk en is historische informatie niet publiek beschikbaar.

**Energiebelasting:** Partijen die rechtstreeks handelen op de beurs of een handelsplatform zijn zelf belastingplichtig, wat een hogere administratieve last met zich mee brengt. Wanneer er sprake is van het flexibeler inzetten van een WKK moet rekening gehouden worden met de vrijstelling van de energiebelasting op aardgas. Wordt het rendement van elektriciteitsproductie lager dan 30% door flexibele inzet dan vervalt deze vrijstelling.

### Case elektrisch vervoer

Deze case gaat in op de ontwikkeling van elektrisch vervoer die de laatste jaren een sterke groei laat zien. Elektrisch vervoer biedt in potentie een grote buffer in het elektriciteitssysteem. De mogelijkheden om flexibiliteit te leveren wordt verkend waarbij verschillende barrières onder de aandacht worden gebracht.

**Slimme meter allocatie:** In de eerste plaats wordt opgevoerd dat het leveren van flexibiliteit vanuit elektrisch vervoer vereist dat huishoudelijke afnemers een slimme meter krijgen. Dit is al in gang gezet door de Rijksoverheid: volgens de globale planning zal voor circa 8,5 miljoen aansluitingen een slimme meter worden aangeboden in de periode tot en met 2020. Maar vervolgens moet er ook slim gealloceerd worden: de slimme meetdata moeten

---

zullen deze naar verwachting op enig moment opnieuw aan het parlement worden voorgelegd.



de basis vormen voor de verrekening van de energiestromen tussen de programmaverantwoordelijken en de leveranciers. De implementatie van de randvoorwaardelijke aanpassingen van ICT-systemen van de leveranciers, programmaverantwoordelijken en netbeheerders wordt voorzien in 2019. In de loop van dat jaar zal daarmee het op grote schaal aanbieden van dynamische leveringstarieven mogelijk worden. Vervolgens is het aan de markt om op basis van deze slimme meter allocatie nieuwe diensten richting de klant te ontwikkelen.

**Energiebelasting:** de huidige wijze van belasten van energie staat de flexibiliteitslevering in de weg. De energiebelasting is circa 200% van de gemiddelde kWh-prijs, onafhankelijk van moment van levering. Daarmee worden prijsfluctuaties die zou moeten zorgen voor het slim (ont)laden van de elektrische auto door de energiebelasting gedempt. Daarnaast is de energiebelasting asymmetrisch, afname wordt belast en niet gerestitueerd bij invoeding. Dit ontmoedigt het helpen van ‘de buurman’ bij zijn flexibiliteitsbehoefte, er ontstaat suboptimalisatie achter de meter.

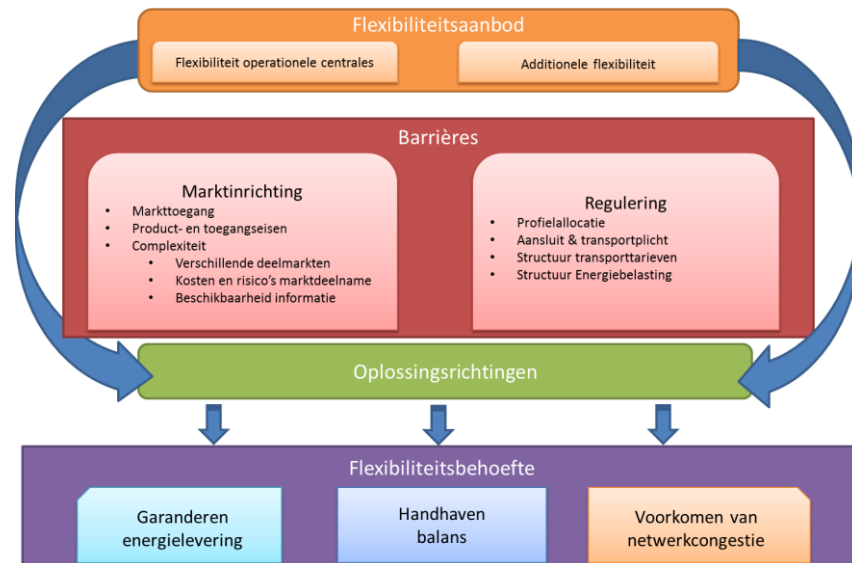
**Eisen voor reservevermogen:** de huidige productdefinities voor levering van flexibiliteitsdiensten aan de landelijke netbeheerder TenneT, zoals regel-, reserve- en noodvermogen, zijn zodanig dat deze balansmarkt minder toegankelijk is voor een verzameling van kleinere flexibiliteitsbronnen zoals een elektrisch wagenpark. Beschikbaarheidseisen zoals bijvoorbeeld het aanbieden van een heel kwartaal, zonder onderscheid tussen peak en off-peak vormen een serieuze barriere voor deze vormen van flexibiliteit.

## 5.2 Barrières in regulering en marktinzichting

Uit deze analyse komen verscheidene barrières in het domein van marktinzichting en regulering naar voren. Met name voor kleine spelers zijn tijd, inspanning en marginaal profijt mogelijk een reden om niet deel te nemen met het aanbieden van hun flexibiliteitsopties. Dit kan deels worden opgelost door de markttoegang te vereenvoudigen, maar het zijn factoren waar rekening mee gehouden moet worden. Dit vormt een deel van de verklaring voor het verschil tussen een technisch potentieel en een economisch potentieel. Daarnaast zijn er regels die er voor zorgen dat potentiële baten niet bij de flexibiliteitsaanbieders terecht komen. Hier gaan we met name op in. Als alle barrières zijn geslecht, zullen er zeker nog flexibiliteitsopties niet in de markt gebracht worden omdat ze slechts marginaal rendabel zijn. Een overzicht van de benoemde barrières wordt weergegeven in Figuur 12.



Figuur 12 Overzicht van barrières voor het flexibiliteitsaanbod



### **Barrières in marktinrichting**

#### **Markttoegang**

Vrijwel alle relevante deelmarkten voor elektriciteit zijn toegankelijk voor vraagsturing. Uitzondering daarop is de directe toegang tot (groothandels)-markt voor kleinverbruikers. Vraagsturing op lagere spanningsniveaus kan daarmee in concrete zin niet worden ontsloten.

Voor wat betreft de toegankelijkheid tot de markt voor regel- en reservevermogen wordt de vereiste om programmaverantwoordelijkheid te voeren, en de daarmee samenhangende vereisten voor deelname aan het berichtenverkeer ten behoeve van de coördinatie, gezien als barrière.

Indien de flexibiliteitsaanbieder via een aggregator werkt is het niet nodig om zelf direct toegang tot de markt te hebben. Ook de programmaverantwoordelijkheid kan worden uitbesteed.

#### **Product- en toegangseisen**

Voor wat betreft productspecificaties komt uit verschillende cases naar voren dat volume- en beschikbaarheidseisen in de markten voor levering van flexibiliteitsdiensten aan de landelijke netbeheerder voor kleinschalige maar ook grotere zakelijke flexibiliteitslevering een barrière vormt. Ook is aan beschikbaarheidseisen voor verschillende flexibiliteitsleveranciers niet of alleen tegen hoge kosten te voldoen.

#### **Complexiteit**

De complexiteit van de elektriciteitsmarkten wordt in verschillende cases opgevoerd als een barrière voor deelname en levering van flexibiliteit. Het vereist hoogwaardige kennis en competentie op het terrein van elektriciteitshandel, operationele eisen aan actieve handel en technische eisen voor inzet van flexibiliteit op verschillende deelmarkten. Daarbij spelen ook de financiële risico's die gemoeid zijn met actieve benutting van flexibiliteit. Ook zijn er hoge kosten verbonden aan de toetreding tot de markt (handelsplatform) in de vorm van onderpand, klaring en lidmaatschapskosten. Ook in geval er gekozen wordt voor uitbesteding van deze activiteiten aan een leverancier vergen onderhandelingen over deze uitbesteding hoogwaardige kennis en competentie op dit terrein.



Tot slot wordt de gebrekkige beschikbaarheid van marktinformatie ervaren als een barrière. Zo is informatie over de verschillende markten niet of niet eenvoudige toegankelijk en historische informatie niet altijd publiek beschikbaar.

### **Barrières in regulering**

#### **Profielallocatie**

Voor kleinverbruik zal de uitrol van de slimme meter zoals voorzien tot 2020 meer mogelijkheden bieden om deel te nemen aan de verschillende energiemarkten. De benodigde aanpassingen van ICT-systemen van de leveranciers, programmaverantwoordelijken en netbeheerders wordt voorzien in 2019. De eventueel benodigde aanvullende aanpassingen en goedkeuring in regelgeving door Autoriteit Consument & Markt (de Codes) en verdere afspraken in de vereniging Nederlandse EnergieData Uitwisseling (NEDU) zullen hierbij aan moeten sluiten om flexibeler leveringstarieven mogelijk te maken. Vervolgens kan er slim gealloceerd worden en kunnen flexibelere leveringstarieven worden geïntroduceerd, zoals dynamische leveringstarieven of tarieven die voorzien in een vaste flexibiliteitsvergoeding. Aanbod en dus toegankelijkheid van dergelijke tarieven voor kleinverbruikers ligt tot slot bij de marktpartijen in de energiesector.

#### **Aansluit- en transportplicht**

De toenemende netbelasting ten gevolge van introductie van bijvoorbeeld warmtepompen en elektrisch vervoer kan in voorkomende gevallen leiden tot congestie. Het is daarbij wel denkbaar dat onder specifieke omstandigheden netverzwaring relatief hoge kosten met zich meebrengt. In dergelijke gevallen kan actieve sturing op de vraag naar transportcapaciteit, i.e. congestie-management, een kosteneffectief alternatief bieden om overbelasting voorkomen. Uit de caseanalyse volgt dat congestie-management in het verleden een effectief instrument is gebleken om flexibiliteit in te zetten om netwerkcongestie te voorkomen. Volgens de huidige regelgeving echter, mag congestie-management slechts tijdelijk worden toegepast, en niet voor onbepaalde tijd. De netbeheerder is verplicht congestie zo spoedig mogelijk te adresseren door netverzwaring.

#### **Structuur transporttarieven**

Voor wat betreft de transporttarieven wordt geconstateerd dat de huidige structuur op een aantal manieren mogelijke beperkingen oplegt aan de ontsluiting van flexibiliteit. Door bijvoorbeeld het ontbreken van tijds- en locatie afhankelijke componenten die de momentane schaarste aan transportcapaciteit reflecteert, ontbreekt een generiek geheel aan prikkels tot efficiënt netgebruik.

Daarnaast zorgt de bestaande systematiek met twee tariefdragers,  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{max}}$ , er voor dat een kortstondige afnemerspiek hoge kosten met zich mee kan brengen. De  $kW_{\text{contract}}$  component wordt bepaald door de  $kW_{\text{max}}$  en wordt na overschrijding met terugwerkende kracht voor het hele jaar in rekening gebracht.

Elektriciteitsproducenten en andere invoeders daarentegen ervaren bij de make-or-buy-beslissing een prikkel tot productie doordat ze geen transporttarief betalen.



## Structuur Energiebelasting

Ook de huidige wijze van energie belasten een vormt mogelijk een barriere voor flexibiliteit. De energiebelasting voor kleinverbruikers is circa 200% van de gemiddelde kWh-prijs, onafhankelijk van moment van levering. Daarmee wordt het effect van prijsfluctuaties die er voor zou moeten zorgen dat een klant zijn verbruik aanpast op basis van het actuele aanbod en de actuele prijs van elektriciteit gedempt; namelijk, het variabele gedeelte van de kWh-prijs die een verbruiker betaalt beslaat een relatief beperkt gedeelte van de kWh-prijs ten opzichte van de vaste elementen als de energiebelasting, waardoor prijsfluctuaties relatief minder impact hebben.

Daarnaast is de energiebelasting asymmetrisch, afname wordt belast en niet gerestitueerd bij invoeding bij kleinverbruik. Dit ontmoedigt het helpen van 'de buurman' bij zijn flexibiliteitsbehoefte, er ontstaat suboptimalisatie achter de meter.

Ook de vrijstelling van de energiebelasting op aardgas speelt een rol in de flexibiliteitsvoorziening. Wordt het rendement van elektriciteitsproductie lager dan 30% door flexibele inzet dan vervalt deze vrijstelling wat ervaren wordt als een barrière om bijvoorbeeld een WKK flexibeler in te zetten.

### 5.3 Overzicht barrières voor flexibiliteitsaanbod

De barrières als geïdentificeerd in voorgaande analyse spelen een rol in de ontsluiting van flexibiliteit. Bij de ontwikkeling van de businesscase voor flexibiliteitslevering ondervinden (potentiele) leveranciers deze barrières meer of mindere mate. In Tabel 2 wordt hiervan een overzicht gegeven.

Tabel 2 Overzicht van barrières die een rol spelen in flexibiliteitsvoorziening

	Levering	Balanshandhaving	Congestie management
Grootschalige productie	- geen barrières	- geen barrières	- geen barrières
Grootzakelijk	- complexiteit - nettarieven - energiebelasting	- complexiteit - nettarieven - productdefinities - energiebelasting	- complexiteit - nettarieven - energiebelasting
Glastuinbouw	- nettarieven - energiebelasting	- markttoegang - beschikbaarheid - nettarieven - energiebelasting	- markttoegang - energiebelasting
Huishoudelijk	- markttoegang - productdefinities - saldering - energiebelasting - nettarieven	- markttoegang - productdefinities - beschikbaarheid - nettarieven - energiebelasting	- markttoegang - productdefinities - energiebelasting



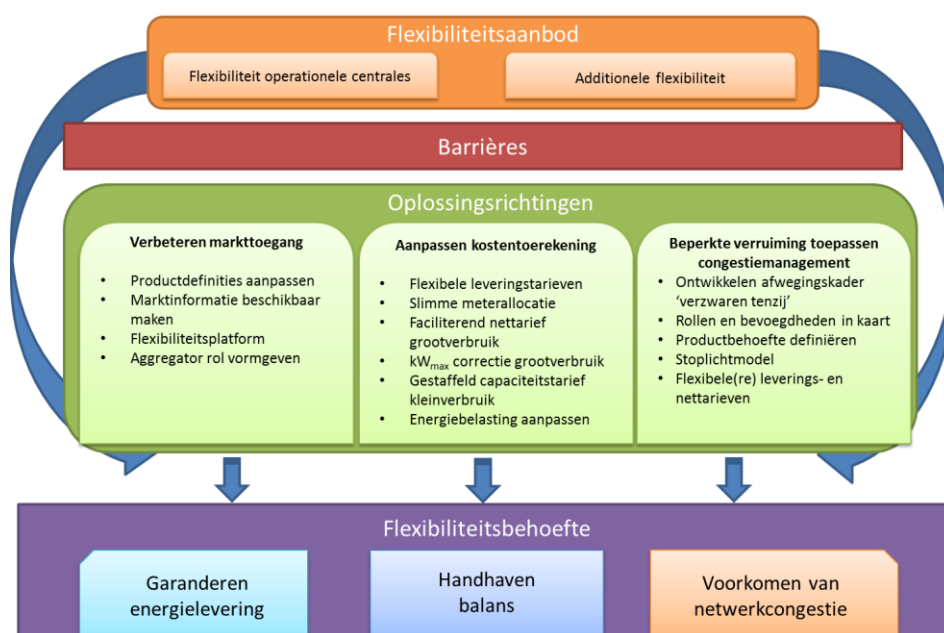
## 6 Oplossingsrichtingen barrières

Verskillende oplossingsrichtingen voor de geïdentificeerde barrières in marktinzicht en regulering zijn in dit project verkend. Hierbij is uitgegaan van de geïdentificeerde knelpunten en is vervolgens een breed palet van hierop aansluitende voorstellen en initiatieven binnen de Nederlandse en buitenlandse context tegen het licht gehouden. De verkenning beperkt zich tot de oplossingsrichtingen die geïdentificeerde barrières kunnen wegnemen en inpasbaarheid in de bestaande kaders. Verdere concretisering zal op basis hiervan moeten worden uitgewerkt. We onderscheiden drie hoofdoplossingsrichtingen voor het maximaliseren van de toepassing van flexibiliteitsopties in het energiesysteem, ongeacht wie de eigenaar is van de flexibiliteitsoptie:

1. Verbeteren markttoegang.
2. Aanpassen kostentoerekening.
3. Beperkte verruiming toepassen congestiemanagement.

Deze hoofdoplossingsrichtingen zijn relevant voor alle drie domeinen van flexibiliteitsbehoeften zoals in kaart gebracht in Hoofdstuk 3. Verder zijn er binnen elk onderliggende elementen te onderscheiden, zoals weergegeven in Figuur 13. Deze elementen worden verder toegelicht in de navolgende bespreking.

Figuur 13 Overzicht van oplossingsrichtingen om barrières voor het flexibiliteitsaanbod te adresseren



### 6.1 Verbeteren markttoegang flexibiliteitsopties

De bestaande eisen voor deelname aan de korte termijn elektriciteitsmarkten vormen toetredingsdrempels die kunnen bijdragen aan uitsluiting van bepaalde deelnemers, met name als het gaat om kleinere deelnemers met kleine installaties. Dit is vooral het geval als het gaat om de onbalansmarkt, waarbij gedacht kan worden aan impliciet of expliciet technische eisen aan op- en afregelsnelheid, minimumvermogen en noodzaak om zowel op- als af te kunnen regelen (i.e. symmetrische biedingen). Daarnaast zijn operationele beschikbaarheidseisen beperkend voor deelnemers voor wie mogelijkheden tot kortstondige (maar mogelijk wel intensieve en hoogwaardige) flexibiliteits-

leverantie inpasbaar zijn in de operationele context van de achterliggende kernactiviteit, zoals bijvoorbeeld in industriële context. Ook kan er bijvoorbeeld sprake zijn van seizoensgebonden mogelijkheden tot flexibiliteitsleverantie (zoals bijvoorbeeld in de glastuinbouw of stadsverwarming), waarmee het een uitdaging of zelfs onmogelijk wordt om te voldoen aan de jaarlijkse beschikbaarheidseisen zoals die voor een deel van de biedingen voor reservevermogen van toepassing zijn. Tot slot kan gedacht worden aan operationele eisen en/of eisen aan communicatie, zoals de inrichting van het stuursignaal, en de vereisten aan meetdata. Dergelijke toetredingsdrempels laten de nodige ruimte voor aanpassing en herziening door deze eisen te beschouwen vanuit het perspectief van kleinere flexibiliteitsleveranciers.

### **Productdefinities aanpassen**

Productdefinities zullen moeten worden heroverwogen en waar mogelijk worden aangepast. Daarbij zullen verschillen in behoeften aan flexibiliteit (bijv. de regionale netbeheerder zal vooral behoefte hebben aan langetermijnproducten) tussen de verschillende partijen benoemd moeten worden, uitgaande van de huidige producten. Daarbij kunnen de (nieuwe/aangepaste) producten ingedeeld worden naar de drie domeinen: levering, balanshandhaving en congestiemanagement. Hierbij zal rekening gehouden moeten worden met aanpassing van minimum eisen aan volumes, snelheid, tijdseenheid, locatie.

### **Marktinformatie beschikbaar maken**

Naast verruiming van de toetredingseisen mag ook verwacht worden dat verbeterde toegankelijkheid van marktinformatie kan bijdragen aan de toegankelijkheid van markten voor spelers voor wie marktdeelname geen kernactiviteit is. Hierbij kan gedacht worden aan gestructureerde centrale (en bij voorkeur publieke) actuele en historische informatievoorziening over de kortetermijnmarkten (inclusief onbalans), zoals handelsvolumes en prijzen, maar bijvoorbeeld ook de biedladder om inzicht te geven in de diepte van de markt en real time informatie over de actuele systeembalans.

### **Flexibiliteitsplatform**

Een aanpassing die de toegankelijkheid van de korte termijn elektriciteitsmarkten verder kan versterken is in de flexibiliteitsdiscussie geïntroduceerd onder de noemer 'flexibiliteitsplatform'. Dit concept kan omschreven worden als een interface die een simpele toegang tot de verschillende kortetermijnmarkten (meestal de kortetermijnmarkten voor handel na sluiting van de day ahead markt, i.e. de intraday markt, de onbalansmarkt, en producten voor congestiemanagement) mogelijk maakt.

Een dergelijk platform kan als een soort integratieplatform worden opgezet naast de bestaande marktplatforms, dat gekoppeld is aan de onbalansmarkt, day ahead markt, de intraday markt en zelfs producten voor congestiemanagement kan bevatten door locatiekenmerken toe te voegen. Hierbij wordt ook maximalisatie van de liquiditeit bewerkstelligd ten behoeve van de efficiëntie van de kortetermijnmarkten.

### **Rol van aggregatoren**

Aggregatoren kunnen de markttoegang voor het aanbod van flexibiliteitsopties vergroten door flexibiliteitsaanbieders te ontzorgen door taken en verplichtingen uit handen te nemen, bijvoorbeeld administratie, en daarmee de entree tot de markt van de flexibiliteitsopties te vereenvoudigen. In de Nederlandse context wordt een breed gedragen oplossingsrichting uitgewerkt, gericht op gescheiden bemetering achter de aansluiting waarbij

verschillende meters onder verantwoordelijkheid van (eventueel) verschillende PV-partij/leveranciercombinaties kunnen vallen.

Hiermee kunnen flexibiliteitsopties worden onderscheiden van de overige consumptie op het niveau van de aansluiting. Deze oplossing beperkt de flexibiliteit tot de afzonderlijk bemeten groepen, zoals elektrisch vervoer, warmtepomp of zonnepaneel. Voorts zijn er nog vragen te beantwoorden met betrekking tot enkele belangrijke zaken, zoals de verrekening van netwerk-tarief en van energiebelasting. In Europese context is de rol van de aggregator ook geagendeerd, en worden verschillende modellen overwogen. Daarbij is er ook veel aandacht voor het Franse model. In dit model is een contract tussen de PV-partij enerzijds en de aggregator of eindverbruiker anderzijds niet langer vereist en wordt de onbalanspositie van de betrokken PV-partij/leverancier door de landelijke netbeheerder (TSO) gecorrigeerd voor de geactiveerde vraagsturing. De verrekening van energie component tussen vraag respons operator en PV-partij/leverancier vindt plaats tegen een gereguleerde prijs die jaarlijks wordt vastgesteld door de TSO. Alhoewel in dit model de aggregator ook programmaverantwoordelijkheid dient te dragen, wordt er geen aparte bemeting van de vraag response activatie vereist zodat 'freeriding' niet lijkt uitgesloten.

## 6.2 Aanpassen kostentoerekening

Als eerste oplossingsrichting zou aanpassing van de tarieven, zowel voor levering als transport, kunnen worden doorgevoerd als een manier om de kostenveroorzaking (of baten) door (of van) het leveren van flexibiliteit meer in verhouding te brengen met de tarieven en belastingen.

### Flexibele leveringstarieven

Voor levering betekent dit dat ook de kleinverbruikers toegang tot leveringsprijddifferentiatie kunnen krijgen. Dit is reeds ingezet beleid, waarbij vanaf 2019 op grote schaal voor kleinverbruikers allocatie op basis van een slimme meter mogelijk wordt. Dit is nodig om gedragsverandering bij de eindverbruiker te kunnen meten en belonen, zodat bijvoorbeeld tijdsafhankelijke leveringstarieven en andere flexibiliteitsmaatregelen zoals een vaste flexibiliteitsvergoeding mogelijk worden gemaakt.

Van belang daarbij is dat er een commerciële overeenkomst tussen leverancier en eindverbruiker waarin een variabele leveringsprijs of een vergoeding voor flexibiliteit overeen wordt gekomen. De huidige salderingsregeling (een 'blinde' verrekening van afgenomen en geleverde kWh's) staat een dergelijke tijdsafhankelijke aanpak in de weg.

### Slimme meterallocatie

De uitrol van de slimme meter maakt het mogelijk een variabele leveringsprijs aan te bieden om zo een huishouden af te rekenen op basis van de op dat moment geldende elektriciteitsprijs. Daarmee is te vermijden dat productie door zon-PV wordt ingevoed op momenten van lage prijzen en op momenten van hoge prijzen wordt afgenomen tegen één en hetzelfde tarief. De businesscase voor zon-PV wordt daarmee gekoppeld aan de marktwaarde van de op het net ingevoede elektriciteit, zodat een realistische waardering van zon-PV volgt.

Ook geldt dat de slimme meter en een variabele leveringsprijs de afname van elektriciteit voor nieuwe technieken zoals warmtepompen en elektrisch vervoer op momenten van hoge (residuele) vraag ontmoedigd, terwijl afname op momenten van lage (residuele) vraag aantrekkelijker wordt. Op een passieve manier wordt daarmee de flexibiliteitsbehoefte zichtbaar gemaakt en de kans op lokale congestie verlaagd. De businesscase voor lokale opslag wordt hierdoor juist beter.



### **Faciliterende nettarieven grootverbruik**

Voor wat betreft de transporttarieven voor grootverbruik blijkt dat de tariefcomponenten die gebaseerd worden op de piekafname ( $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{max}}$ ) hoge kosten per kWh met zich meebrengen voor sporadisch momentane afname van hoge volumes. Deze afnamekarakteristiek zal naar verwachting bijvoorbeeld de businesscase voor power-to-heat typeren. Ook in het geval van een industrie en glastuinbouw met eigen productiecapaciteit (WKK), kan de 'make-or-buy'-beslissing voor de elektriciteit ten gunste van 'make' uitvallen terwijl het systeem gebaat is bij 'buy'.

Deze tariefcomponenten werpen dus een hoge kostenbarrière op voor toepassing van power-to-heat en vraagsturing, maar kunnen bovendien leiden tot inzet van eigen productiemiddelen zonder dat groothandelsmarktprijzen dit rechtvaardigen.

Alhoewel piekafname een belangrijke determinant is van de onderliggende (infrastructurele) kostenveroorzaking, en de tariefdragers daar goed bij aansluiten, kan opgemerkt worden dat dit met name geldt voor de piekafname tijdens de systeempiek. Dit biedt aanknopingspunten voor aanpassing van de bestaande tariefopbouw door onderscheid te maken naar afname tijdens tekort- en overschotsituaties.

Naast het feit dat de transporttarieven gebaseerd zijn op de piekafname voor grootverbruik, wordt de 'make-or-buy'-beslissing ook beïnvloed door de vrijstelling van variabel transporttarief voor elektriciteitsproducenten. Heroverweging van deze vrijstelling lijkt gerechtvaardigd, alhoewel daarbij de gevolgen voor de concurrentiepositie van Nederlandse productie in internationaal verband in ogenschouw genomen moet worden, zowel als het gaat om de beprijzing van Nederlandse productie als om de marges die op Nederlandse productie gemaakt kunnen worden.

### **$kW_{\text{max}}$ correctie grootverbruik**

De grootste elektriciteitsgebruikers van Nederland kunnen door met een relatief geringe inspanning een redelijk groot volume aan flexibiliteit genereren. Echter, de kortingsregeling op het netwerktarief ontmoedigt in sommige gevallen het leveren van flexibiliteit, omdat de korting afhankelijk is gemaakt van de stabiliteit van het afnameprofiel gedurende de daluren en het hoogst afgenomen vermogen in een jaar (uitgedrukt in bedrijfstijd). Het kortstondig meer elektriciteit afnemen leidt tot een hogere  $kW_{\text{max}}$  waardoor de bedrijfstijd verslechterd en de korting lager wordt. Een mogelijke oplossingsrichting is de  $kW_{\text{max}}$  waarde te corrigeren voor de momenten dat er flexibiliteit wordt geleverd. Ook in dit geval biedt het al of niet samenvallen van de afnamepiek en systeempiek aanknopingspunten voor aanpassing.

### **Dynamisch/gestaffelde capaciteitstarief kleinverbruikers**

Kleinverbruikers betalen nu nettarieven gebaseerd op de technische grootte van hun aansluiting (het capaciteitstarief). Dit is in 2009 ingevoerd en is al een sterke verbetering van het kostenveroorzakingprincipe ten opzichte van de nettarieven gebaseerd op verbruik (KWh). Het kostenveroorzakingsprincipe bij kleinverbruikers kan nog sterker worden door niet alleen te kijken naar de fysieke capaciteit van de aansluiting maar ook naar de benutting van de aansluiting.

Voor kleine verbruikers betekent het dat een nieuwe relatie kan worden gelegd tussen de tarieven en het tijdstip van benutting en piekbelasting. Overigens is het thans zo dat de capaciteit van de aansluiting van huishoudens zelden ten volle wordt gebruikt, terwijl deze wel de maatstaf is voor het nettatarief.



## Energiebelasting aanpassen

De asymmetrie van energiebelasting (alleen over afname) leidt tot dezelfde effecten als genoemd bij de nettarieven: het inkopen van elektriciteit is duurder dan verkopen zodat flexibiliteit niet efficiënt voor het systeem wordt ingezet. De aanbeveling is dus om het fiscale prijsverschil tussen invoeding en onttrekking van elektriciteit kleiner te maken.

Een voorbeeld van belastingrestitutie is de salderingsregeling bij zon-PV. Echter, de huidige vorm van salderen neemt ook de tijdwaarde van een kWh weg en ontmoedigt daarmee flexibiliteit. Immers, saldering zorgt ervoor dat ‘zomerstroom’ weggestreept mag worden tegen ‘winterstroom’, terwijl één kWh in de zomer een heel andere waarde kan hebben dan in de winter. Een slimme opvolger van de salderingsregeling moet dit ondervangen.

Specifiek voor WKK speelt een rendementseis als fiscale barrière om WKK flexibeler in te zetten. Er dient te worden overwogen om een staffeling aan te brengen in deze eis of de eis generiek te verlagen.

## 6.3 Beperkte verruiming toepassen congestiemanagement

De huidige praktijk is dat netbeheerders de capaciteitsbehoefte in hun net, rekening houdend met de gelijktijdigheid van vraag en aanbod, structureel faciliteren door tijdige netverzwaring.

Congestiemanagement kan echter noodzakelijk zijn als netverzwaring de snelle ontwikkeling van vraag en aanbod niet bij kan benen, omdat doorlooptijd van netverzwaring veelal hoger is dan investeringen in nieuwe productie en/of netlast (zie bijvoorbeeld Westland, waar collectieve investeringsgolf in kleine modulaire productie tot explosieve groei leidde). Ook nieuwe technieken als zon-PV, warmtepompen en elektrisch vervoer kunnen een dergelijke investeringsdynamiek gaan laten zien, zoals zich in het geval van zon-PV al heeft voorgedaan in Duitsland.

Het is goed denkbaar dat deze situatie zich vaker zal voordoen gegeven de grote onzekerheden in de ontwikkeling van vraag en aanbod. Vanuit het perspectief van kostenefficiëntie kan een beperkte verruiming van de mogelijkheden om congestiemanagement toe te passen overwogen worden. Dit geldt zeker als het gaat om netverzwaring, waarbij zich in een beperkt aantal momenten netwerkcongestie voordoet, en de maatschappelijke kosten van verzwaren aantoonbaar hoger zijn dan alternatieven zoals de inzet van flexibiliteitsopties. In die gevallen zou de netbeheerder in staat gesteld moeten worden om de te verwachte overbelasting op te lossen door middel van het inkopen van flexibiliteitsdiensten. Structurele toepassing van congestiemanagement daarentegen wordt over het algemeen niet ondersteund.

Het huidige wettelijke kader laat een dergelijke overweging niet toe. Binnen de kaders van het wetsvoorstel STROOM werden wel mogelijkheden geboden voor netbeheerders om te experimenteren met alternatieven voor netverzwaring.

Voor verruiming van de mogelijkheden voor toepassing van congestiemanagement zal in eerste instantie een afwegingskader ontwikkeld moeten worden op basis waarvan de netbeheerder een beslissing kan nemen, met daarbij in ieder geval aandacht voor de volgende elementen:

- maatschappelijke kosten en baten op korte en lange termijn;
- netkosten op korte en lange termijn;





- economische efficiëntie op korte en lange termijn (incl. verschil tussen invoeding en afname);
- kostenveroorzakingsprincipe.

Indien eenmaal een afwegingskader voor verruiming van mogelijkheden voor toepassing van congestiemanagement tot stand is gekomen, zal vervolgens de wisselwerking tussen markt en netbeheer om instrumentatie en coördinatie vragen.

Voor deze invulling zal het nodig zijn dat de resulterende productbehoefte in kaart gebracht wordt. Zo zal het bijvoorbeeld nodig zijn dat flexibiliteitsopties op de markt worden aangeboden met locatienmerken, maar bijvoorbeeld ook beschikbaarheidskenmerken die aansluiten bij de behoefte. Bij verdere concretisering dient rekening gehouden te worden met inpassing in de bestaande marktkaders, met bijzondere aandacht voor mogelijke interferentie tussen congestiemanagement en balanshandhaving. De huidige regeling binnen de kaders van congestiemanagement, die voorziet in toepassing van een marktrestrictie bij het optreden van congestie, biedt daarvoor reeds een aanknopingspunt. Voorstellen zoals aanpassing van - of aanvulling op het bestaande coördinatiemechanisme, bijvoorbeeld in de vorm van een stoplichtmodel, kunnen bijdragen aan verdere integratie in de bestaande context.

