



Markt en Flexibiliteit

Achtergrondrapport



netbeheer  nederland
energie in beweging


tennet

 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

Achtergrondrapport

Dit rapport is geschreven door:

Sebastiaan Hers

Frans Rooijers

Maarten Afman

Harry Croezen

Sofia Cherif

Delft, CE Delft, juni 2016

Publicatienummer: 16.3E90.36

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

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Energie Nederland, Netbeheer
Nederland en Tennet

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via 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’.¹ De analyse kijkt 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.

¹ 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.



Inhoud

	Samenvatting	6
	Opbouw van dit rapport	10
1	Inleiding	12
2	Flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening	13
2.1	Wind en zon en flexibiliteit	13
2.2	Operationele Flexibiliteitsbehoefte	15
3	Flexibiliteitsbehoefte 2020 - 2030	17
3.1	Energielevering	18
3.2	Balanshandhaving	32
3.3	Netwerkcongestie	38
3.4	Overzicht flexibiliteitsbehoefte	52
4	Flexibiliteitsaanbod	54
4.1	Inleiding	54
4.2	Flexibiliteit van operationele centrales	54
4.3	Potentieel voor additionele flexibiliteit	58
4.4	Overzicht potentieel voor flexibiliteitslevering	69
4.5	Gap-analyse	70
5	Regulering & Marktinrichting	73
5.1	Fundamenten van de regulering	73
5.2	Toegang tot markt en net	74
5.3	Systeemvereisten	75
5.4	Netkosten en energiebelasting	78
5.5	Marktinrichting Elektriciteit	83
5.6	Voorwaarden voor markttoegang	88
5.7	Partijen en rollen	90
6	Case-analyse	94
6.1	Westland (case lead: Uva)	94
6.2	Haarrijn (Case lead: Netbeheer NL)	99
6.3	Zakelijke energiegebruikers (Case lead: VEMW)	103
6.4	Elektrische voertuigen (Case lead: ENECO)	109
7	Barrières uit de cases	115
7.1	Inleiding	115
7.2	Barrières voortkomend uit de cases	115
7.3	Barrières marktinrichting	117
7.4	Barrières in de regulering	119
7.5	Overzicht barrières in regulering en marktinrichting	122



8	Verkenning aanpassing Marktinrichting & Regulering	124
8.1	Welke aanpassingen van de markt zijn nodig?	125
8.2	Rol van aggregatoren	126
8.3	Toegang flexibiliteitsopties tot de diverse markten	131
8.4	Nettarieven - grootverbruik	134
8.5	Nettarieven - kleinverbruik	137
8.6	Mogelijkheden voor congestiemanagement	138
8.7	Fiscale barrières voor flexibiliteitsopties	141
9	Conclusies	142
9.1	Verbeteren markttoegang	142
9.2	Aanpassen kostentoerekening	144
9.3	Beperkte verruiming toepassen congestiemanagement	146
10	Bibliografie	148
Bijlage A	Scenariobeschrijving	152
Bijlage B	Netmodel CEGRID	155
B.1	Doel	155
B.2	Structuur - inputparameters en data	155
B.3	Modules voor elektrisch laden	157
Bijlage C	Lijst van erkende partijen	159

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 substituuut 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_{contract} en kW_{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 bemetering 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 tijdswaarde van zelfgeproduceerde elektriciteit weg en creëert daarmee een grotere vraag naar flexibiliteit. Een slimme opvolger van de salderingsregeling moet dit ondervangen.
- Waardering van de tijdswaarde 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 verzwaaard. De toekomstige ontwikkelingen laten zien dat in specifieke gevallen van netwerkcongestie de maatschappelijke kosten van het altijd verzwaaard hoog kunnen oplopen. In sommige gevallen, waarbij zich in een beperkt aantal momenten netwerkcongestie voordoet, kunnen de maatschappelijke kosten van verzwaaard 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 netverzwaaard. 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.



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
Essent (namens Energie Nederland)	Joost Greunsven
TenneT	Gerda de Jong
VEMW	Frits van der Velde
Eneco	Huub Halsema
APX	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 Inleiding

Met het SER Energieakkoord voor Duurzame Groei is een groeipad uitgezet voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie tot 2023. De afspraken over het bereiken van 16% duurzame energie betekenen dat rond 2020 ongeveer 45% van alle elektriciteit uit duurzame bronnen wordt opgewekt. Het akkoord richt zich op realisatie van 10,45 GW aan windenergie (6 GW op land en 4,45 GW op zee), en op het faciliteren van de groei van zonne-energie. Vooral energie uit zon en wind geeft bij grote volumes een geheel nieuwe dynamiek aan het energiesysteem. Deze bijdrage heeft een fluctuerend karakter, en de productie zal variëren afhankelijk van de weersomstandigheden. Omdat deze productie los staat van de fluctuaties in de vraag, kan zich dan de situatie voordoen dat veel energie uit duurzame bronnen beschikbaar is, terwijl de vraag juist laag is. Omgekeerd is het mogelijk dat er juist weinig hernieuwbare energie geproduceerd zal worden, terwijl de vraag hoog is.

Met de ambitieuze agenda voor duurzame groei mag verwacht worden dat er in toenemende mate behoefte aan stuurbare flexibele middelen voor aanpassing van aanbod van of vraag naar elektriciteit zal ontstaan. Verschillende bestaande en nieuwe toepassingen, centraal en decentraal, voor (tijdelijke extra) vraag en aanbod van elektriciteit kunnen in deze behoefte voorzien.

De bestaande kaders voor marktinrichting en regulering vormen op korte termijn de randvoorwaarden waarbinnen deze flexibiliteits-opties 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 optimaliseren. Een vrije toegankelijkheid tot een liquide elektriciteitsmarkt en het elektriciteitsnetwerk voor verschillende flexibiliteitsopties vormt de basis voor een robuust bestel van marktinrichting en regelgeving dat leidt tot de effectieve invulling van de toekomstige flexibiliteitsbehoefte tegen minimale maatschappelijke kosten.

Doelstelling van dit rapport betreft een verkenning van de bestaande barrières voor flexibiliteit in de marktinrichting en regulering van de elektriciteitsmarkt en oplossingsrichtingen om te komen tot verdere ontsluiting van flexibiliteit in het systeem.

De rapportage is opgebouwd door een verkenning van toekomstige flexibiliteit in Hoofdstuk 2, de flexibiliteitsbehoefte in het Nederlandse systeem in de periode 2020-2030 in Hoofdstuk 3 en mogelijkheden tot flexibiliteitsvoorziening in Hoofdstuk 4. Vervolgens wordt in Hoofdstuk 5 het bestaande kader voor marktinrichting en regulering in beeld gebracht vanuit het perspectief van flexibiliteitsvoorziening, gevolgd door een serie case-analyses waarin flexibiliteitsbehoefte een centrale rol speelt in Hoofdstuk 6. De bevindingen met betrekking tot barrières voor flexibiliteitsvoorziening in marktinrichting en regulering worden gepresenteerd in Hoofdstuk 7. Tot slot wordt de rapportage in Hoofdstuk 8 afgesloten met een verkenning van mogelijkheden tot aanpassingen van het bestaande bestel.

2 Flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening

Om een beeld te schetsen van de flexibiliteitsbehoefte in de elektriciteitsvoorziening ten gevolge van grootschalige integratie van wind en zon wordt in dit hoofdstuk in de eerste plaats ingegaan op het karakter van wind- en zonne-energie en de karakterisering van de flexibiliteitsbehoefte die door introductie van wind en zon ontstaat. Vervolgens worden de implicaties van deze flexibiliteitsbehoefte voor planning en operationeel beheer toegelicht en de verschillende deelterreinen van operationeel management waarin de gevolgen zullen optreden geïntroduceerd.

2.1 Wind en zon en flexibiliteit

Met wind en zon-PV worden twee productietechnieken in het elektriciteits-systeem geïntroduceerd die zich in belangrijke mate onderscheiden van conventionele technieken zoals elektriciteitsproductie met fossiele brandstoffen en waterkracht². Dit onderscheid vindt zijn oorsprong in het feit dat de elektriciteitsproductie van beide technieken een intermitterend ofwel onregelmatig karakter vertoont. Dit onregelmatige karakter brengt een drietal implicaties met zich mee die de integratie van wind en zon-PV in de operationele fase tot een uitdaging maken.

In de eerste plaats zijn wind en zonlicht beperkt beschikbaar, zodat de productie wordt beperkt door de beschikbaarheid van wind en zonlicht. Dit legt een fysieke beperking aan het productieniveau van windturbines en zon-PV, die bovendien snel kan variëren in de tijd. Ten tweede is de productie met wind en zon-PV beperkt regelbaar. In principe is het technisch mogelijk om de productie van deze technieken af te regelen als de elektriciteitsproductie niet nul is. Indien wind en zon-PV in deellast worden bedreven kan productie bovendien ook worden opgeregeld. Echter, elektriciteitsproductie uit wind en zon-PV kennen vrijwel geen marginale kosten. Bovendien zijn er voor deze technieken vaak ondersteuningsmechanismen beschikbaar waarbij veelal financiële ondersteuning wordt toegekend aan de hand van productie over een langere periode, onafhankelijk van de elektriciteitsprijs op het moment van productie. Daarmee genereert productie gewoonlijk een positieve kasstroom, of er nu vraag is naar deze productie of niet. Hierdoor draaien deze faciliteiten gewoonlijk op volledige capaciteit als wind en zon beschikbaar is, en ontbreekt in veel gevallen zelfs de technische infrastructuur voor aansturing van productie. Productie van wind- en zonne-energie wordt dan ook vaak gedreven door weersomstandigheden in plaats van actieve sturing. Mede als gevolg hiervan, tot slot, is de productie van wind- en zonne-energie dan ook slecht voorspelbaar. Samenvattend, wordt productie van wind- en zonne-energie gekarakteriseerd door een hoge mate van variabiliteit en een beperkte mate van stuurbaarheid en voorspelbaarheid.

² Afgezien van riviercentrales, waarbij turbines gedreven worden door het debiet in de betreffende rivier.

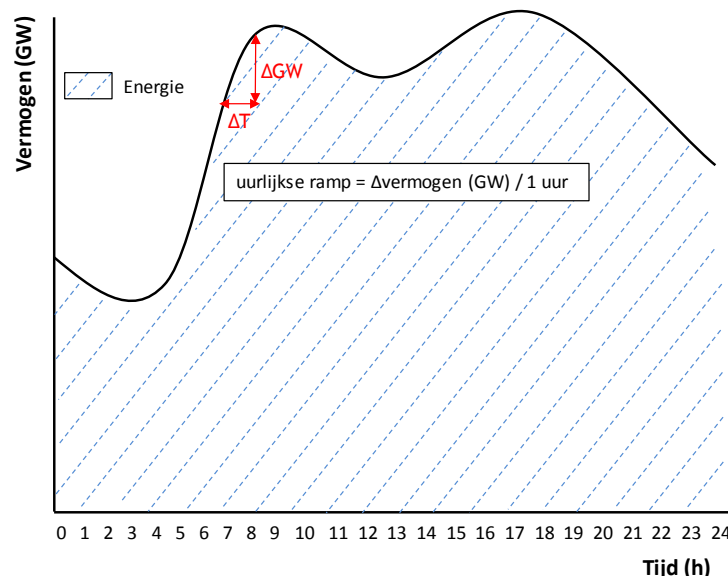


Al sinds de aanleg van de eerste gekoppelde elektriciteitssystemen zijn variabiliteit, stuurbaarheid en onzekerheid bekende begrippen in het operationele beheer van deze systemen. Dit domein omvat de planning en aansturing van productie, opslag en (stuurbare) afname om de variabele afname van elektriciteit te bedienen, zonder dat deze op voorhand exact bekend is en er tegelijkertijd rekening gehouden moet worden met eventuele uitval van productiefaciliteiten en netwerkcomponenten. Moderne methoden voor planning en aansturing van productiefaciliteiten zijn dan ook gebaseerd op geavanceerde technieken om nauwkeurige voorspellingen te kunnen doen over de variabele energievraag, gecombineerd met optimalisatietechnieken voor planning en inzet van faciliteiten en de beschikbaarheid van flexibele middelen voor aanpassing.

Ook de fluctuerende productie van wind en zon-PV kan met deze methoden geïntegreerd worden in het operationele beheer van het elektriciteitssysteem. Naast de op korte termijn verwachting van de variabele vraag wordt de productieverwachting voor (niet-stuurbare) wind en zon-PV daarin beschouwd als een gegeven. Met andere woorden, de vraagverwachting verminderd met een productieverwachting, moet bediend worden met de beschikbare stuurbare middelen. De resultante van de vraagverwachting verminderd met de productieverwachting voor wind en zon-PV wordt ook wel de *residuele vraag* genoemd.³ Deze residuele vraag onderscheidt zich van de variabele vraag door een grotere spreiding, hogere variabiliteit en slechtere voorspelbaarheid. Daarmee ontstaat een toenemende operationele flexibiliteitsbehoefte.

De behoefte aan operationele flexibiliteit kan worden gekarakteriseerd door drie gerelateerde kenmerken van de (residuele) vraag (zie ook (Andersson, 2012) en (NERC, 2010)); de veranderlijkheid in GW/h (of andere tijdseenheden), het vermogen in GW en energie in GWh.

Figuur 1 Illustratie van het profiel van de vraag naar elektriciteit en de drie determinanten van de behoefte aan operationele flexibiliteit: veranderlijkheid, vermogen en energie



³ In de literatuur wordt hieraan ook wel gerefereerd als de 'netto vraag'.

Aan de hand van Figuur 1 kunnen deze begrippen als volgt worden omschreven:

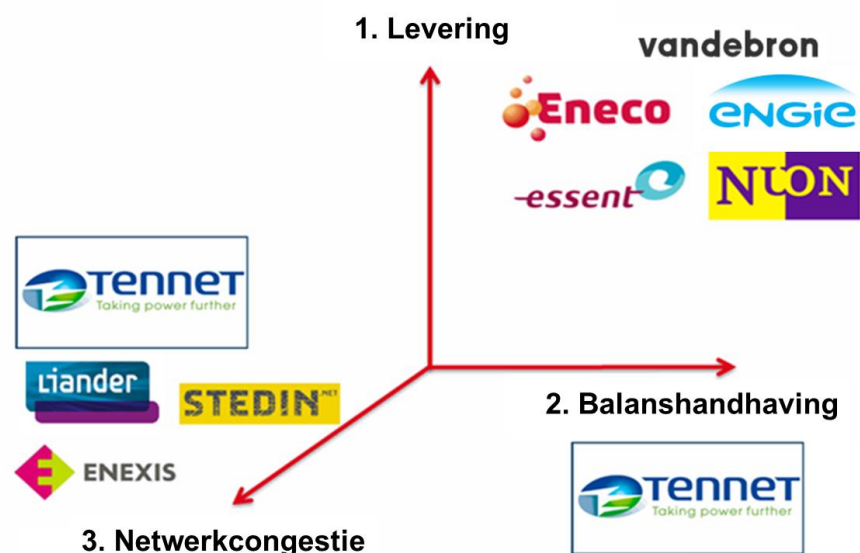
- **Veranderlijkheid (GW/h)**
De vermogensvraagverandering uitgedrukt in vermogen per tijdseenheid. Deze vermogensvraagverandering moet gevolgd worden door het totale regelbare productievermogen (ook wel de *ramp rate*), i.e. de benodigde verandering van elektriciteitsproductie per tijdseenheid om aan de residuele vermogensvraag te voldoen.
- **Vermogen (GW)**
Vermogen is een maat voor de snelheid waarmee energie kan worden geleverd of gebruikt. Er moet voldoende productievermogen van elektriciteit beschikbaar zijn om te kunnen voldoen aan de residuele vraag naar elektriciteit.
- **Energie (GWh)**
De hoeveelheid elektrische energie die gedurende een bepaalde tijd wordt gebruikt. Het aanbod van elektriciteit is de som van alle producerende eenheden (centrale plus decentrale productie) en de netto import.

Deze operationele flexibiliteitsbehoeften ontstaan in verschillende deel-terreinen van het operationele beheer van elektriciteitssystemen. In Paragraaf 2.2 worden deze deelterreinen nader toegelicht.

2.2 Operationele Flexibiliteitsbehoefte

In de voorgaande paragraaf is kort ingegaan op de aard van uitdagingen in elektriciteitssysteemmanagement die ontstaan bij grootschalige toepassing van de intermitterende productietechnieken wind en zon-PV.

Figuur 2 Dimensies van operationele flexibiliteitsbehoefte



De behoefte aan operationele flexibiliteit komt in drie deelsegmenten van operationeel beheer van elektriciteitssystemen aan de orde (zie ook Figuur 2):

1. *Energielevering/Energiebalans*

Energielevering heeft betrekking op de week-tot-dag vooruit voorspellingen en planning van leveranciers, producenten en gebruikers, gevolgd door planningsaanpassingen op de dag van levering en tot slot realisatie van productie om de geaggregeerde vraag te bedienen. In Nederland en veel andere Europese landen worden uitwisselingen van energie georganiseerd middels bilaterale handel, termijn markten en beurzen voor handel in uurproducten op de dag voor levering (de *day ahead* markt) en tijdens de dag van levering (de *intraday* markt). De leveranciers zijn verantwoordelijk voor de gemiddelde balans op kwartierbasis uit hoofde van hun programmaverantwoordelijkheid.

2. *Balanshandhaving/Systeembalans*

Frequentie afwijkingen in elektriciteitssystemen met wisselstroom ontstaat als gevolg van onbalans tussen vraag en aanbod op de tijdschaal van 15 minuten. Stabiele en betrouwbare werking van deze systemen vereisen een stabiele frequentie. Frequentie afwijkingen kunnen leiden tot verstoringen en uiteindelijk zelfs resulteren in een black-out met volledige stroomuitval. Balanshandhaving heeft betrekking op de activiteiten ten behoeve van de handhaving van evenwicht tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk in real-time. Daarmee worden afwijkingen in voorspellingen van leveranciers en eventuele storingen en uitval van apparatuur alsook netwerken geadresseerd. Dit wordt door de landelijke netbeheerder (ook wel *Transmission System Operator* of TSO) TenneT centraal georganiseerd door middel van marktgerichte regelingen met energieleveranciers en (meestal) grootverbruikers.

3. *Netwerkgestie/Transportbalans*

De transportbalans heeft betrekking op de balans tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk binnen de grenzen van de beschikbare transportcapaciteit. Ingeval deze balans niet is afgestemd op de beschikbare capaciteit en lokale invoeding, de lokale afname en de beschikbare transportcapaciteit naar omliggende gebieden overtreft treedt congestie op en kunnen netcomponenten overbelast raken. Om dit te voorkomen wordt in Nederland soms preventief congestiemanagement voor allocatie van de beperkte transportcapaciteit op dag voor levering toegepast, aangevuld met curatieve methoden voor (near) real-time aanpassingen. Congestiemanagement wordt door de netbeheerders georganiseerd door middel van een congestiemanagementsysteem op marktbasis.

In het volgende hoofdstuk wordt de flexibiliteitsbehoefte voor de genoemde drie deelterreinen verkend aan de hand van een analyse van de bestaande scenario's voor de periode 2020 tot 2030.



3 Flexibiliteitsbehoefte 2020 - 2030

Om een beeld te krijgen van de toekomstige behoefte aan flexibiliteit ten gevolge van de grootschalige introductie van wind en zon, wordt in dit hoofdstuk een verkenning van deze behoefte gepresenteerd, gevolgd door een verkenning van potentiële bronnen van flexibiliteit.

De flexibiliteitsbehoefte wordt verkend aan de hand van een aantal bestaande scenario's voor de ontwikkeling van variabele vraag op basis van projecties, scenarioveronderstellingen voor nieuwe of sterk groeiende vraag categorieën en tot slot bestaande scenario's voor wind en zon op basis van simulatie.

In deze analyse is gebruik gemaakt van de volgende scenario's:

- SER 2023 ZW: SER 2023 winddoelstelling en NEV-2023 zon veronderstelling;
- SER 2023: SER zoals vastgelegd in de Nationale Energie Verkenning 2015, op basis van het vastgestelde beleid;
- SER 2023-extra: SER 2023 & extra warmtepompen en extra elektrische voertuigen;
- NEV 2030: het langere termijn perspectief vastgelegd in de Nationale Energie Verkenning 2015, op basis van het vastgestelde beleid;
- TKI Switch2SmartGrids (S2SG) betreft een benchmarkscenario voor de waardering van smart grids;
- Urgenda 2030: een scenario ter illustratie van de haalbaarheid van 100% duurzame energie in 2030.

De kentallen behorend bij deze scenario's worden voor snelle referentie weergegeven in Tabel 1. Verder omschrijving van deze scenario's is terug te vinden in Bijlage A.

Tabel 1 Overzicht van scenario's en bijbehorende kentallen zoals gehanteerd in dit rapport

Scenario		Referentie 2013	SER 2023 ZW	SER 2023	SER 2023-extra	NEV 2030	TKI S2SG 2030	Urgenda 2030
Wind op land (GW)		2,2	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	8,0
Wind op zee (GW)		0,2	4,35	4,35	4,35	6,0	6,0	16,8
Zon-PV (GW)		0,4	9,0	9,0	9,0	15,0	20,0	24,8
Elektrische auto's		20.000	20.000	200.000	550.000	500.000	1.000.000	5.040.000
Elektriciteitsvraag (groefactor t.o.v. 2013)	Woningen	100%	88%	88%	88%	88%	109%	65%
	MKB/utiliteit LS	100%	102%	102%	102%	105%	109%	50%
	MKB/utiliteit MS	100%	102%	102%	102%	105%	118%	50%
	Industrie MS	100%	105%	105%	105%	107%	118%	50%
	Industrie HS	100%	105%	105%	105%	107%	118%	50%
Warmtepompen	Woningen	140.000	140.000	308.000	1.000.000	471.000	800.000	6.751.000
	Utiliteitsbouw	40.000	40.000	88.000	285.714	100.000	200.000	671.125
	Energiebesparing W	0%	0%	15%	15%	20%	20%	50%
	Energiebesparing U	0%	0%	15%	15%	20%	25%	50%

Deze scenario's zijn elk van toegevoegde waarde voor verschillende onderdelen van de analyse. Zo is het eerste scenario SER 2023 ZW met name relevant om de flexibiliteitsbehoefte in energielevering in beeld te brengen tegen de achtergrond van klassieke vraagpatronen, terwijl de andere scenario's juist een beeld schetsen van de gevolgen van zon en wind integratie, in samenhang met andere ontwikkelingen. De scenario's die variëren in verschillende penetratie van decentrale technologieën dienen met name om een perspectief te ontwikkelen op congestie. Tot slot omvat de set verschillende scenario's voor 2030, zodat ook een blik voorbij SER 2023 geworpen kan worden. Daarin is het Urgenda 2030-scenario, een 100% duurzaam scenario, een scenario waarmee ook de langere termijn doelstellingen voor 2050 in beeld komen.

De verkenning van de toekomstige flexibiliteitsbehoefte is verder ingedeeld naar de verschillende domeinen van operationeel beheer zoals gepresenteerd in het voorgaande hoofdstuk. Zo wordt in Paragraaf 3.1 de toekomstige flexibiliteitsbehoefte in energielevering verkend, gevolgd door de balans-handhaving in Paragraaf 3.2 en de flexibiliteitsbehoefte ten behoeve van de transportbalans in Paragraaf 3.3.

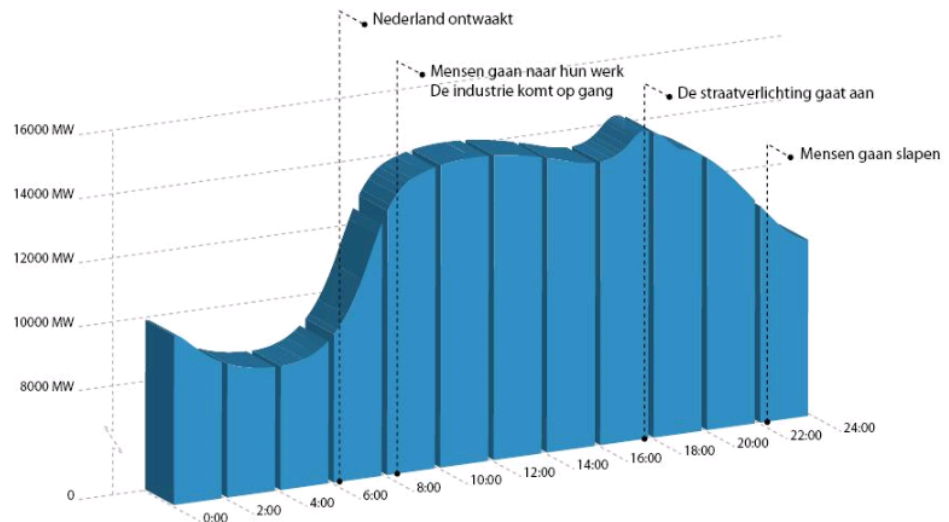
3.1 Energielevering

Om de gevolgen van grootschalige integratie van wind en zon-PV op de ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte in energielevering in beeld te brengen wordt in deze paragraaf vooral gebruik gemaakt van het scenario SER 2023 ZW, door de vraag en residuele vraag in 2023 met elkaar te vergelijken. Deze vergelijking biedt goed zicht op de gevolgen van wind en zon-PV voor de residuele vraag, in afwezigheid van andere invloedsfactoren. Hierbij worden in de eerste plaats de patronen in residuele vraag in beeld gebracht in Paragraaf 3.1.1, gevolgd door de analyse van de spreiding of variabiliteit van de residuele vraag in Paragraaf 3.1.2 en tot slot de veranderlijkheid, i.e. snelheid van de variaties, van de residuele vraag in Paragraaf 3.1.3. In aanvulling daarop zal in de navolgende bespreking ook gebruik gemaakt gaan worden van de andere scenario's om een beeld te krijgen van de bandbreedten.

3.1.1 Patronen in residuele elektriciteitsvraag

Zodra er in het systeem een apparaat wordt aan- of afgeschakeld verandert het elektriciteitsverbruik ofwel de elektriciteitsvraag. Dit verbruik varieert dan ook op alle tijdsschalen. Klassiek laat deze variatie van de vraag zich in sterke mate leiden door economische activiteit die op haar beurt weer gedreven wordt door dag/nacht ritmen, werk/weekend dagen en vakantiedagen. Dit patroon is tamelijk stabiel met een relatief hoge vraag gedurende de dag tijdens werkdagen (de piek perioden) en een gewoonlijk wat lagere vraag in de nacht, het weekend en tijdens vakantiedagen (de dal perioden). In Figuur 3 wordt het dagelijkse patroon van de vraag naar elektriciteit voor een Nederlandse winterdag op uurbasis geïllustreerd.

Figuur 3 Dagpatroon elektriciteitsverbruik in Nederland



Bron: TenneT⁴.

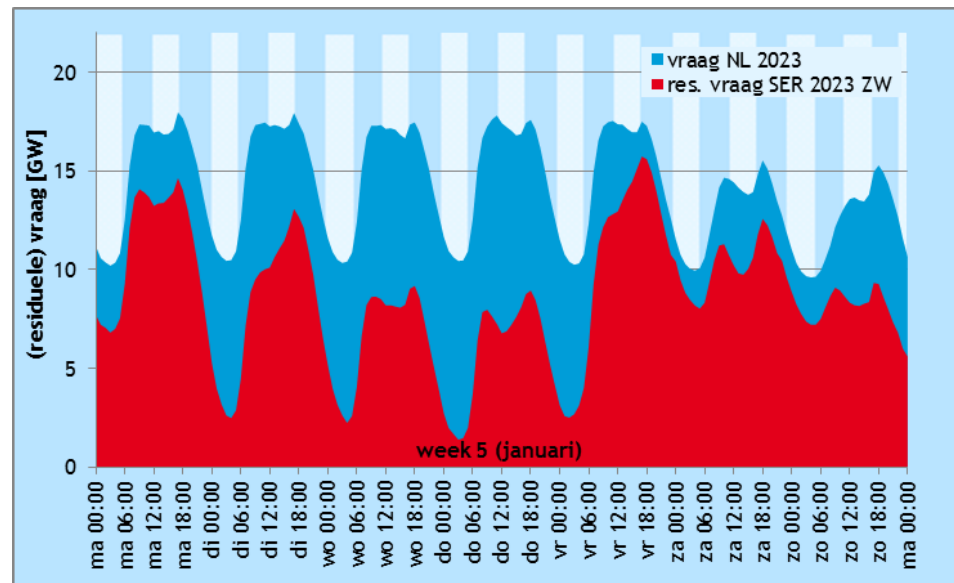
De grootschalige introductie van intermitterende bronnen heeft gevolgen voor de dynamische structuur van de residuele elektriciteitsvraag.

Figuur 4 en Figuur 5 laten het uurlijkse patroon van de vraag en residuele vraag zien in één week in resp. januari en augustus in 2023, gebaseerd op projectie van de vraag en residuele vraag op basis van simulatie van productie van wind- en zonne-energie in 2023. De geselecteerde weken representeren een week met respectievelijk veel productie van windenergie en weinig zonne-energie, respectievelijk weinig productie van windenergie en veel zonne-energie. In de beide weken zijn weer de piek perioden te onderscheiden, met in de winter een relatief hoge uurlijkse vraag tot ongeveer 18 GW tijdens de werkdagen, en in de zomer een uurlijkse vraag tot ongeveer 15 GW. De dalvraag ligt wat lager in beide weken, met zo'n 10 GW gedurende de nachten en zo'n 15 GW respectievelijk 12 GW overdag in de weekenden.

De week in januari laat een week zien met relatief bescheiden invloed van zon, omdat de productie met zon-PV in de wintermaanden sterk terugvalt. Anderzijds, komen in de geselecteerde week relatief hoge windsnelheden voor, zodat de windproductie relatief hoog is met een wat lagere residuele vraag als gevolg. Met name op de dagen dinsdag tot en met vrijdag is in deze week de productie van windenergie hoog in dit scenario, zodat de residuele vraag ver onder de vraag ligt. De residuele vraagniveaus vallen dan 8 GW terug ten opzichte van de vraag zodat met name de nachten een sterke relatieve terugval laten zien van zo'n 70 tot 80%. Dergelijke perioden van hogere windproductie zijn niet ongebruikelijk in het Nederlandse klimaat. De Nederlandse windsnelheden laten een patroon zien met gemiddeld wat hogere snelheden in de herfst- en winterperiode.

⁴ www.tennet.eu/nl/nl/nieuws/article/tennet-to-contribute-real-time-consumption-data-to-1010-campaign.html

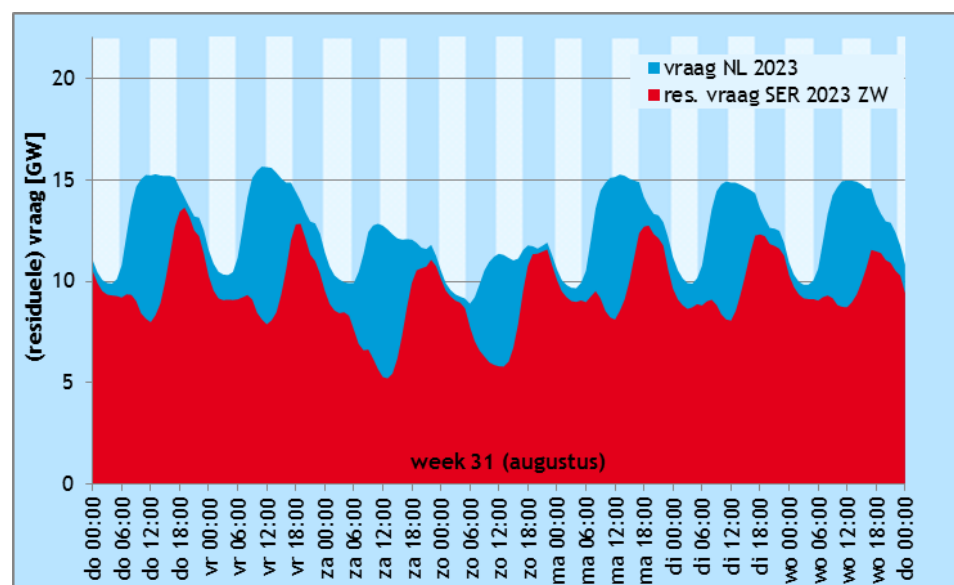
Figuur 4 Illustratie van de vraag en residuele vraag in een week in januari in het SER 2023 ZW-scenario



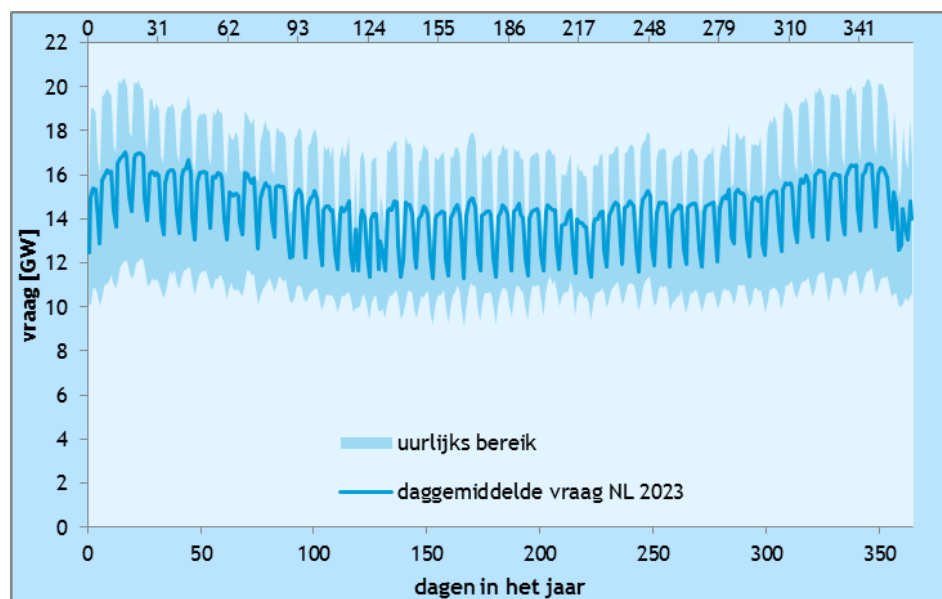
Op kortere termijnen komen patronen van een dag of vier wat meer voor, corresponderend met het passeren van actieve weersystemen. In met name de zomer komen ook dagelijkse patronen wat meer voor door het ontstaan van landwind gedurende de dag ten gevolge van verschil in opwarming van de lucht boven zee en land.

De geselecteerde week in augustus kenschetst een situatie met weinig wind en veel zon. De relatief hoge bijdrage van zonne-energie is goed zichtbaar, door een sterke terugval van de residuele vraag tijdens de uren overdag. Tegen de avond valt de productie van zonne-energie weer weg, zodat de residuele vraag weer oploopt tot het zelfde niveau als de vraag. De bijdrage van zon valt dus goeddeels maar niet volledig samen met de dagelijkse patronen in de vraag, zodat de verschillen tussen piek- en dal-perioden van de residuele vraag sterk teruglopen.

Figuur 5 Illustratie van de vraag en residuele vraag in een week in augustus in het SER 2023 ZW-scenario



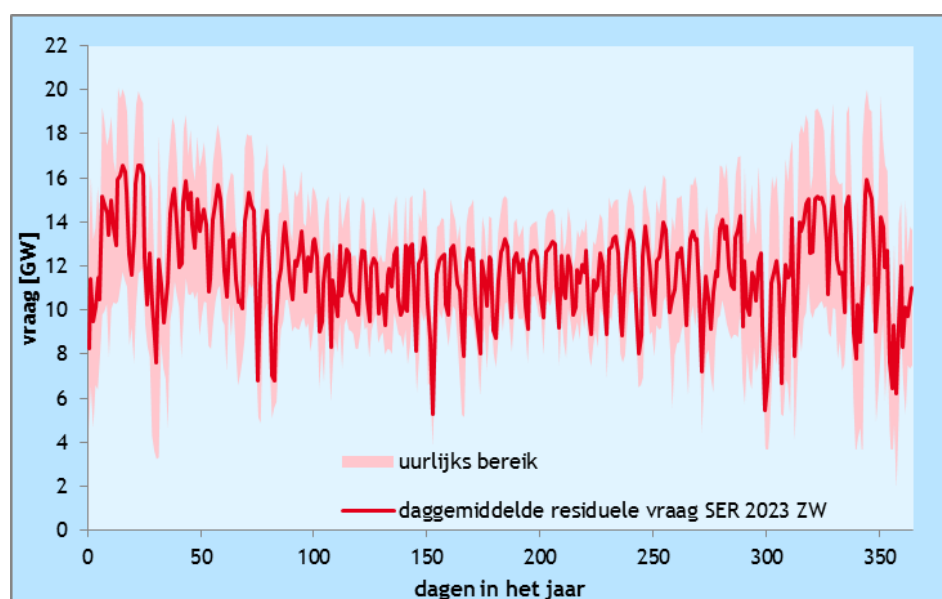
Figuur 6 Dagelijks gemiddelde vraag in Nederland in het SER 2023 ZW-scenario. Het uurlijks bereik geeft voor elke dag van het jaar de minimale en maximale vraag op uurbasis weer



Het mag duidelijk zijn dat de bijdrage van zonne-energie wat voorspelbaarder is dan die van windenergie, met een sterk en stabiel patroon over het jaar en een sterk patroon van dag tot nacht.

In Figuur 6 is de dagelijks gemiddelde elektriciteitsvraag weergegeven voor 2023. Ook zijn voor elke dag van het jaar de minimale en maximale vraag op uurbasis weergegeven als het uurlijks bereik. Beiden laten een sterk patroon zien over de loop van het jaar met een wat hogere vraag in de winter en een wat lagere vraag in de zomer, met name als het gaat om piekperioden die zich manifesteren in de bovenkant van het bereik.

Figuur 7 Dagelijks gemiddelde residuele vraag in Nederland in 2023. Het uurlijks bereik geeft voor elke dag van het jaar de minimale en maximale residuele vraag op uurbasis weer



Ook valt de terugval rond de kerstperiode op, die veroorzaakt wordt door de vakantieperiode in die tijd van het jaar. Tot slot is een sterk en stabiel kortetermijnpatroon zichtbaar die veroorzaakt wordt door het vraagverloop over de week en het weekend. Het week- en seizoenpatroon weergegeven voor de Nederlandse energievraag in 2013. De gemiddelde, minimale en maximale energievraag vertonen een stabiel patroon. Windaanbod is hoog in de periode november-maart en in de regel laag in de zomer.

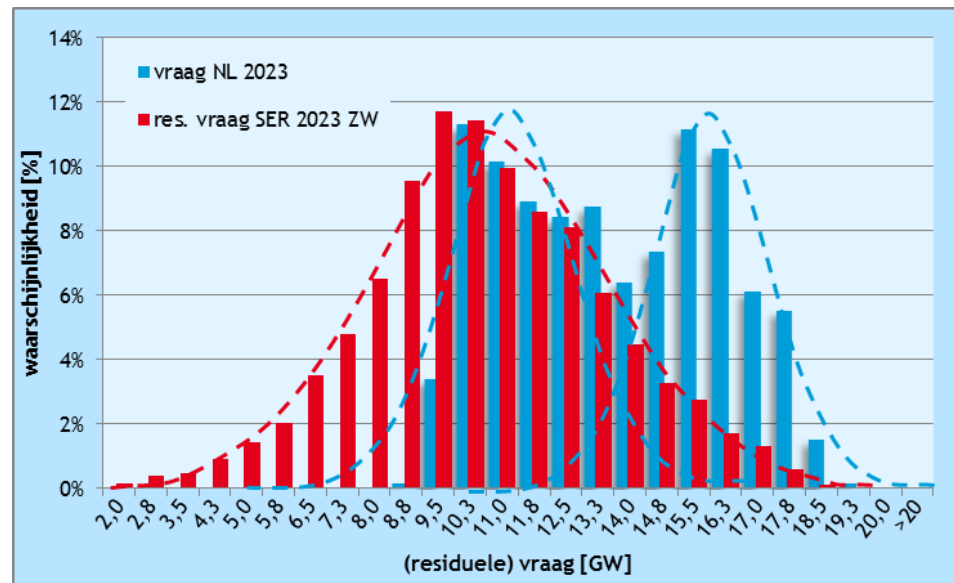
Figuur 7 laat de dagelijks gemiddelde residuele elektriciteitsvraag zien voor 2023. Ook hier zijn voor elke dag van het jaar zowel de minimale en maximale vraag op uurbasis weergegeven als het uurlijks bereik. In vergelijking tot de vraag in Figuur 6, valt in de eerste plaats op dat de residuele vraag een wat sterker seizoen gedreven patroon laat zien. Waar het dagelijks gemiddelde van de vraag op hoogtepunten in de winter rond de 17 GW ligt, ligt die voor de residuele vraag op ongeveer 16 GW. In de zomer daarentegen liggen de hoogtepunten van de vraag rond de 15 GW, terwijl deze niveaus voor de residuele vraag rond de 13 GW liggen. Dit is een direct gevolg van de bijdrage van zon-PV aan de residuele vraag, die zich met name in de zomer laat gelden. Daarnaast valt op dat ook de dieptepunten van het dagelijks gemiddelde van de residuele vraag wat grotere uitslagen vertonen dan de dieptepunten van het dagelijks gemiddelde van de vraag. Dit fenomeen laat zich wat sterker gelden in de winter, gedreven door het seizoen gedreven patroon in windsnelheden, met over het algemeen gemiddeld wat hogere windsnelheden in de winterperiode. Daarmee wordt over het geheel genomen de bandbreedte van het dagelijks gemiddelde van de residuele vraag wat groter dan die van de vraag. Tot slot valt op dat het stabiele patroon van de vraagontwikkeling over werk- en weekenddagen in geval van de residuele vraag sterk wordt ondergraven. Ook hier gaat het primair om de windproductie die een sterke invloed heeft op de dagelijkse en meerdaagse patronen. Zo zijn er verschillende perioden van langdurig hogere windbijdragen te zien, zoals de periode rond dag 25 en rond dag 300.

Samenvattend, zal zon en wind (met name gedurende de zomerdagen) een grote invloed gaan hebben op de residuele vraag. De variabiliteit van de residuele vraag zal sterk toenemen. Op uurniveau kan de residuele vraag sterk afwijken van de vraag, met grote uitslagen die op kunnen lopen tot 80% van de vraag. Het bestaande dag/nachtpatroon wordt in de zomer minder sterk door bijdragen van zon-PV. Het bestaande patroon dat samenhangt met werk- en weekenddagen zal sterk worden ondermijnd, met name door wind. Tot slot zal seizoenspatroon sterker worden, vooral omdat de residuele vraag in de zomer sterker terugloopt onder invloed van zon-PV.

3.1.2 Variabiliteit van residuele vraag

In Figuur 8 is de kansverdeling van uurlijkse vraag en residuele vraag in 2023 gepresenteerd op basis van de hiervoor besproken simulatie. De figuur laat op de horizontale as verschillende uurlijkse (residuele) vraagniveaus zien, met op de verticale as de kans dat deze vraagniveaus optreden in het jaar 2023. De kansverdeling van de vraag laat een structuur zien met een kansverdeling rond twee vraagniveaus met hoge kans van optreden, rond de 10 GW respectievelijk 16 GW. Het lage niveau reflecteert de dal-vraag, terwijl het hoge niveau de piekvraag weergeeft. Kijken we naar de residuele vraag dan valt op dat in dit geval nog maar één niveau een hoge kans van optreden heeft, te weten het niveau rond de 10 GW. Het hoge niveau van de piek vraag is nu vrijwel geheel weggefallen. Dit is een direct gevolg van de invloed die de bijdrage van zon-PV aan de residuele vraag heeft.

Figuur 8 Waarschijnlijkheidsverdeling van de vraag en de residuele vraag in het SER 2023 ZW-scenario



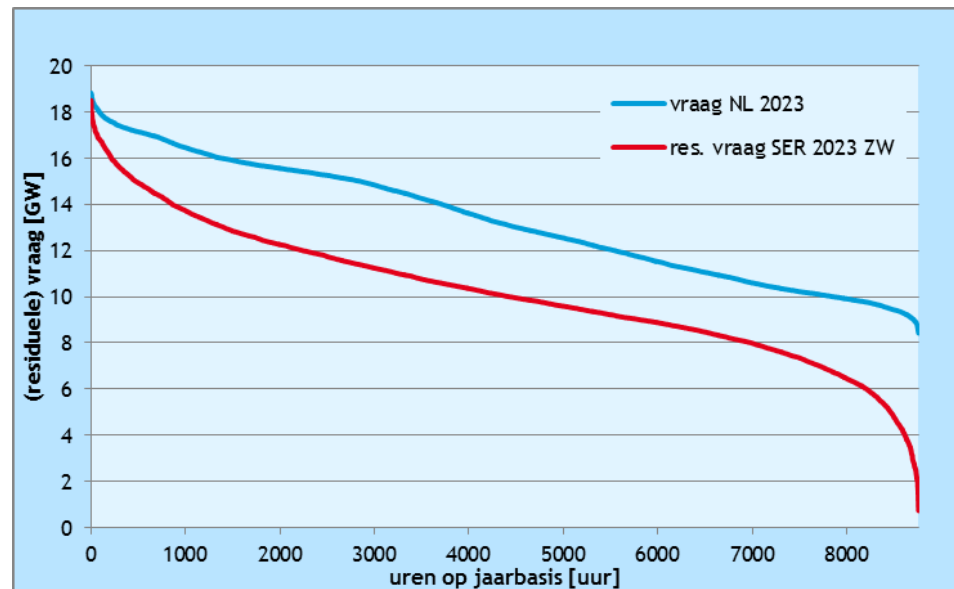
Omdat zon-PV elektriciteit levert tijdens piekuren, loopt de residuele vraag tijdens de piek sterk terug, tot op niveaus vergelijkbaar met de vraag in de daluren.

Verder valt op dat de kansverdeling rond de gemiddelde residuele vraag van 10 GW veel breder is dan de oorspronkelijke samengestelde kansverdeling van piek- en dalvraag. Waar de dalvraag variaties laat zien tussen de 9 GW en de 18 GW, laat de verdeling van de residuele vraag variaties zien tussen de 2 GW en de 19 GW. Dit is een direct gevolg van het feit dat bijdragen van wind- en zon-PV patronen laten zien die afwijken van de vraag patronen, zodat extremen optreden bij hoge vraag in afwezigheid van bijdragen van wind en zon-PV, evenals lage vraag gecombineerd met hoge bijdragen van wind en zon-PV.

In Figuur 9 is de geprojecteerde belastingduurkromme even als de gesimuleerde residuele belastingduurkromme over 2023 weergegeven. De belastingduurkromme is een sortering van hoogste tot laagste uurlijkse (residuele) vraagniveaus over een jaar en geeft weer hoeveel uren in een jaar een bepaald vermogen nodig is om aan de (residuele) vraag te kunnen voldoen. Het verschil tussen vraag en residuele vraag wordt veroorzaakt door de variabele elektriciteitsproductie uit zon en wind.

Aan de linker zijde van Figuur 9 valt te zien dat voor een aantal piekuren het verschil tussen vraag en residuele vraag bescheiden is, corresponderend met hoge vraag in combinatie met lage bijdragen van wind en zon-PV. Omgekeerd kunnen zich ook situaties voordoen waarbij het verschil tussen vraag en residuele vraag groot is, zoals blijkt uit de rechterzijde van de curven. De minimale vraag in 2023 ligt bij deze projectie even onder de 9 GW, terwijl de residuele vraag in de simulatie voor 2023 terugvalt tot onder de 1 GW. Toenemende bijdragen van elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind leiden dus tot toenemende spreiding en toename van extreme waarden voor de residuele vraag, met een toenemende behoefte aan flexibiliteit om lagere en hogere vraagniveaus te kunnen bedienen tot gevolg.

Figuur 9 Belastingduurkromme van de vraag en residuele vraag in Nederland in het SER 2023 ZW-scenario



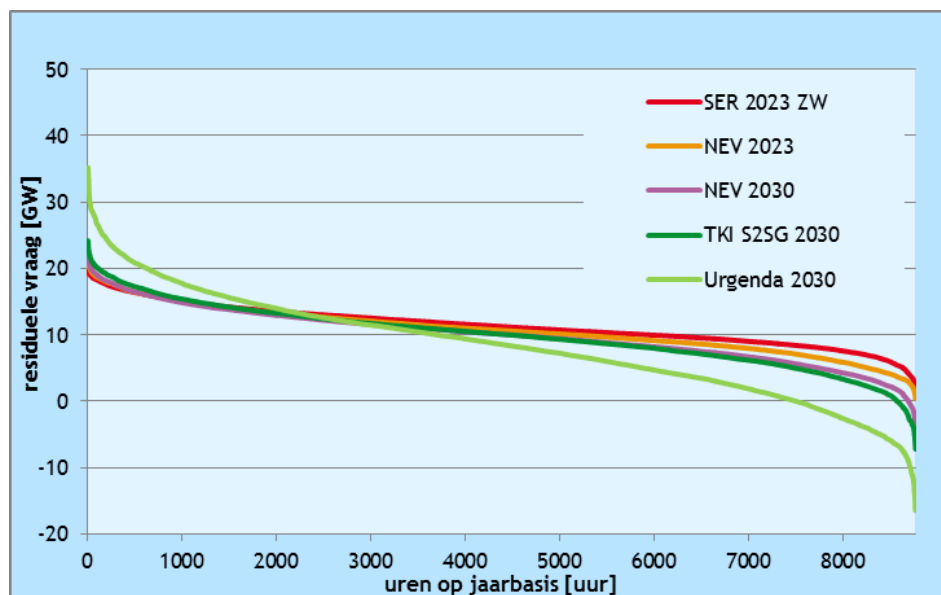
Daarmee ontstaat een groeiende behoefte aan middelen om deze extremen te bedienen. Zo wordt de piekvraag klassiek bediend door piekvermogen, met een inzet van minder dan zo'n 1.500 uur op jaarbasis, maar ook andere flexibele middelen zoals vraagsturing en opslagtechnieken kunnen voor deze behoefte worden aangewend.

De geprojecteerde vraag voor 2023 impliceert een behoefte van ongeveer 2,5 GW aan dergelijk flexibel vermogen (voor vraagniveaus boven de 16 GW) terwijl dat in het geval van residuele vraag tot zo'n 5,5 GW zou oplopen (voor vraagniveaus boven de 13 GW). Zoals af te leiden valt uit de belastingduurkrommen voor de overige scenario's (Figuur 10) valt voor deze scenario's een sterkere groei te verwachten, met 7 tot 8 GW voor SER 2023 en NEV 2030, 10 GW voor TKI S2SG 2030 en zelfs 20 GW in geval van het Urgenda 2030-scenario.

De behoefte aan middenlast, met een jaarlijkse inzet van ruwweg tussen de 1.500 uur en 7.000 uur is voor zowel de geprojecteerde vraag voor 2023 als voor de residuele vraag voor SER 2023 - zon en wind ongeveer 5 GW. Voor de andere scenario's loopt de behoefte aan middenlast wel op, met een behoefte van ongeveer 6 GW voor SER 2023, ongeveer 8 GW voor NEV 2030 en TKI S2SG 2030 en 12 GW in geval van het Urgenda 2030-scenario.

De vraag naar basislast, met een jaarlijkse inzet boven de 7.000 uur loopt juist terug van ongeveer 11 GW voor de geprojecteerde vraag tot zo'n 8 GW in geval van de residuele vraag voor SER 2023 ZW, en 6 GW tot 7 GW voor NEV 2030, TKI S2SG 2030 en nog slechts 2 GW in geval van het Urgenda 2030-scenario. Hierdoor ontstaat er behoefte aan flexibiliteit om de zeer lage residuele vraag niveaus te kunnen accommoderen. Hiermee ontstaat een nieuwe behoefte aan vraag- of opslagtechnieken waarmee de waarschijnlijk bijbehorende lage of zelfs negatieve elektriciteitsprijzen geëxploiteerd kunnen worden.

Figuur 10 Belastingduurkromme van de residuele vraag in Nederland in het SER 2023 ZW-scenario en de overige scenario's



Deze behoefte kan overigens al eerder optreden indien *must-run*⁵ productiefaciliteiten of productiefaciliteiten met relatief hoge kosten voor afschakelen onderdeel uitmaken van het systeem, zoals *must-run* WKK, (met name oudere) koleneenheden en nucleaire eenheden.

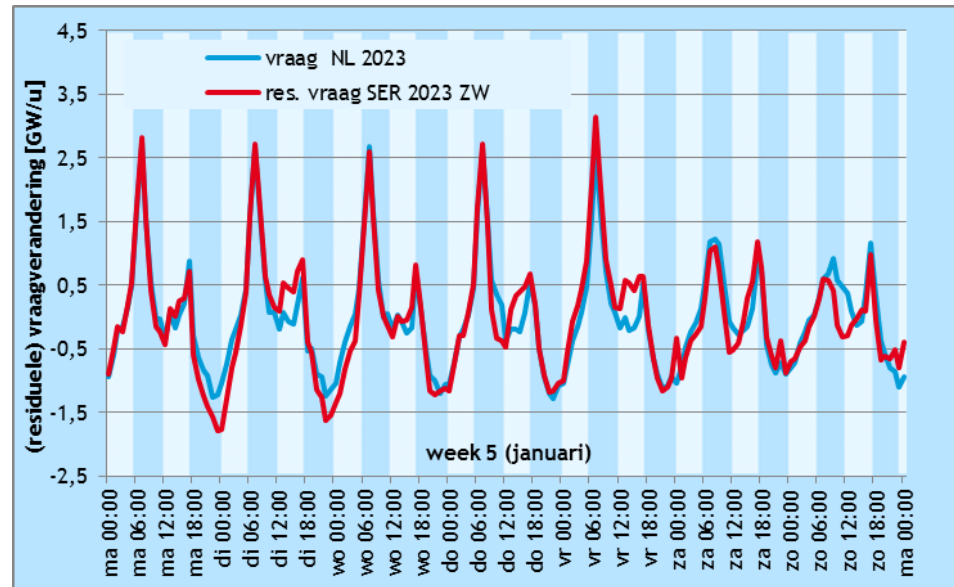
In Nederland staat nu ongeveer 2 GW aan *must-run* WKK opgesteld (zie (CE Delft ; DNV GL, 2014)), 3,5 GW aan oudere kolencentrales met een minimum belasting van ruwweg 2 GW en nog 0,5 GW aan nucleair vermogen met een minimum belasting van ruwweg 0,3 GW, i.e. een totaal van 3,7 GW aan inflexibel vermogen. In het WKK-segment worden flexibiliseringsslagen en sluitingen verwacht terwijl de oudere kolencentrales door een recente algemene maatregel van bestuur met betrekking tot aangescherpte normstelling voor thermisch rendement naar verwachting sluiting wacht voor 2017. Mocht er echter onverhoopt inflexibel vermogen resteren na groot-schalige introductie van zon en wind, dan zal de behoefte aan vraag- of opslagtechnieken al kunnen ontstaan voordat negatieve residuele vraag ontstaat. Onder de huidige omstandigheden zou deze behoefte al ontstaan bij residuele vraagniveaus van 4 GW en lager, corresponderend met zo'n 500 uur of meer op jaarbasis onder alle scenario's. Op korte termijn zou dit overigens primair worden geacommodeerd door export, voor zover de Noordwest Europese markt dit toelaat.

3.1.3 Veranderlijkheid van residuele vraag

Naast de variabiliteit van de (residuele) vraag, vergt ook de snelheid waarmee de (residuele) vraagniveaus veranderen flexibiliteit. Deze vorm van flexibiliteit wordt in het conventionele systeem beperkt door technische beperking op snelheid waarmee elektriciteitsproductie met installaties kan worden aangepast, i.e. de regelsnelheid. In deze paragraaf wordt dit aspect van (residuele) vraag tegen het licht gehouden.

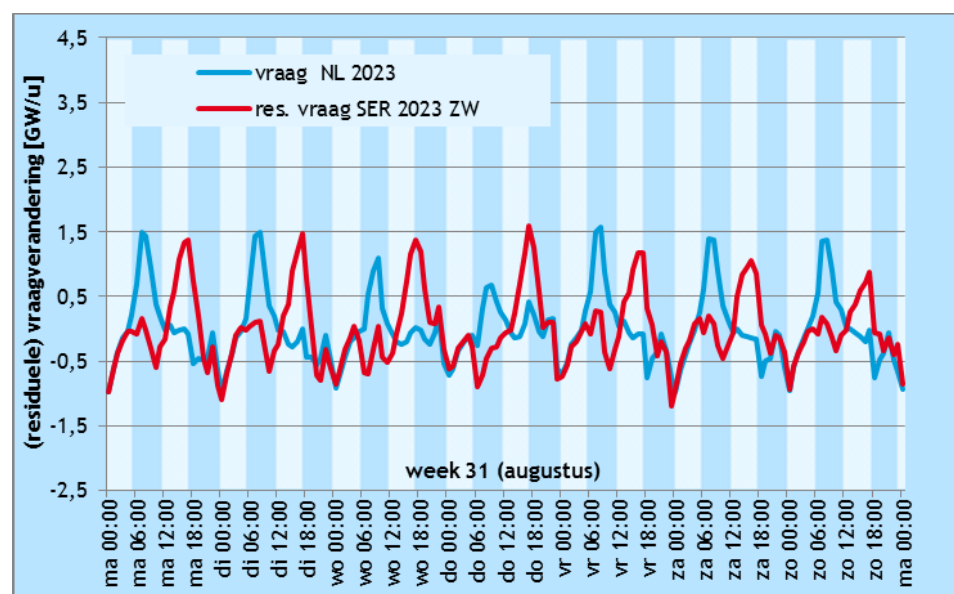
⁵ De term 'must-run' productiefaciliteiten refereert aan productiefaciliteiten die gewoonlijk niet worden afgeschakeld

Figuur 11 Illustratie van de uurlijkse verandering van de vraag en residuele vraag in een week in januari in het SER 2023 ZW-scenario

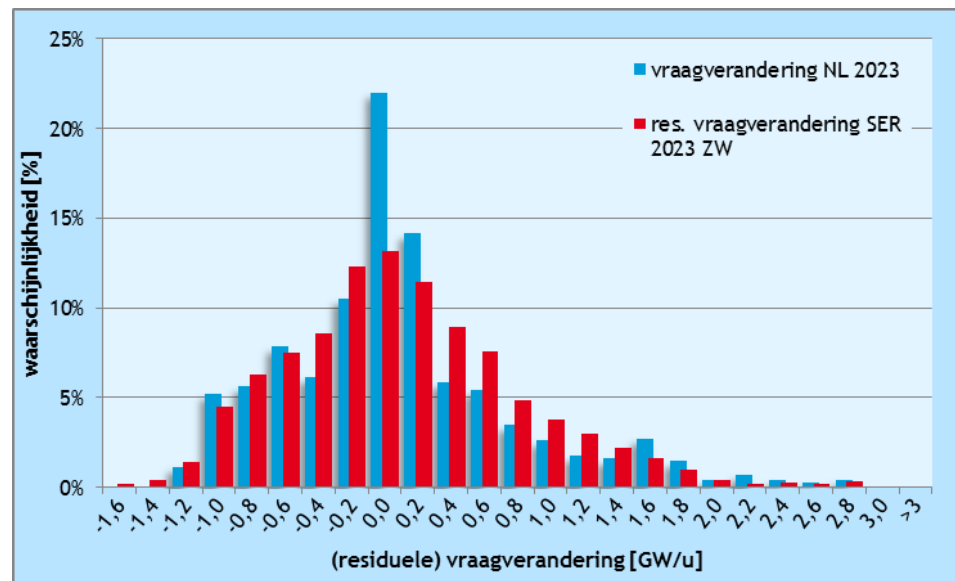


In Figuur 11 is de uurlijkse vraagverandering en residuele vraagverandering voor 2023 geïllustreerd in de hiervoor besproken week in januari (zie ook Figuur 4). Het gaat hier om een week met relatief veel wind en weinig zon. De uurlijkse vraagverandering varieert van ruim 2,5 GW/u in de ochtenduren, tot wat gematigder negatieve waarden van zo'n -1,5 GW/u in de loop van de avond. De grotere uitslag van de uurlijkse vraagverandering in de ochtend laat zien dat er een hogere mate van gelijktijdigheid van de vraagtoename optreedt in de ochtend dan van de vraagafname in de avond, corresponderend met het feit dat de vraagtoename in de ochtend wordt gedreven door de start van de werkdag. In het weekend is dit effect dan ook minder sterk. Vergelijken we de uurlijkse verandering van de residuele vraag met die van de vraag, dan valt op dat de invloed van wind hier bescheiden lijkt.

Figuur 12 Illustratie van de uurlijkse verandering van de vraag en residuele vraag in een week in augustus in het SER 2023 ZW-scenario



Figuur 13 Illustratie van de waarschijnlijkheidsverdeling van de uurlijkse verandering van de vraag en residuele vraag in het SER 2023 ZW-scenario

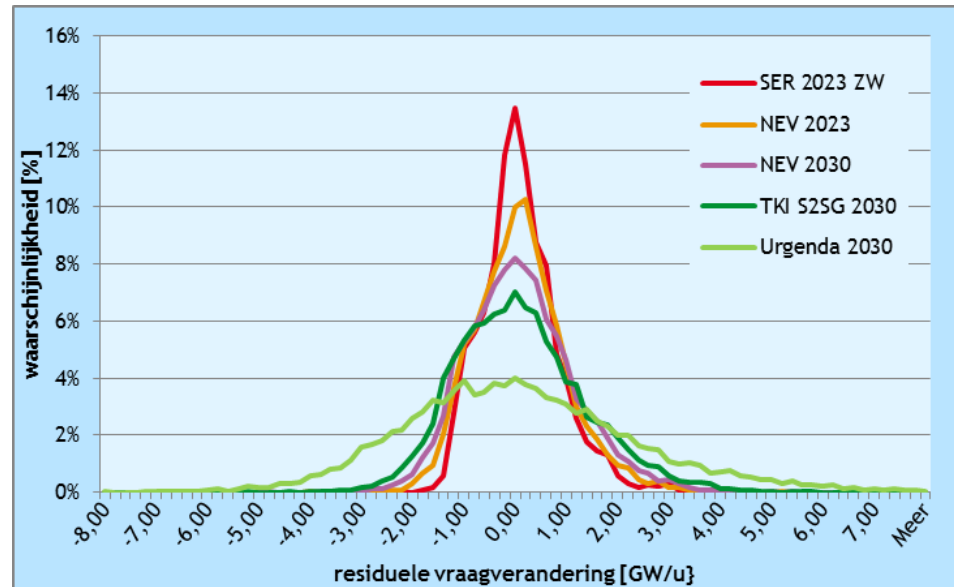


In Figuur 12 is de uurlijkse vraagverandering en de uurlijkse residuele vraagverandering voor een week met relatief veel zon weergegeven, corresponderend met de hiervoor besproken week in augustus (zie Figuur 5). In deze week ligt de sterke Nederlandse vraagtoename in de ochtenduren beduidend lager dan in de winter, onder meer vanwege de vroege zonopkomst. De sterke afname in de avonduren is nog sterker teruggelopen en suggereert een nog gematigder afname van de vraag op zomeravonden, onder invloed van het aanhoudende daglicht in die periode.

In geval van de residuele vraag verandert het patroon in de zomer tamelijk significant. In dit geval wordt de vraagtoename in de ochtend vrijwel volledig gecompenseerd door de productietoename van zon-PV, terwijl de afname van zon-PV bijdragen in de namiddag leiden tot een sterke toename van de residuele vraag. Er vindt dus in feite een verschuiving van de piek in toename plaats van de ochtenduren naar de namiddag. De uiterste waarden liggen echter ruim onder die in januari.

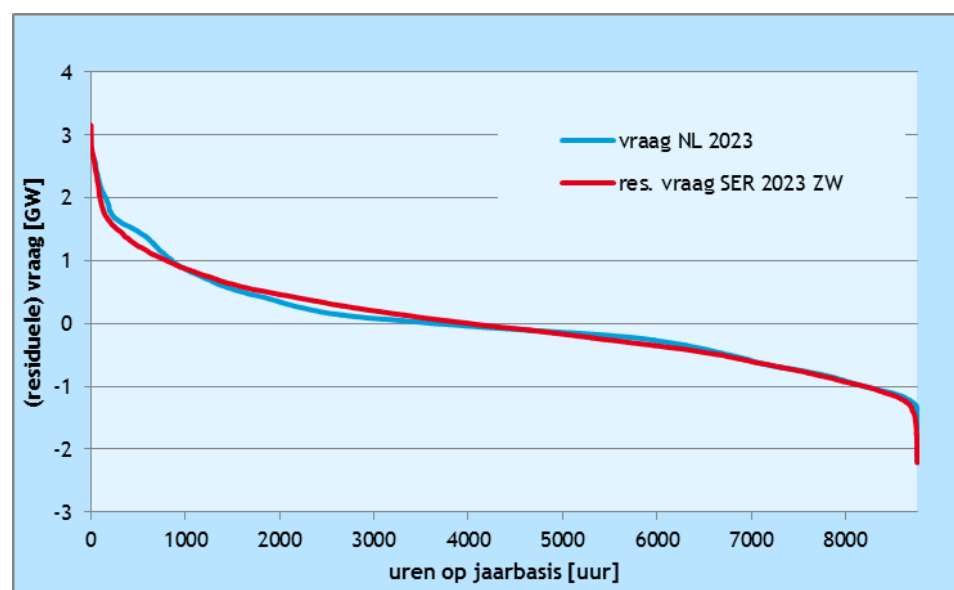
In Figuur 13 is de kansverdeling van de uurlijkse vraagverandering en uurlijkse residuele vraagverandering in 2023 weergegeven. De verdeling van de uurlijkse residuele vraagverandering laat een structuur zien die vergelijkbaar is met die van de uurlijkse vraagverandering, zij het dat de verdeling wat afgeplat wordt. Waar de kansverdeling van de verandering van de vraag rond nul een sterke piek laat zien, volgend uit de relatief vlakke vraag gedurende daluren enerzijds en de piekuren anderzijds, is de kans op nul waarden voor de verandering van de residuele vraag beduidend lager.

Figuur 14 Illustratie van de waarschijnlijkheidsverdeling van de uurlijkse verandering van de residuele vraag in het SER 2023 ZW-scenario en de overige scenario's

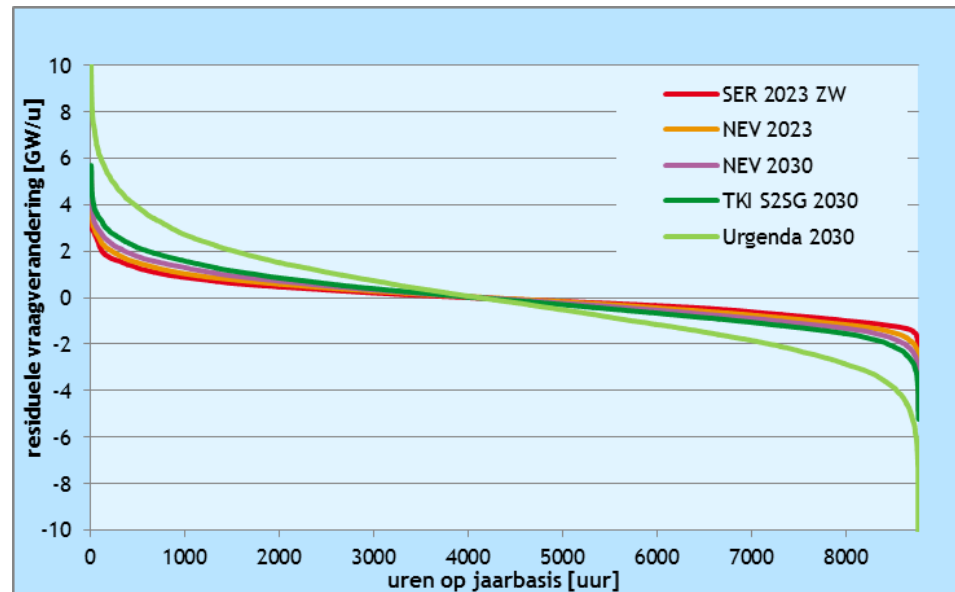


De uitersten van de kansverdeling van de uurlijkse residuele vraagverandering komen met een bereik binnen de $\pm 2,0$ GW/u echter overeen met die van de vraag. Dit impliceert dat de vraag naar flexibiliteit om de uurlijkse residuele vraagverandering te bedienen in het SER 2023 ZW-scenario niet significant verandert. Voor de overige scenario's, zoals weergegeven in Figuur 14, neemt de spreiding wel toe, met name voor de 2030-scenario's, tot een bereik van boven de ± 8 GW/uur of meer voor het Urgenda 2030-scenario. Een vergelijkbaar beeld volgt uit de duurkrommen van de uurlijkse verandering van de vraag en residuele vraag in het SER 2023 ZW-scenario zoals weergegeven in Figuur 15, en de residuele vraag in de overige scenario's in Figuur 16. Daarmee lijkt een toenemende vraag naar flexibiliteit om de uurlijkse residuele vraagverandering te bedienen zich pas in de 2030-scenario's te manifesteren.

Figuur 15 Duurkrommen van de uurlijkse vraagverandering en uurlijkse residuele vraagverandering in het SER 2023 ZW-scenario



Figuur 16 Duurkrommen van verandering de residuele vraag in het SER 2023 ZW-scenario en de overige scenario's

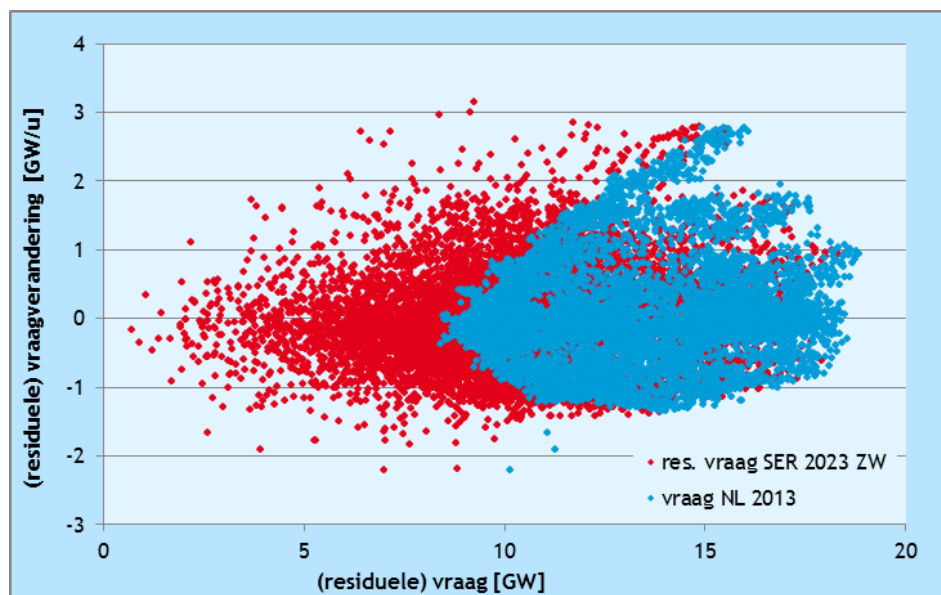


Of deze flexibiliteit beschikbaar is hangt samen met het residuele vraagniveau waarbij de behoefte zich manifesteert. Deze flexibiliteit wordt klassiek geleverd door conventionele eenheden die daarin beperkt zijn door op- en afgeregelvermogen (ook wel de *ramp-rate* genoemd), gewoonlijk uitgedrukt als percentage van nominaal vermogen per minuut. Daarnaast wordt het deellast-bereik begrensd door minimaal of maximaal vermogen. Eenheden die op minimaal of maximaal vermogen draaien kunnen niet bijdragen aan respectievelijk af- en op regelvermogen. Een toename van deze flexibiliteits-behoefte impliceert dus dat er een groter aantal conventionele eenheden moet worden ingezet die in deellast bedreven wordt.

Een flexibiliteitsbehoefte van ± 3 GW/u stemt overeen met ± 50 MW/min. Uitgaande van een maximaal regelvermogen in de orde van 5%/min van het nominale vermogen per minuut voor conventionele eenheden, vraagt dat dus om ten minste 1 GW aan eenheden in deellast om de snelheid waarmee residuele vraag verandert te kunnen accommoderen. Om ook het bereik van de residuele vraag verandering van ± 3 GW/u te kunnen bieden zal er bovendien ± 3 GW op- en afgeregeld moeten kunnen worden voordat minimum/maximum productieniveaus bereikt worden. Uitgaande van een minimum en maximum productie niveau van respectievelijk 30% en 100% van het nominale vermogen voor conventionele eenheden (zie bijvoorbeeld Ecofys, 2015), en een inzet op 65% van het nominale vermogen, impliceert dit dat het bereik van 35% van het nominale vermogen overeen moet komen met ± 3 GW. Dit vraagt dus om 8,5 GW aan draaiend vermogen.

Of dit vermogen ook beschikbaar is, i.e. ingezet kan worden, tijdens de uren dat deze behoefte zich manifesteert hangt af van het niveau van de (residuele) vraag gedurende die uren. Uit voorgaande schets van de belastingduurkromme voor het SER 2023 ZW-scenario (in Figuur 9) bleek al dat de vraag gedurende het hele jaar boven dit niveau ligt.

Figuur 17 Uurlijkse verandering van de (residuele) vraag vs. (residuele) vraag in het SER 2023 ZW-scenario



Aangezien de projectie gebaseerd is op het vraagprofiel voor 2013 onder bescheiden groei, geldt dit ook voor de vraag in afgelopen jaren. De residuele vraag SER 2023 ZW-scenario daarentegen ligt slechts 6.000 uur per jaar boven de 8,5 GW. Daarmee wordt het van belang of er zich tijdens de overige uren met lagere residuele vraagniveaus toch een hoge behoefte aan uurlijkse aanpassing van levering manifesteert. Om deze relatie in beeld te brengen is in Figuur 17 op de verandering van de (residuele) vraag bij de verschillende (residuele) vraagniveaus weergegeven voor het SER 2023 ZW -scenario. Voor de vergelijkbaarheid van beide datasets zijn de gegevens genormaliseerd op de piekbelasting in 2023, i.e. weergegeven als percentage van de hoogste uurlijkse (residuele) vraag die in de projectie/simulatie voorkomt.

In geval van de vraag blijkt dat de hoogste/laagste uurlijkse vraagverandering lineair met de vraag toeneemt/afneemt. De opwaartse uurlijkse vraagverandering bij de laagste vraagniveaus is bescheiden, en neemt dan toe tot 3 GW bij vraagniveaus op 16 GW. Voor wat betreft de neerwaartse uurlijkse vraagverandering, die loopt op tot -1.5 bij vraagniveaus op 11 GW, maar wordt niet sterker dan dat.

In geval van residuele vraag verandert deze dynamiek significant. De residuele vraagniveaus voor dit scenario lopen namelijk terug tot zeer lage niveaus, tot zelfs 0,5 GW. Bij deze lage niveaus manifesteert zich echter (sporadisch) wel een significante residuele vraagverandering. Zo blijkt al bij zeer lage residuele vraagniveaus van zo'n 4 GW een opwaartse uurlijkse vraagverandering tot ± 2 GW op te treden. Met andere woorden, hier wordt sporadisch gevraagd om 2 GW/u op- en neerwaartse regelvermogen bij een inzet van 4 GW aan draaiende eenheden. Opwaarts regelvermogen kan beschikbaar worden gesteld door meer en meer eenheden op deellast in te zetten. Deze zullen dan echter wel op minimaal vermogen draaien, zodat neerwaarts regelvermogen juist beperkt wordt. Uitgaande van de veronderstelling als in voorgaande berekening, kan 4 GW echter slechts beschikken over een regelbereik van $\pm 1,4$ GW.

Dit illustreert dat de klassieke levering van flexibiliteit voor ondersteuning van de uurlijkse residuele vraagverandering door conventionele eenheden onder druk kan komen te staan bij lage residuele vraag. Dit zal leiden tot een aanvullende behoefte aan flexibiliteitsvoorziening die geleverd zal moeten worden door bijvoorbeeld snel opschakelbaar vermogen, zoals gasmotoren, vraagrespons of opslag. De behoefte aan 4 GW flexibel vermogen om de overschotten aan productie met zon en wind te kunnen accommoderen, zoals afgeleid in de voorgaande paragraaf, zou deze behoefte kunnen invullen.

3.1.4 Conclusies

Samenvattend kan geconcludeerd worden dat de grootschalige introductie grote gevolgen heeft voor de flexibiliteitsbehoefte in de energielevering. Uit voorgaande analyse blijkt dat de periodiciteit van de residuele vraag significant afwijkt van de periodiciteit van de vraag zoals we die kennen uit het verleden. Waar in het verleden stabiele voorspelbare patronen, gedomineerd door economische activiteit (dag/nacht, werkweek/weekend, vakantie) in samenhang met periodiciteit in zonsopgang en -ondergang (zomer/winter), geldt voor residuele vraag bij grootschalige introductie van wind en zon-PV dat sterk wisselvallige windpatronen worden geïntroduceerd. Ook zon-PV kan wisselvallige productiepatronen vertonen door variatie in bewolking, maar uiteraard ook de zeer stabiele patronen die samenhangen met periodiciteit in zonsopgang en -ondergang. Omdat productie uit zon-PV samenvalt met de piekvraag, met name in de zomer, geldt dat de residuele vraag minder regelmatig en minder vaak hoge pieken zien dan de vraag. Daarmee ontstaat een sterke toename in de behoefte aan flexibele middelen met een jaarlijkse inzet tot zo'n 1.500 draaiuren. Waar in het klassieke systeem tot 1,5 GW van dergelijk vermogen gevraagd wordt, loopt dat in de veronderstelde scenario's op tot 5 GW of meer. Hierbij kan gedacht worden aan conventionele opwek, vraagrespons en opslag.

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, terwijl een hoge invoeding van wind of zon-PV bij lage vraag resulteert in zeer lage een sporadisch negatieve residuele vraagniveau's. Residuele vraag-niveaus tot 0,5 GW treden al op bij de scenario's voor SER 2023, terwijl die bij extremere scenario's uitslagen kunnen laten zien tot -4 GW. Hierbij dient bovendien eventueel inflexibel vermogen nog te worden opgeteld. Daarmee ontstaat een sterke behoefte aan flexibele vraag- of opslagtechnologieën die dergelijke overproductie kunnen absorberen door afname van elektriciteit bij overschotten aan wind- en zonne-energie te doen toenemen. In geval van het bestaande park kan deze behoefte oplopen tot zo'n 4 GW.

Tot slot blijkt uit de analyse dat de uurlijkse residuele vraagverandering sterk op kan lopen, ook bij zeer lage residuele vraagniveau's. Zo blijkt al bij zeer lage residuele vraagniveau's van zo'n 4 GW een opwaartse uurlijkse vraagverandering tot ± 2 GW op te treden. Met andere woorden, hier wordt gevraagd om 2 GW/u op- en neerwaartse regelvermogen bij een inzet van 4 GW aan draaiende eenheden en beschikbaar regelbereik van slechts $\pm 1,4$ GW. Dit illustreert dat de klassieke levering van flexibiliteit voor ondersteuning van de uurlijkse residuele vraagverandering door conventionele eenheden onder druk kan komen te staan bij lage residuele vraag, met een aanvullende behoefte aan flexibiliteitsvoorziening tot gevolg.

3.2 Balanshandhaving

Grootschalige integratie van wind en zon-PV zal ook gevolgen hebben voor de balanshandhaving. Hierbij speelt met name de voorspelbaarheid van de productie met deze technologieën een rol. Voorspelbaarheid van wind en zon-PV op de termijn van de day ahead markt (DAM) is beduidend lager dan die van de vraag. Na sluiting van de day ahead markt zullen tussentijdse aanpassingen van deze voorspellingen dan ook leiden tot tussentijdse aanpassingen van de planning van inzet van overige faciliteiten en uiteindelijk correctieve inzetbeslissingen op het moment van realisatie. Hierbij geldt dat de aanpassingen van inzet in het tijdsbestek van zowel de intraday markt (IDM) als de onbalansmarkt gerealiseerd kunnen worden. Omdat IDM-activiteiten goeddeels gericht zijn op minimalisering van de blootstelling aan de BM, i.e. de onbalansmarkt, scharen we beide activiteiten onder de noemer balanshandhaving in deze paragraaf. Daarbij zij opgemerkt dat in Duitsland ruwweg 50% van de aanpassingen en correcties ten gevolge van voorspelfouten in zon en wind wordt doorgevoerd in de laatste vier uur voor levering. Dit deel van de correcties resulteert in een behoefte aan snel inzetbare flexibiliteit, of het zich nu manifesteert in de laatste uren van het tijdsbestek van de intraday markt of de onbalansmarkt.

Voor de analyse van de impact van wind en zon-PV op de systeembalans is gebruik gemaakt van een projectie van de voorspelfouten zoals die zich in de afgelopen jaren hebben voorgedaan in het Duitse systeem. Voor dit systeem worden dagelijks om 08:00 uur voorspellingen van productie door wind en zon-PV gepubliceerd op de dag voor levering maar ook de realisatie gegevens. Daarmee bieden deze data de mogelijkheid om een realistische inschatting te maken van de afwijking tussen voorspelling op de dag voor levering en realisatie. De gegevens zijn voor de analyse geschaald aan de hand van het geïnstalleerde vermogen voor wind en zon-PV in Duitsland en de scenario-veronderstellingen zoals weergegeven in Tabel 1. De data dienen beschouwd te worden als een relatief hoge inschatting van de voorspelfout, aangezien de voorspelling enkele uren voor sluiting van de day ahead markt worden gepubliceerd en mogelijk niet gebaseerd zijn op de best presterende methoden en technieken. Bovendien is de verwachting dat de methoden en technieken voor voorspelling op de tijdschalen van de scenario's (mogelijk sterk) verbeteren.

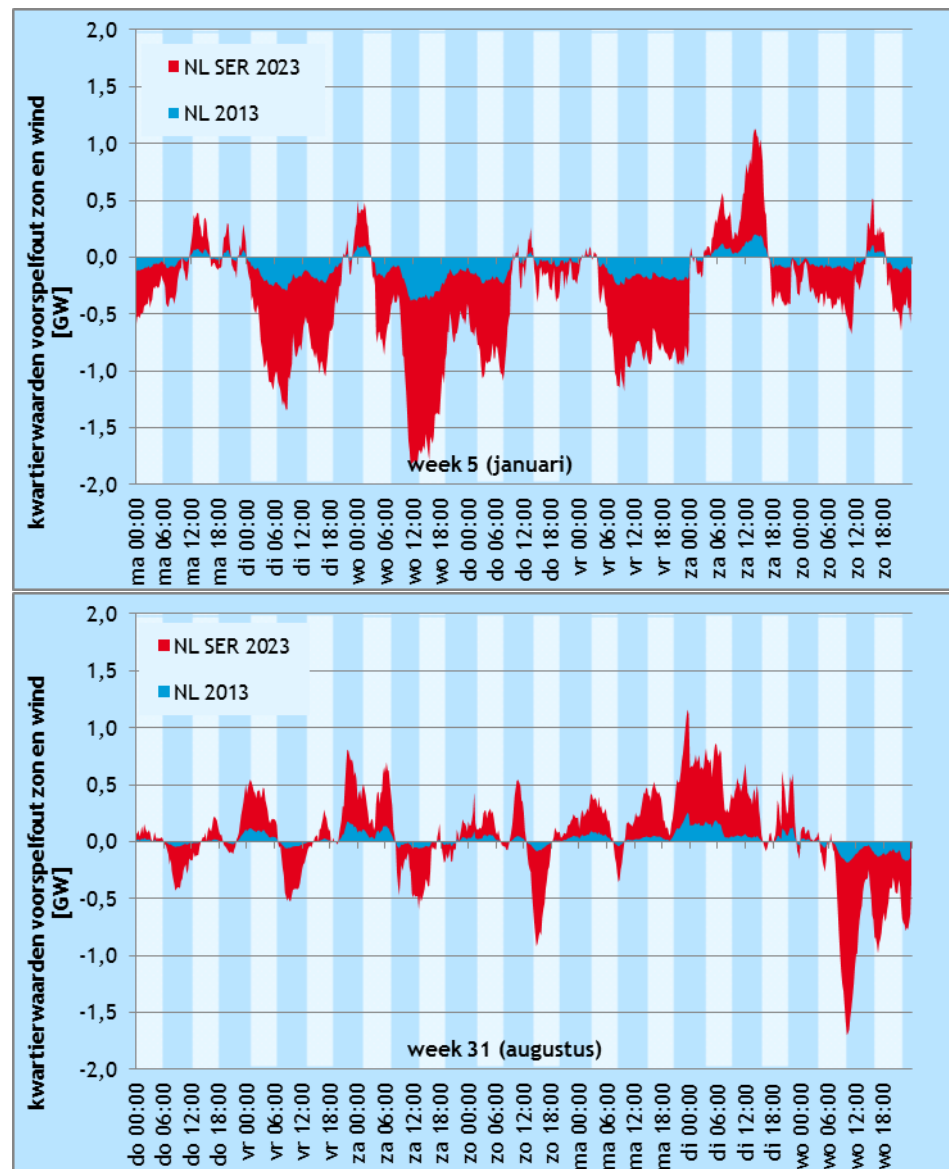
3.2.1 Patronen in voorspelfouten zon en wind

In Figuur 18 zijn de kwartierwaarden voor de vermogensvraag in de Nederlandse onbalansmarkt in 2013 weergegeven voor een week in januari (boven) en augustus (onder). Daarnaast zijn de gesimuleerde voorspelfouten voor wind en zon-PV weergegeven voor het SER 2023 ZW-scenario. Daarbij zij opgemerkt dat de week in januari een week met veel wind en weinig zon representeert, terwijl de week in augustus een week met veel zon en weinig wind representeert.

In beide gevallen lijken de voorspelfouten te leiden tot een significante kwartierlijkse vermogensvraag voor balanshandhaving die de behoefte zoals die zich in de onbalansmarkt aandient met ruwweg een factor 4 overstijgt. Verder lijkt de periodiciteit van de afwijkingen in realisatie van zon en wind op het eerste gezicht vergelijkbaar met die van de huidige onbalans.



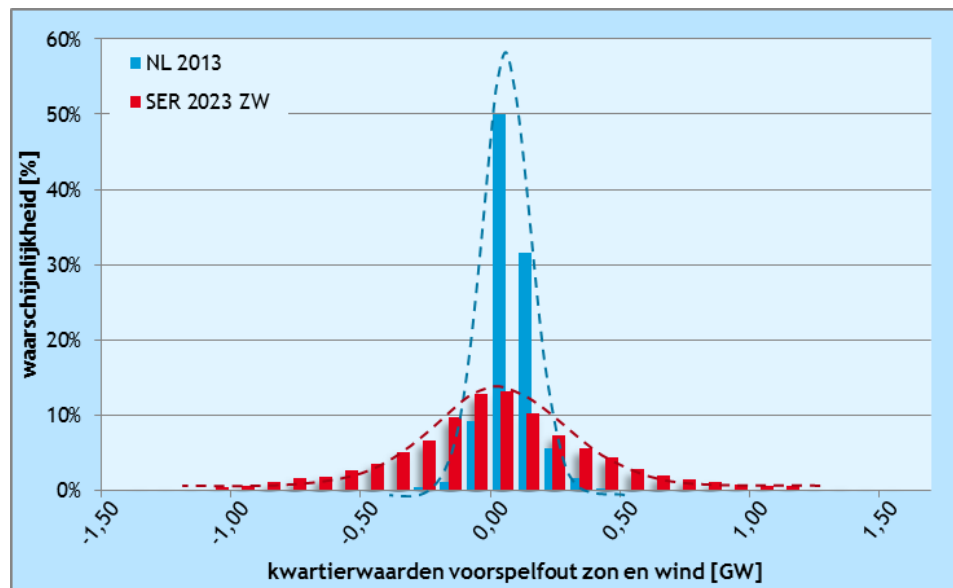
Figuur 18 Kwartierwaarden vermogensvraag in de Nederlandse onbalansmarkt in 2013 en de voorspelfout voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario op de dag voor levering in een week in januari (boven) en augustus (onder)



3.2.2 Variabiliteit in voorspelfouten zon en wind

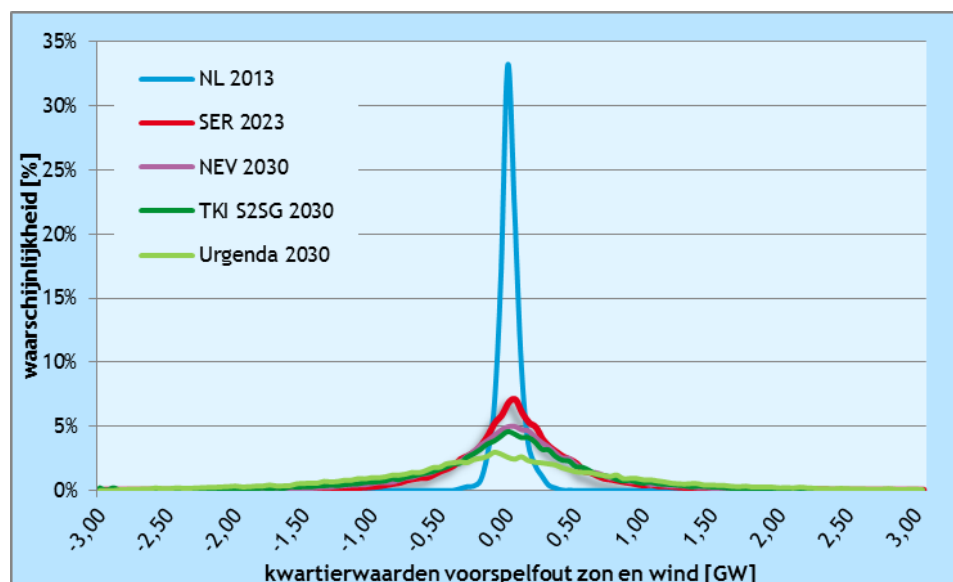
In Figuur 19 wordt de waarschijnlijkheidsverdeling weergegeven voor enerzijds de kwartierlijkse vermogensvraag voor onbalans in Nederland in 2013 en de vermogensvraag voor de voorspelfouten voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario. Waar de kwartierwaarden voor de vermogensvraag in de huidige markt variëren tussen $\pm 0,5$ GW, loopt dit voor de geprojecteerde voorspelfouten voor zon en wind in het scenario op tot boven de $\pm 1,5$ GW. De verdelingen voor de overige scenario's, weergegeven in Figuur 20, laten ruimere bandbreedten zien, die op kunnen lopen tot ± 3 GW of meer, afhankelijk van het veronderstelde geïnstalleerd vermogen van wind en zon-PV.

Figuur 19 Waarschijnlijkheidsverdeling kwartierlijkse vermogensvraag in Nederland 2013 en de kwartierlijkse vermogensvraag voor de voorspelfouten voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario

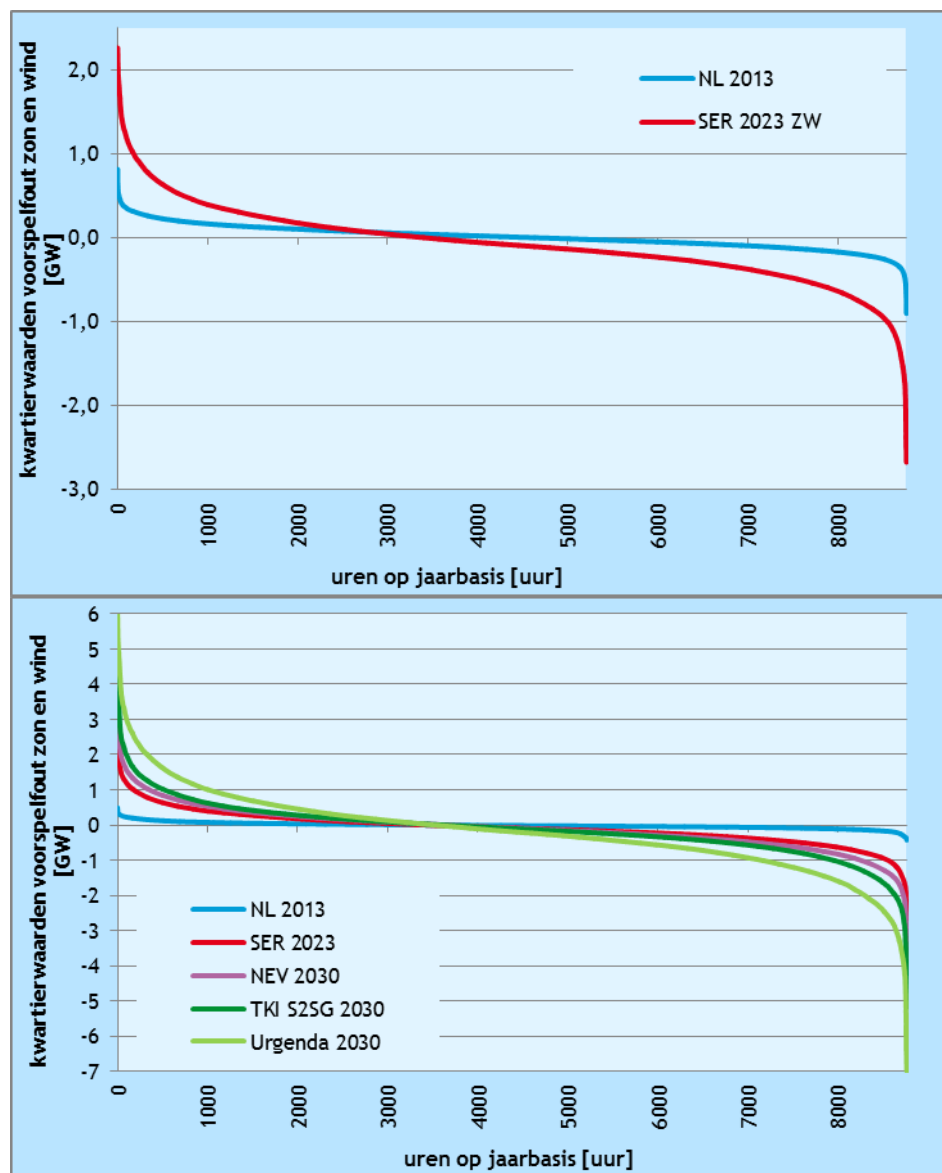


De toenemende vermogensvraag voor de geprojecteerde voorspelfouten van wind en zon-PV valt ook af te leiden uit de durkrommen van kwartierwaarden voor de vermogensvraag in onbalansvolume 2013 en de voorspelfout voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario (Figuur 21, boven) en de overige scenario's (Figuur 21, onder). Daarin is duidelijk te zien dat de uiterste waarden voor de verdelingen in het SER 2023 ZW-scenario oplopen tot ongeveer $\pm 2,3$ GW en voor het Urgenda 2030-scenario zelfs tot ± 7 GW.

Figuur 20 Waarschijnlijkheidsverdeling onbalansvolume 2013 en voorspelfouten voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario en overige scenario's

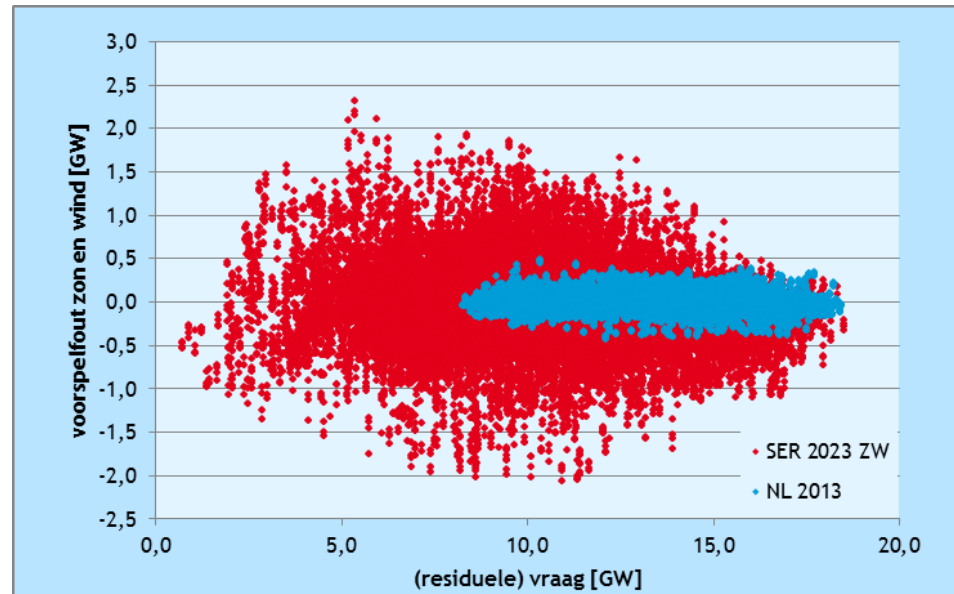


Figuur 21 Duurkromme van kwartierwaarden voor de vermogensvraag in onbalansvolume 2013 en de voorspelfout voor zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario (boven), en de overige scenario's (onder)



Aangenomen dat ook voor de Nederlandse situatie zal gelden dat 50% van deze vermogensvraag in de laatste vier uur voor levering dient te worden geadresseerd, zal hiermee de vraag naar snel inzetbaar flexibel vermogen voor correctie significant groeien tot boven de $\pm 1,2$ GW in de gematigder 2023 scenario's.

Figuur 22 Kwartierwaarden voor vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten voor zon en wind vs. (residuele) vraag in het SER 2023 ZW-scenario



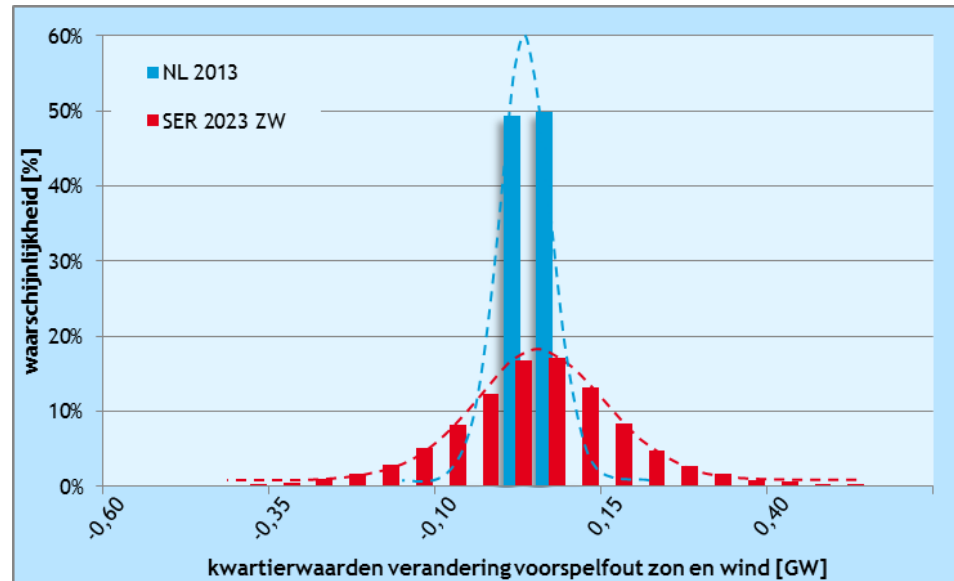
Dit type vraag naar snel flexibel vermogen wordt nu hoofdzakelijk bediend door draaiende reserve, flexibele eenheden die in deellast draaien, evenals in geval van de ondersteuning van de uurlijkse vraagverandering (Paragraaf 3.1.3). Net als in dat geval dient de vraag gesteld te worden of de vraag naar dit flexibel vermogen zich aandient bij hogere residuele vraagniveaus, zodat draaiende reserve ook in ruime mate beschikbaar is. Hiertoe zijn in Figuur 22 de kwartierwaarden voor vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten voor zon en wind weergegeven vs. (residuele) vraag in het SER 2023 ZW-scenario. Evenals in de voorgaande analoge analyse in Paragraaf 3.1.3 blijkt dat de behoefte aan flexibiliteit om voorspelfouten in zon en wind te compenseren zich voordoen over de hele linie van residuele vraag niveaus. Wel neemt de behoefte af met de residuele vraag, omdat bij hogere residuele vraagniveaus de zon en wind bijdragen overwegend laag zullen liggen en dus ook de voorspelfout in vergelijking tot de piekvraag. Voor lage residuele vraag niveaus geldt het omgekeerde en is de voorspelfout relatief groot. In die gevallen kan de benodigde correctie oplopen tot 2 GW (zie Figuur 22).

Zoals blijkt uit de figuur kan bij residuele vraagniveaus van slechts 5 GW kan de behoefte aan flexibel vermogen ter correctie van voorspelfouten in zon en wind dan oplopen tot 2 GW. Zoals besproken in Paragraaf 3.1.3 is de gelijktijdige beschikbaarheid van voldoende flexibele draaiende reserve niet vanzelfsprekend, en zal ook in dit geval additionele behoefte ontstaan aan flexibele middelen.

3.2.3 Veranderlijkheid van voorspelfouten zon en wind

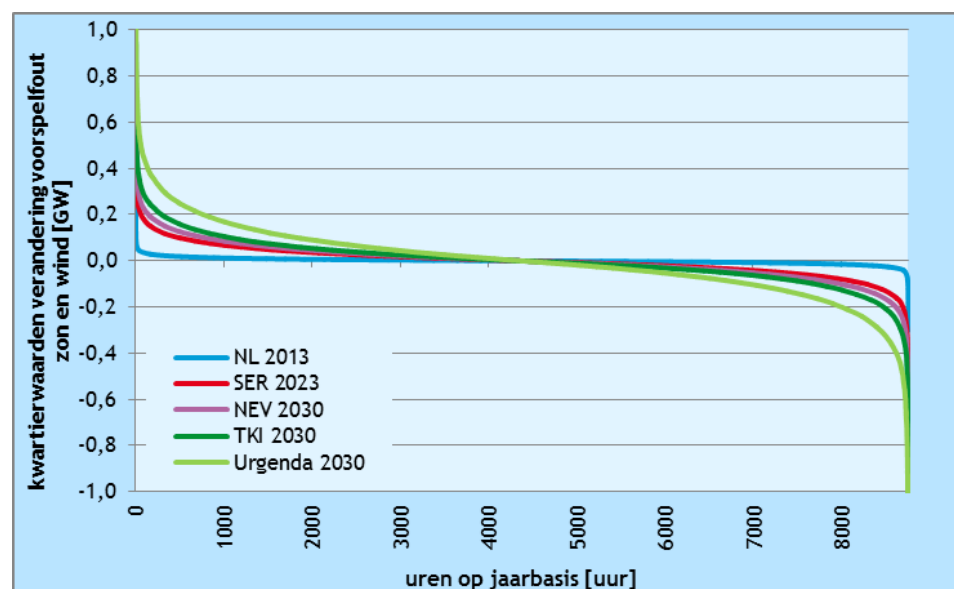
In Figuur 23 is de kansverdeling weergegeven van de veranderlijkheid van de kwartierlijkse vermogensvraag, van kwartier op kwartier, van de voorspelfouten in zon en wind in Nederland in 2013 en in het SER 2023 ZW-scenario.

Figuur 23 Waarschijnlijkheidsverdeling van de kwartierlijkse vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten zon en wind in het SER 2023 ZW-scenario



Uit Figuur 23 blijkt dat de flexibiliteitsbehoefte om de kwartierlijkse vermogensvraagverandering ter correctie van voorspelfouten te bedienen hoger uitvalt dan de behoefte zoals die zich het scenario voor 2013 laat zien. Deze flexibiliteitsbehoefte kan wel verdubbelen of zelfs verdrievoudigen voor de andere scenario's, zoals afgeleid kan worden uit Figuur 24, waarin de durkrommen van de kwartierlijkse vermogensvraagverandering ter correctie van voorspelfouten van zon en wind in de verschillende scenario's worden gepresenteerd.

Figuur 24 Duurkrommen van de verandering van de kwartierlijkse vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten van zon en wind in het SER 2023-scenario en de andere scenario's. De schaal is gemaximeerd op ± 1 GW



3.2.4 Conclusies

Voor wat betreft de invloed van grootschalige introductie van wind en zon-PV zullen zowel de voorspelfout als de kwartierlijkse veranderingen van de voorspelfout in de productie van wind- en zonne-energie leiden tot behoefte aan flexibel vermogen in zowel de laatste fase van het tijdsbestek van de intraday markt en in de onbalansmarkt. Deze behoefte kan daarom met name bediend worden door flexibel vermogen of flexibele middelen die zeer snel inzetbaar zijn.

Projectie van toekomstige voorspelfouten op basis van historische gegevens voor het Duitse systeem en de scenarioveronderstellingen voor 2020-2030 laat zien dat de kwartierwaarden voor de vermogensvraag die hieruit voort vloeit op kunnen lopen tot drie maal de huidige vermogensvraag. Gegeven het feit dat slechts een deel van de correcties van voorspelfouten van zon en wind in de laatste uren voor levering plaatshebben, maar ook methoden en technieken ter voorspelling van wind- en zonne-energie verbeterd zullen worden, zal de daadwerkelijke flexibiliteitsvraag na 2020 naar verwachting significant lager liggen. Ervan uitgaande dat slechts de helft van de correcties in de laatste uren voor levering plaatshebben volgt een vraag tot boven de $\pm 1,2$ GW naar snel inzetbaar flexibel vermogen in de gematigder 2023 scenario's.

Wel dient er notie genomen te worden van het feit dat de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten zich veelal aandient bij hoge productieniveaus van wind- en zonne-energie. De beschikbaarheid van de klassieke voorziening van dergelijke flexibiliteit, de draaiende reserve, zal echter juist onder druk staan bij deze hoge productieniveaus van wind- en zonne-energie. Daarmee mag verwacht worden dat er behoefte zal ontstaan aan de beschikbaarheid van technische alternatieven, zoals vraagrespons en opslag.

3.3 Netwerkgestie

Grootschalige integratie van wind en zon-PV zal ook gevolgen hebben voor het netgebruik. Hierbij speelt de lokale invoeding van deze technologieën een rol. Daarnaast is ook de ontwikkeling van nieuwe vraag technologieën zoals elektrisch vervoer en warmtepompen van belang. Snelle toename van het opgestelde vermogen wind en zon-PV en de penetratie van nieuwe categorieën gebruikers (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 daarvan. Dit kan leiden tot een toenemend aantal capaciteitsknelpunten.

Zonder passende maatregelen om dergelijke capaciteitsknelpunten te verlichten kan congestie het gevolg zijn. Netbeheerders zijn dan ook wettelijk verplicht om passende maatregelen te treffen om capaciteitsknelpunten te adresseren, zodat congestie wordt voorkomen en aangesloten de hoeveelheden energie kunnen transporteren op de capaciteit die aangevraagd is. Binnen de huidige regelgeving zijn netbeheerders verplicht om capaciteitsknelpunten te adresseren door transportcapaciteit van de netten te vergroten. Indien netverzwaring niet tijdig gerealiseerd kan worden, kan echter tijdelijk teruggevallen worden op het mechanisme van congestiemanagement (CM). Binnen de huidige kaders gaat het hier om een markt gebaseerd mechanisme voor tijdelijke inzet van de flexibiliteit van afnemers en opwekkers om elektriciteitsvraag of -invoeding aan te passen zodat congestie vermeden kan worden.

In Paragraaf 3.1.1 wordt in de eerste plaats de achtergrond van congestie en congestiemanagement in beeld gebracht. Vervolgens worden in Paragraaf 3.3.2 de mogelijke ontwikkeling van congestie verkend aan de hand van de scenario's als geschetst aan het begin van dit hoofdstuk. Vanwege het belang van zowel vraag- als aanbodontwikkelingen wordt hiervoor met name gebruik gemaakt van scenario's waar ook nieuwe vraag technologieën een grote rol spelen. De scenario's worden gebruikt om resulterende de netbelasting op verschillende netvlakken in beeld te brengen. In Paragraaf 3.3.3 wordt vervolgens een inschatting van de gevolgen voor de belasting van netcomponenten opgesteld, aangevuld met inzichten uit andere studies. Op basis van deze analyse kan een beeld gevormd worden van de toekomstige ontwikkeling van congestie op het net.

3.3.1 Achtergrond van congestie en congestiemanagement

Congestie is "De situatie waarin de maximale transportcapaciteit van een net of netgedeelte niet voldoende is om te voorzien in de behoefte aan transport." (zie (ACM, 2014)).⁶ De term congestie heeft dus betrekking hebben op de situatie dat een verwachte transportbehoefte tot een capaciteitsknelpunt leidt gegeven de beschikbare capaciteit. Andere mogelijke knelpunten, zoals de spanningskwaliteit, vallen hier buiten.

Congestie is altijd locatie-gebonden. Hierbij kan congestie optreden op verschillende systeemniveaus in het netwerk die overeenkomen met de verschillende spanningsniveaus. Congestie kan optreden op de koppelpunten tussen netvlakken (transformatorstations) en in de transportcapaciteit op de netvlakken zelf:

- (E)HS: (Extra) hoogspanningsnet. Congestie op cruciale verbindingen, maar ook op interconnectoren met impact op prijsvorming in nationale markten (prijzen in gekoppelde markten convergeren niet meer waardoor afnemers in verschillende markten verschillende prijzen krijgen).
- MS-HS: middenspanning/hoogspanning. Op regionaal niveau, bijv. congestie op transformatorstations tussen landelijk transportnet en distributienetten.
- LS-MS: laagspanning/middenspanning. Op lokaal niveau: steden, wijken, buurten, individuele distributie stations (middenspanning-laagspanning).

Een capaciteitsknelpunt kan ontstaan op verschillende soorten net-componenten, bijvoorbeeld in de kabels of op de transformatoren. Het volgende tekstkader geeft een aantal uiteenlopende situaties waarin voor het ontstaan van congestie op basis van (D-Cision, Brattle, 2009).

⁶ De term 'transport' sluit hier ook op de 'distributie' van elektriciteit door regionale netbeheerders. Definitie is ten opzichte van begrippenlijst ACM gewijzigd waarbij 'net' is vervangen door 'systeem'.

Oorzaken van congestie, gebaseerd op D-cision/Brattle (2009, p. 11)

In Nederland kan (verwachte) congestie worden veroorzaakt door een combinatie van een aantal onderling verweven zaken, waaronder:

- Plotseling vraaguitval: het is mogelijk dat congestie ontstaat door een plotselinge daling van het verbruik van de grote industriële klanten, indien het netwerk onvoldoende capaciteit heeft om resultante ingevoede elektriciteit naar andere netdelen te transporteren.
- Netwerkbedrijven faciliteren de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt conform het bestaande wettelijke kader. De vraag is wanneer netwerkinvesteringen moet worden ondernomen; op het moment of elektriciteitsproducenten aankondigen dat zij van plan zijn te investeren in een centrale op een bepaalde plaats (in welk geval het netwerk wordt versterkt voordat zekerheid wordt verkregen over de noodzaak van investering) of op het moment dat de elektriciteitsproducenten tot het bouwproces zijn overgegaan (in welk geval de netwerkverzwaringen niet tijdig meer zijn).
- Discrepancie tussen doorlooptijden van nieuwbouw van nieuwe centrales en nieuwe transportcapaciteit: nieuwe elektriciteitscentrales kunnen in het algemeen sneller dan nieuwe of vergrote transportcapaciteit worden gerealiseerd. Dit geldt vooral voor (extra) hoogspanning transmissienet en in mindere mate voor het middenspanning distributienet.
- Kosteneffectiviteit van de exploitatie van het netwerk: netwerkbeheerders worden gestimuleerd om hun netten op een kosteneffectieve manier te onderhouden. Voor de regionale netbeheerders geldt dat investeringen in nieuwe netwerkcapaciteit alleen worden vergoed wanneer het bijbehorende netwerkgebruik of aantal aansluitingen toeneemt. Dit houdt in dat netbeheerders een financiële prikkel hebben om investeringen uit te stellen totdat voldoende zekerheid over de nieuwe transportbehoefte wordt verkregen. Dit kan het tijdsverloop tussen het verzwaren van netten en investeringen van producenten vergroten.
- De bestaande tariefstructuur in Nederland ontbeert een locatie-specifieke component om nieuwe opwekkingscapaciteit op een bepaalde plaats te realiseren. Vanuit het oogpunt van het netwerk verdienen sommige locaties de voorkeur voor nieuwe opwekkingscapaciteit boven andere locaties, gezien de beschikbare transportcapaciteit. Dit komt niet tot uiting in aansluit- of transporttarieven.

Het overzicht van D-cision & Brattle Group uit 2009 is niet geheel uitputtend. De afgelopen jaren zijn ontwikkelingen in gang gezet die, wanneer deze naar de toekomst worden doorgetrokken, mogelijk leiden tot nieuwe congestie-situaties:

- De snelle groei van hernieuwbare energie kan in (landelijke) gebieden tot congestie leiden, omdat er bijvoorbeeld veel windmolens worden geplaatst in een gebied terwijl het elektriciteitsnetwerk er niet op is gedimensioneerd (Konings, 2015). Dit veroorzaakt voornamelijk capaciteitsknelpunten op het middenspanningsnetwerk.
- De toename van zon-PV kan leiden tot toenemende piek in invoeding, die - afhankelijk van het groeitempo van de elektriciteitsvraag en de penetratie van zon-PV - op enig moment de vraag kan overstijgen (PBL & DNV GL, 2014).
- Elektrificatie in de gebouwde omgeving, verkeer/vervoer en industrie door penetratie van nieuwe vraagcategorieën zoals elektrische auto's, warmtepompen, elektrische ketels kan leiden tot toenemende netbelasting. Dit leidt dan tot hogere piekbelasting, met name als de bijbehorende vraag optreedt tijdens de reeds bestaande piekvraag (CE Delft, 2015).

Netbeheerders zijn gehouden aan de wettelijke verplichting tot capaciteitsmonitoring om mogelijke knelpunten tijdig in beeld te krijgen. Netbeheerders gebruiken daartoe diverse instrumenten om belastingen op netcomponenten te monitoren. Dit omvat geavanceerdere monitoring (transformatorstations die

real time allerlei gegevens doorgeven) maar ook simulatiemodellen. Periodiek rapporteren netbeheerders over knelpunten en manieren waarop ze die adresseren in openbare KCD-documenten. Als wordt geconstateerd dat op een bepaalde locatie netverzwaring nodig is, wordt een investeringstraject ingezet.

Het gaat hierbij echter om complexe projecten, waar een aanzienlijke plannings- en uitvoeringstijd mee gemoeid is. Naarmate geschetste ontwikkelingen in het elektriciteitssysteem zich sneller voltrekken, zal de behoefte aan transportcapaciteit sneller toenemen. Daarmee kan de situatie ontstaan dat de behoefte aan transportcapaciteit sneller toeneemt dan netbeheerders kunnen accommoderen met capaciteitsuitbreiding. Een tijdelijk alternatief in de huidige kaders wordt dan geboden door toepassing van congestiemanagement, i.e. de inzet van de flexibiliteit van afnemers en opwekkers om de energievraag of -invoeding in de tijd te verschuiven zodat congestie opgeheven wordt. Netbeheerders kunnen dan de toezichthouder verzoeken het betreffende gebied als congestiegebied aan te merken waarna congestiemanagement kan worden toegepast om door inzet van flexibiliteit de congestie te adresseren tot op langere termijn netverzwaring gerealiseerd is.

Het inzetten van flexibiliteit kan evenwel ook een eventueel grote rol spelen bij het voorkomen van congestie. Het creëren van extra vraag als er lokaal een overaanbod van (hernieuwbare) elektriciteit is, het slim laden van elektrische auto's, vraagsturing, en andere vormen van flexibiliteit kunnen een rol spelen om overschotten aan invoeding of vraag lokaal te accommoderen, waardoor de transportvraag beneden de kritische grens blijft en congestie wordt voorkomen. Met name in geval van incidenteel voorkomende congestie is het denkbaar dat daarmee netinvesteringen met zeer hoge maatschappelijke kosten kunnen worden voorkomen. Juist vanwege de investeringsuitdaging die gemoeid is met netverzwaring ten gevolge van de verwachte snelle ontwikkelingen in vraag en aanbod kan een dergelijke inzet van flexibiliteit tot besparingen leiden.

In de navolgende analyse wordt de toenemende transportbehoefte naar 2030 geschetst, waarmee ook een bovengrens van het potentieel voor aanwending van flexibiliteit voor congestiemanagement in beeld wordt gebracht.

3.3.2 Verkenning congestie naar 2030

In deze paragraaf wordt mogelijke ontwikkeling van congestie verkend aan de hand van de scenario's zoals geïntroduceerd aan het begin van dit hoofdstuk (zie ook Bijlage A). Hierbij wordt in beeld gebracht wat de gevolgen van deze scenario's zijn voor de transportbehoefte voor het geheel van Nederland en het aantal capaciteitsknelpunten. Hiervoor is de volgende aanpak gevolgd:

1. Scenariovaststelling: De eerste stap is het op een rij zetten van een aantal scenario's naar 2023 en 2030 die belastingen beïnvloeden. De belangrijkste onderliggende factoren zijn:
 - a nieuwe opwekkers decentraal, lokaal hernieuwbare opwek;
 - b nieuwe vraagcategorieën en -technieken;
 - c energiebesparing.
2. Piekbelasting en belastingduurkrommen: Berekening van de uurlijkse energiestromen voor deze scenario's met CEGRID (simulatiemodel van de Nederlandse elektriciteitsnetten, zie kader). Hieruit volgt voor elk scenario de belastingduurkromme en jaar-belastingpieken (absolute waarde van afname en invoeding) per hoofdnetvlak. Deze analyse is op geaggregeerd niveau uitgevoerd op netvlakken gedefinieerd door spanningsniveau; een gedetailleerde load flow analyse is niet uitgevoerd.

3. Belasting van netcomponenten: Vertaling naar effecten van scenario's op belasting van netcomponenten, waarbij de huidige piekbelasting van netcomponenten evenredig geschaald wordt op basis van het effect van de scenario's voor het energiesysteem.

Op basis van deze analyse wordt een beeld gevormd van de mate van congestie die kan gaan optreden voor elk van de scenario's. De analyse levert geen inzicht in de lokaal congestie (bijvoorbeeld voor type wijk e.d.). Het deel van de congestie dat op kosteneffectieve wijze met flexibiliteitsinstrumenten kan worden geadresseerd, is de flexibiliteitsbehoefte vanuit de congestie-dimensie.

Scenariovaststelling

Voor de analyse in dit hoofdstuk zijn de scenario's gehanteerd zoals geïntroduceerd aan het begin van dit hoofdstuk. Daarbij zijn alleen de scenario's gebruikt waarbij er ook sprake is van groei van elektrische voertuigen en warmtepompen.

Piekbelasting en belastingduurkrommen

Het CEGRID-model rekent de gelijktijdige netbelasting uit op het niveau van netvlakken, het geeft dus een gemiddeld beeld op dat spanningsniveau. Topologie binnen dat netvlak is geen onderdeel van het model.

CEGRID: Model om belastingen in elektriciteitsnetten mee in beeld te brengen

Het CEGRID-model bevat een simulatie van elektriciteitsstromen op drie zogenaamde *netvlakken* gedefinieerd door spanningsniveau (hoogspanning, middenspanning, laagspanning). Het model is ontwikkeld om de effecten van verschillende scenario's op de netbelastingen en op de vereiste investeringskosten van netverzwaring mee in beeld te brengen. CEGRID rekent de netbelastingen door op uurbasis voor een heel jaar.

Op ieder netvlak worden door middel van profielen per uur afname en invoeding (o.a. door zon-PV) gesimuleerd. Door te werken op het niveau van de drie netvlakken is het model geschikt om op dat niveau te onderzoeken hoe netbelastingen beïnvloed worden door energie-scenario's en de resulterende opwek- en belastingpatronen. Hierin is bijvoorbeeld het al dan niet gestuurd laden van EV's, de opwekking en invoeding van zon-PV, de productie van wind-energie en belasting door elektrische of hybride warmtepompen opgenomen.

Het model is geschikt om buurten, wijken, steden of heel Nederland mee te simuleren, al naargelang de keuzes aan inputparameters, maar het model bevat geen fysieke topologie en er worden geen load flow berekeningen uitgevoerd. Het model biedt inzicht in de belasting van individuele netwerkcomponenten (zoals transformatorstations of kabels) op basis van statistiek, waarbij de belastinggegevens op het aggregatieniveau van de netvlakken worden bepaald in de simulatie.

Het model kan voor de scenario's een regulier en een 'slim' alternatief doorrekenen. In het slimme alternatief kunnen elektrische voertuigen *slim laden*, incl. *vehicle-to-grid*, zodat vraagrespons en opslag mogelijk zijn. In het model wordt geen afschakeling (i.e. *curtailment*) van wind en zon-PV verondersteld; als er overproductie plaatsvindt, vloeit het overschot naar een bovenliggend netvlak weg.

Het model is doorontwikkeld op basis van modelleertrajecten die samen met netbeheerder Stedin zijn doorlopen in de periode 2014-2015 (MKBINS-model dat bij Stedin intern is gevalideerd). De netberekeningen binnen CEGRID zijn gebaseerd op dezelfde methode, maar CEGRID bevat geen Stedin data en er is geen koppeling met fysieke net-assets van Stedin die wel in MKBINS zit.

Bijlage B bevat technische details van het model.



Tabel 2 Resultaten in termen van piekbelasting, doorerekend met CEGRID

Scenario	Gelijktijdige piekbelasting		Verandering t.o.v. 2013	
	LS	MS	LS	MS
2013	8.559	16.852		
SER 2023	9.057	18.053	+ 6%	+ 7%
SER 2023-extra	10.203	21.189	+ 19%	+ 26%
TKI S2SG 2030	10.677	20.725	+ 25%	+ 23%
NEV 2030	9.535	18.801	+ 11%	+ 12%
Urgenda 2030	19.425	32.135	+ 127%	+ 91%

In werkelijkheid kunnen er binnen netvlakken verschillen optreden, het is bijvoorbeeld mogelijk dat er in sommige buurten/steden sprake is van grote capaciteitstoenames en -knelpunten, terwijl dat in andere buurten niet het geval is. Alhoewel dit wel gesimuleerd kan worden met het model door de scenario-parameters te operationaliseren op het niveau van een buurt/wijk, betreft dit een grote inspanning op het terrein van model ontwikkeling. Binnen de kaders van deze verkenning als achtergrond voor de vraagstukken met betrekking tot marktinrichting is daarom ingezet op simulatie op hoofdlijnen. Dit dient in het achterhoofd gehouden te worden bij het interpreteren van de resultaten.⁷

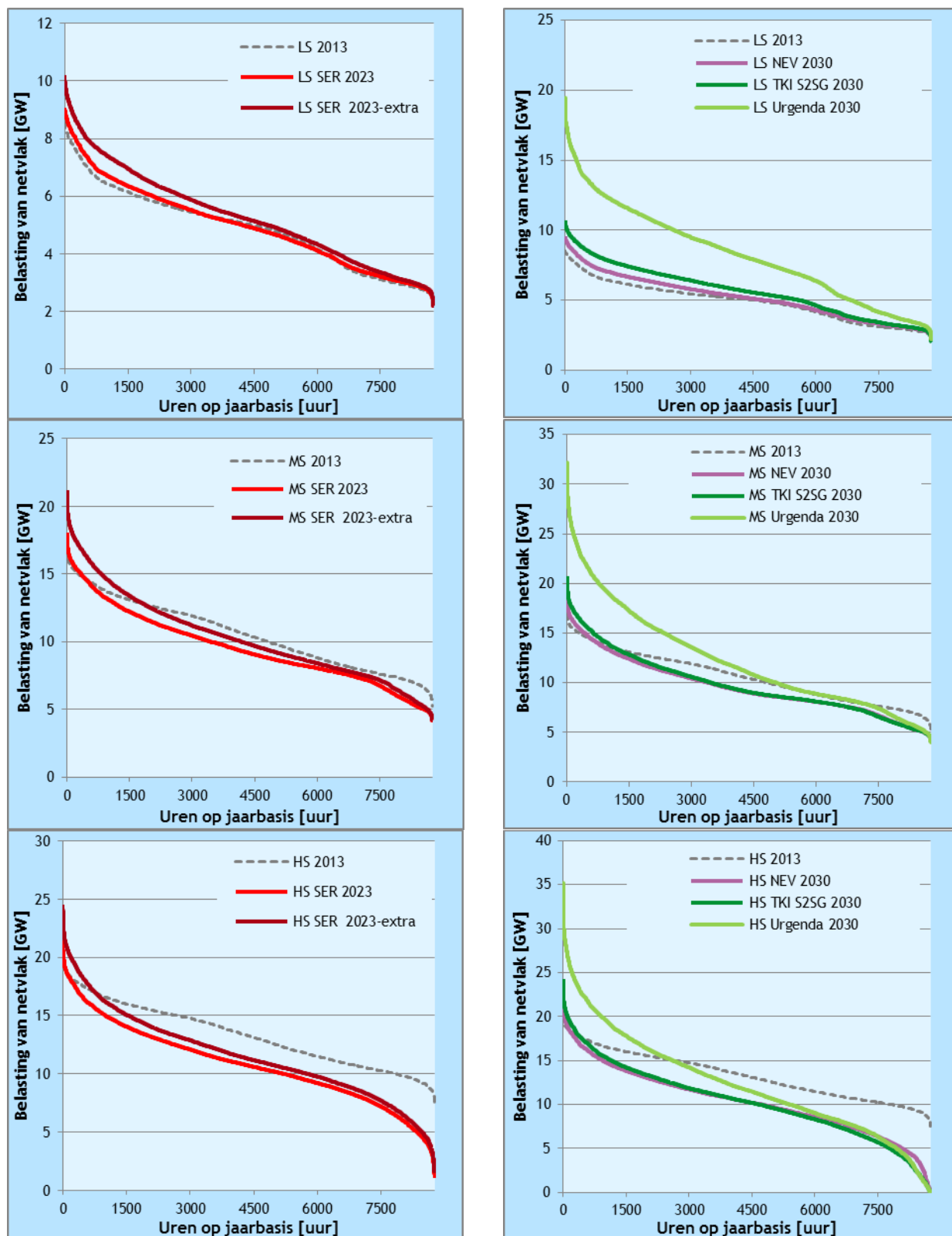
De resultaten in termen van de jaarlijkse gelijktijdige belastingpiek per netvlak alsmede de toename daarvan ten opzichte van het doorerekende referentie jaar 2013 staan in Tabel 2. Hieruit blijkt dat de ontwikkeling van de SER 2023- en NEV 2030-scenario's relatief bescheiden lijken en op alle netniveaus spelen (tot maximaal 12% toename van de gelijktijdige piekbelasting per netvlak). In het scenario SER 2023-extra, met de 2023-ambities voor elektrische auto's en warmtepompen volledig ingevuld neemt de belasting toe op alle netvlakken, maar speciaal het MS (+26%). Van de 2030-scenario's laat dat van Urgenda meer dan een verdubbeling van de piek zien op LS, en bijna een verdubbeling op de andere netvlakken. Ook al is in dit scenario gerekend met flinke besparing op het elektriciteitsgebruik, de sterk toegenomen elektrificatie zorgt toch voor verzwaring van de netten.

Figuur 25 toont de jaarduurkrommes van de gelijktijdige netbelasting van de laagspanning (LS) en middenspanning (MS) en hoogspanning (HS) netvlakken in de doorerekende scenario's, met aan de linkerzijde de scenario's voor 2023 (huidig 2013, SER 2023 en SER 2023-extra) en aan de rechterzijde de scenario's voor 2030 (huidig 2013, NEV 2030, TKI S2SG 2030, Urgenda 2030). Het betreft voor ieder uur de absolute waarde van afname en invoeding.

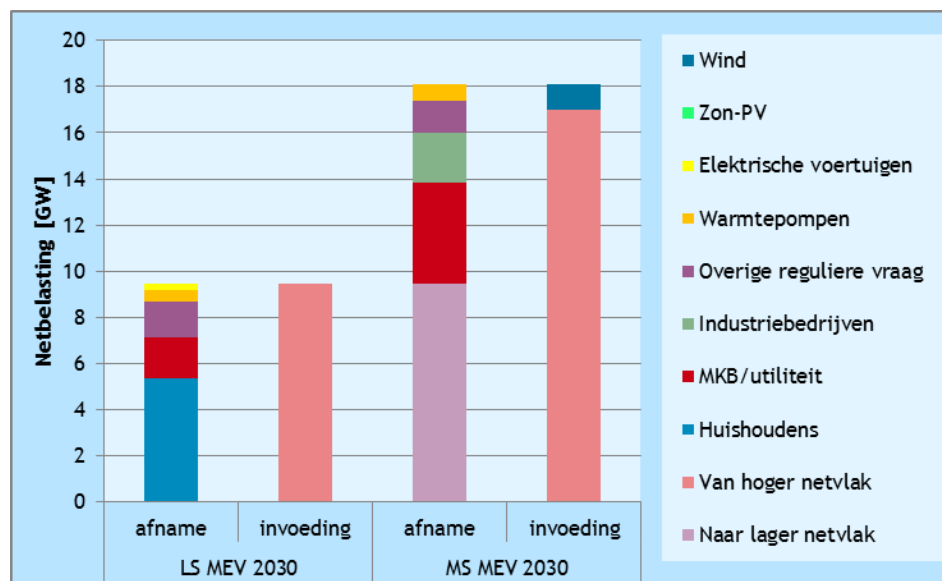
Deze jaarduurkrommen laten zien dat op alle spanningsniveaus de piekbelasting gedurende een beperkt aantal uren optreedt. Toch zijn die piekuren uiteindelijk wel bepalend voor de noodzakelijke transportcapaciteit. Voor het SER 2023 laten de drie belastingduurkrommen een duidelijke belastingtoename tijdens de piekuren zien, terwijl de krommen van het MS- en HS-netvlak in de overige uren teruglopen. Dat geldt in sterkere mate voor de overige scenario's. Hierbij valt met name het Urgenda 2030 op, waar sterke elektrificatie leidt tot hoge toename van de netbelasting.

⁷ Een belastingtoename van 6% op LS kan betekenen dat in heel Nederland alle LS-netten 6% zwaarder worden belast, maar het kan ook dat in 1/4^e van de gebieden, de netten 24% zwaarder worden belast en in 3/4^e van de gebieden er geen ontwikkeling is.

Figuur 25 Jaarduurkrommen voor de netbelasting laagspanning en middenspanning netvlakken onder de gesimuleerde 2023- en 2030-scenario's



Figuur 26 Afname en invoeding in de piekuren van de doorrekening van het NEV 2030-scenario. Dit is het gemiddelde van de 10 uren met de hoogste belasting



Ook de netbelastingen in de scenario's van SER 2023-extra en TKI S2SG, laten een wat sterkere toename zien en liggen hoger dan de netbelastingen voor de SER 2023- en NEV 2030-scenario's.

De steilheid van de jaarduurkromme rond de meest extreme waarde suggereert dat als infrastructuur wordt aangelegd voor de belastingpiek als maatgevende capaciteit, een toenemend aandeel van die totale capaciteit een beperkte benuttingsgraad kent. De inzet van flexibiliteitsinstrumenten gedurende een beperkt aantal uren per jaar kan dan de piekcapaciteit verlagen en de gemiddelde benutting van de transportcapaciteit vergroten.

Uit Figuur 25 blijkt niet wat de belangrijkste oorzaken zijn van de oplopende piekbelasting. Daartoe toont Figuur 26 toont een uitsplitsing van de afname en invoeding voor de piekuren van het NEV 2030-scenario, ter illustratie. In dit scenario blijkt de pieknetbelasting op LS en MS te ontstaan door de som van de afname, het leeuwendeel in verband met 'reguliere vraag' van huishoudens, MKB/utiliteitsbedrijven, industrie. Warmtepompen en elektrische voertuigen vertegenwoordigen in dit scenario slechts een bescheiden extra vraag. Deze verhouding ligt uiteraard iets anders in de overige scenario's. Invoeding door zon-PV, echter, draagt in deze simulaties niet bij aan de piekbelasting. De piekbelasting in de simulatie wordt dus met name gedreven door vraagontwikkeling.⁸

Met het model is niet gekwantificeerd wat de bijdrage is van welke flexibiliteitsinstrumenten op welke plek in het net in de verschillende scenario's. De behoefte aan flexibiliteit om de piekbelasting te reduceren verschilt in de scenario's. Kijkend naar het laagspanningsnet suggereren de belastingdurekrommes evenwel dat een bijdrage van bijvoorbeeld 1.000 MW aan flexibiliteit (in de vorm van extra vraag op een bepaalde plekken of minder invoeding op een andere plekken) voor heel Nederland gedurende enige honderden uren per jaar de jaarbelastingpiek met 10% kan verminderen.

⁸ Zoals hiervoor aangegeven echter, worden lokale effecten in dit model niet meegenomen door het ontbreken van de netwerktopologie. Het is dus zeer wel mogelijk dat zon-PV kan bijdragen aan lokale congestie in de beschreven scenario's.

Belasting van netcomponenten

De in de vorige paragraaf beschreven ontwikkeling van de netbelasting laat zien hoe de netbelasting zich in de scenario's ontwikkelt, als het gaat om de belastingduurkromme en de vraag naar piekcapaciteit. Het is echter niet mogelijk om dit direct om te zetten naar een duiding van de investerings-opgave, want het is ook nodig om de huidige 'ruimte in het net' hierbij te betrekken. Hiertoe kan wel gebruikt gemaakt worden van de beperkt beschikbare informatie met betrekking tot de (piek)belasting van netcomponenten in Nederland, als besproken in het onderstaande kader.

Huidige informatie over (piek)belastingen van netcomponenten

Netbeheerders rapporteren in hun KCD's over de door hun verwachte belastingontwikkelingen alsmede het verwachte optreden van capaciteitsknelpunten in hun verzorgingsgebied. Netbeheerders rapporteren echter niet de huidige en toekomstige verwachte belasting van al hun netcomponenten. Dit soort informatie is niet beschikbaar op het niveau van Nederland, maar wel in het Stedin KCD. De gegevens zijn weergegeven in Figuur 27 (Stedin, 2013). In de figuur staat voor een groot aantal netcomponenten de belasting in verhouding tot de nominale capaciteit van elke component op de Y-as. De belasting betreft in het algemeen de belastingpiek over een langere tijdsperiode gemeten (bijv. 1 jaar).

Figuur 27 Illustratie van het overzicht van belasting van 13kV MS-kabels (boven) en van MS- en LS-distributietransformatoren (onder) in een deel van het Stedin verzorgingsgebied



Uit Figuur 28 (boven) blijkt dat Een klein aantal componenten een belastingpiek laat zien die de grenswaarde overschrijdt, terwijl er voor de meeste componenten een duidelijker marge is voor belastinggroei. Het KCD vermeldt over de circa 25.000 MS-kabelverbindingen dat 2,9% op jaarbasis meer dan 60% is belast (dit word in de figuur aangegeven als *grenswaarde*, i.e. maatgevende capaciteit), en 0,06% meer dan 100%. Figuur 28 (onder) laat de belasting van de circa 23.000 distributietransformatoren in het Stedin gebied zien, waarover verder wordt vermeld dat 7,2% op jaarbasis meer dan 95% belast is en 4.1% meer dan 100%.⁹ Informatie over het Enexis verzorgingsgebied en de belasting van HS/MS-trafo's, MS/LS-trafo's, en middenspanning transport en distributiekabels is gebruikt in het werk van (Verzijlbergh,

⁹ Overigens is het niet zo dat alle transformatoren of kabels die boven de lijn in de figuur liggen echt capaciteitsknelpunten betreffen, wel zijn deze door Stedin goed onderzocht.

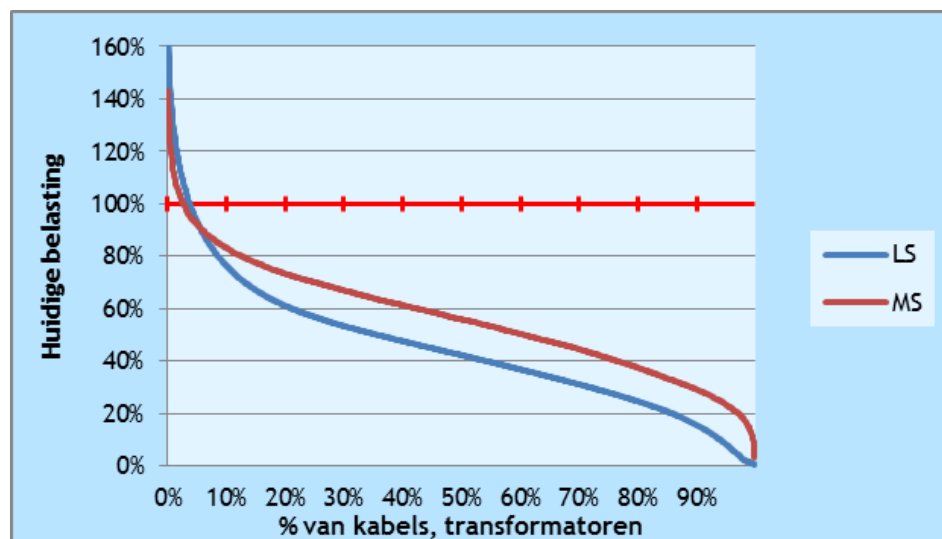
2013; Veldman, et al., 2013 (56); Movares, 2013). Gelijksortige informatie over de netcomponenten van Liander en TenneT en kleinere netbeheerders zijn niet aangetroffen in KCD's van deze netbeheerders of openbare literatuur.

Bovenstaande bronnen bieden samen geen volledige dekking van Nederland, maar schetsen wel een beeld. Uit de bronnen is te destilleren dat de huidige belastingen van HS/MS- en MS/LS-stations een relatief symmetrische verdeling te volgen (een klein aantal fors belast, een klein aantal gering belast, en een grote aantal daartussen), dit zou kunnen worden benaderd met een normale verdeling. Dit lijkt ook te gelden voor een deel van de MS-kabels (transport). Enexis MS-distributiekabels en Stedin MS-kabels kennen een scheve verdeling, met een aantal forse belastingen maar een groot aantal dat relatief geringer belast is. Dergelijke gegevens zijn niet beschikbaar voor de HS-kabels.

De resulterende verdeling van de piekbelasting over de netcomponenten worden weergegeven in Figuur 28. Uitgaande van de ontwikkelingen in de scenario's voor de periode 2020 tot 2030 kan een inschatting gemaakt worden van de ontwikkeling van de belasting van de netcomponenten in deze periode.

Het SER 2023-extra-scenario laat zien dat warmtepompen en elektrische auto's een grote invloed op verdeling van de piekbelasting over de netcomponenten. Als deze technieken gelijktijdig geadopteerd worden, dan volgt een sterke toename van het aantal capaciteitsknelpunten ten opzichte van het 'normale' SER-scenario cf. de NEV en de NEV 2030. Het TKI S2SG-scenario laat gelijksoortige knelpunten zien als het SER 2023-extra-scenario. Het Urgenda 2030-scenario laat duidelijk zien dat het huidige elektriciteitsnet zeer sterk ondergedimensioneerd voor een 100% duurzame energievoorziening. Als we elektrisch willen rijden, de warmtevraag van de gebouwde omgeving deels met elektrische warmtepompen willen invullen, en energie willen opwekken met wind en zon, dan zal dat leiden tot een sterk oplopende capaciteitsbehoefte. Figuur 29De resulterende belastingduurkrommen worden weergegeven in Figuur 29. Daaruit blijkt dat voor alle scenario's het aantal kabels en transformatoren dat overbelast is toeneemt, zowel voor LS als voor MS. Het SER 2023-scenario heeft, ten opzichte van de referentie van 2013 een relatief bescheiden effect op LS, maar laat op MS een significante toename van het aantal overbelaste netcomponenten zien. Voor de overige scenario's treedt deze toename nog sterker op, wat suggereert dat er een duidelijke investeringsopgave ligt op dit netvlak.

Figuur 28 Veronderstelde verdeling van piekbelastingen van kabels en transformatoren op MS en LS, anno 2013

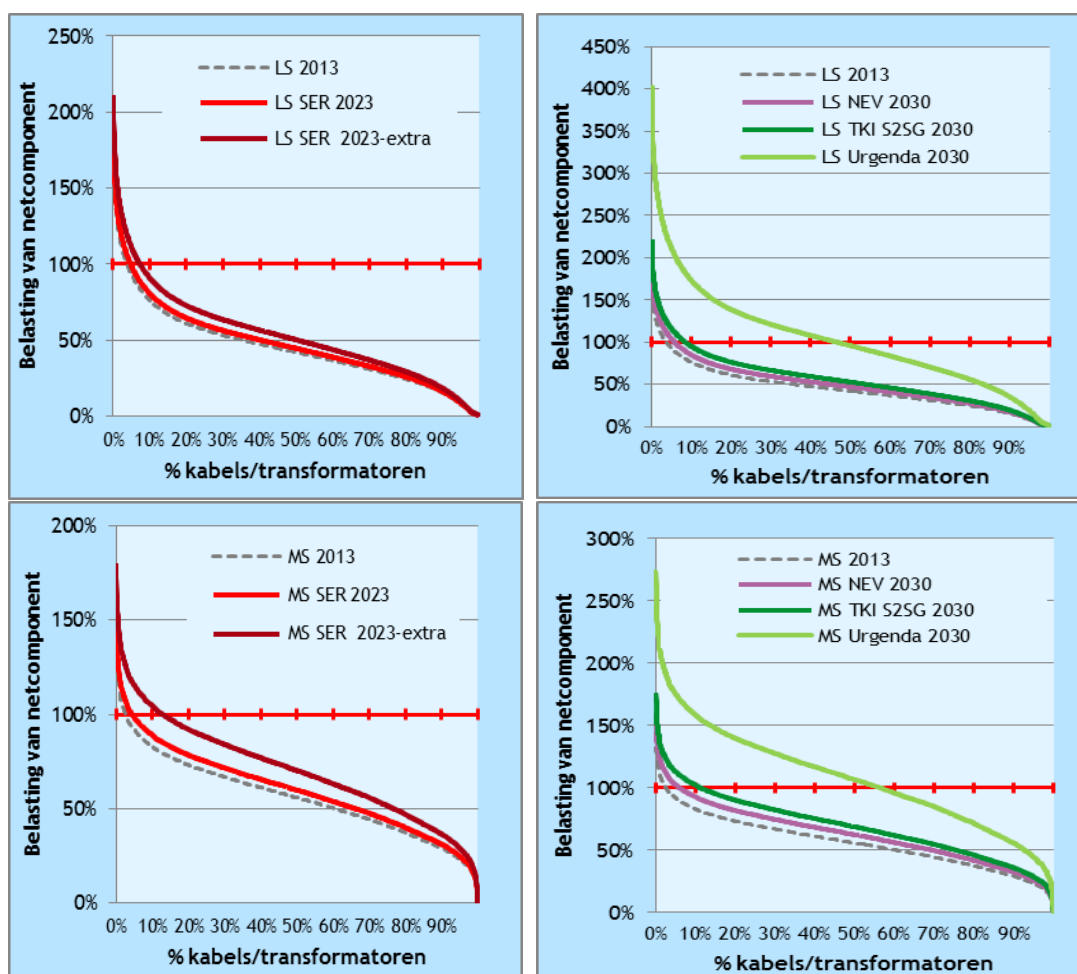


Tabel 3 Percentage netactiva (kabels en transformatoren) dat meer dan de maatgevende capaciteit is belast, in het doorgerekende reguliere alternatief (zonder vraagsturing)

Scenario	LS	MS
2013	3,8%	2,7%
SER 2023	4,8%	4,5%
SER 2023-extra	7%	13%
TKI Switch2SmartGrids 2030	9%	11%
NEV 2030	6%	6%
Urgenda 2030	47%	56%

Het SER 2023-extra-scenario laat zien dat warmtepompen en elektrische auto's een grote invloed op verdeling van de piekbelasting over de netcomponenten. Als deze technieken gelijktijdig geadopteerd worden, dan volgt een sterke toename van het aantal capaciteitsknelpunten ten opzichte van het 'normale' SER-scenario cf. de NEV en de NEV 2030. Het TKI S2SG-scenario laat gelijksoortige knelpunten zien als het SER 2023-extra-scenario. Het Urgenda 2030-scenario laat duidelijk zien dat het huidige elektriciteitsnet zeer sterk ondergedimensioneerd voor een 100% duurzame energievoorziening. Als we elektrisch willen rijden, de warmtevraag van de gebouwde omgeving deels met elektrische warmtepompen willen invullen, en energie willen opwekken met wind en zon, dan zal dat leiden tot een sterk oplopende capaciteitsbehoefte.

Figuur 29 Belastingprognoses onder de scenario's



We kunnen dus concluderen dat het niet zozeer het effect is van een enkele scenario-parameter, maar dat het de combinatie is waardoor knelpunten gaan toenemen. De scenario's waar meerdere nieuwe vraagcategorieën een belangrijke rol spelen, zorgen voor een groot aantal stations met een capaciteitsknelpunt.

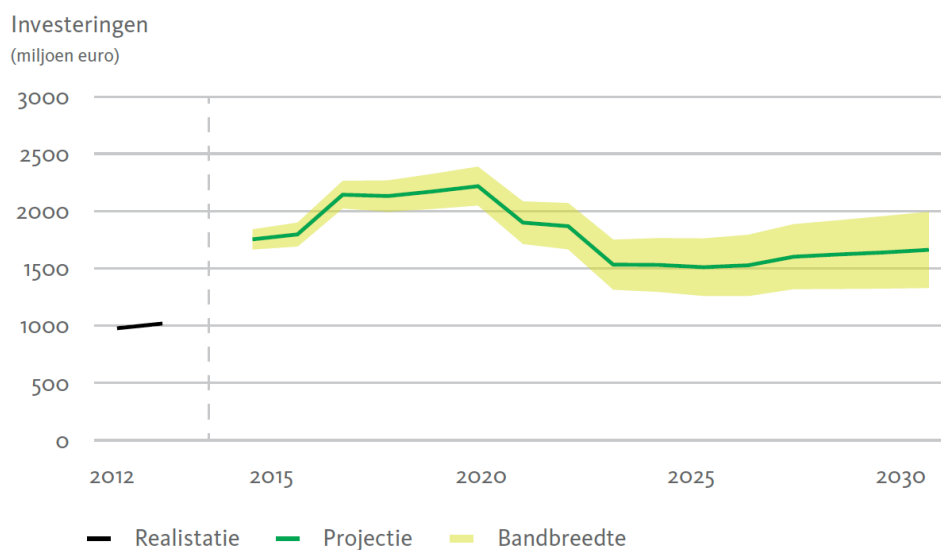
3.3.3 Vergelijking met andere studies

Laborelec (2012) heeft in opdracht van Netbeheer Nederland een meta-studie uitgevoerd van een 7-tal niet-openbare studies naar de impact van verschillende decentrale opwekkers en nieuw vraagcategorieën op de netten. Deze studie is interessant omdat er drempelwaarden voor penetraties genoemd worden waarna (significante) uitbreidingsinvesteringen moeten volgen. De conclusies zijn dat het merendeel van de bestaande LS-netten de komende 20 jaar voldoende ruimte zouden bieden voor een traditionele groei van 1% per jaar, maar dat nieuwe ontwikkelingen voor knelpunten kunnen zorgen waardoor uitbreidingsinvesteringen eerder nodig zijn. De MS/LS-transformator is gemiddeld gezien de eerste bottleneck. Verder is een conclusie dat bestaande MS-netten betrekkelijk beperkte ruimte bieden en dat daar ook knelpunten liggen. Genoemde drempelwaarden voor de penetraties: warmtepompen 15% van de huishoudens, airco's van 2 kW tot 25%, zon-PV tot 1,2 kWp per woning, elektrische auto's bij 3 kW tot 12% van de woningen (in geval van snelladen gaat het om lagere waarden).

Het recent uitgebrachte TNO-rapport over flexibiliteit (TNO Earth, Life & Social Sciences, 2015) doet geen kwantitatieve uitspraken over de verwachting van capaciteitsknelpunten of congestie. De eventuele onderliggende factoren van congestie worden genoemd, deze zijn ook in CEGRID gemodelleerd (hernieuwbare elektriciteit, warmtepompen, elektrische auto's).

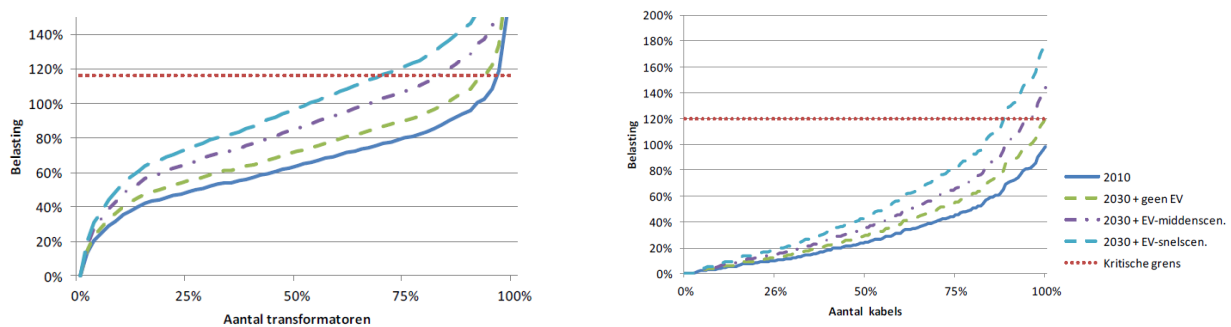
In de Nationale Energieverkenning 2015 wordt de verwachting neergelegd dat investeringen in kabels en transformatoren sterk zullen stijgen ten behoeve van zowel de transportcapaciteit (HS) als distributiecapaciteit (MS en LS).

Figuur 30 Investerings in elektriciteitsnetten, 2012-2030



Bron: ECN (2015).

Figuur 31 Piekbelasting MS/LS-transformatoren (links) en LS-kabels (rechts) in Nederland excl./incl. invloed van elektrische auto's



Bron: Movares (2013).

Door grotere complexiteit van elektriciteitsstromen in distributienetten en doordat de piekvraag naar transportcapaciteit sneller stijgt dan de gemiddelde vraag zal de benutting van netcomponenten afnemen zodat er meer investeringen nodig zijn om het netwerk voor te bereiden op alle mogelijke situaties (ECN, 2015, p. 142). In de CEGRID-berekeningen is de capaciteitsvergroting zelf niet meegenomen, dus de lagere benutting is niet in beeld gebracht, maar te zien is wel in bijv.

Het SER 2023-extra-scenario laat zien dat warmtepompen en elektrische auto's een grote invloed op verdeling van de piekbelasting over de netcomponenten. Als deze technieken gelijktijdig geadopteerd worden, dan volgt een sterke toename van het aantal capaciteitsknelpunten ten opzichte van het 'normale' SER-scenario cf. de NEV en de NEV 2030. Het TKI S2SG-scenario laat gelijksoortige knelpunten zien als het SER 2023-extra-scenario. Het Urgenda 2030-scenario laat duidelijk zien dat het huidige elektriciteitsnet zeer sterk ondergedimensioneerd voor een 100% duurzame energievoorziening. Als we elektrisch willen rijden, de warmtevraag van de gebouwde omgeving deels met elektrische warmtepompen willen invullen, en energie willen opwekken met wind en zon, dan zal dat leiden tot een sterk oplopende capaciteitsbehoefte. Figuur 29 dat de durkrommen steiler worden, wat in lijn is met deze conclusie.

ECN heeft bij de grote netbeheerders geïnventariseerd wat zij verwachten aan uitbreidingsinvesteringen in de periode tot 2030. Dit is weergegeven in Figuur 30. De NEV vermeldt verder dat de investeringen tot 2023 fors zullen toenemen in verband met wind op zee en wind op land, lopende verzwaringsprogramma's, veroudering van assets, en ook de ambities van het energieakkoord. Dit financiële perspectief uit SER 2023 en NEV 2030 is een interessante constatering maar moeilijk te vergelijken met CEGRID-berekeningen die niet financieel zijn.

De CEGRID-berekening laten tot 2023 wel een vergroting van het aantal knelpunten zien, dus dat er geïnvesteerd zal moeten worden is duidelijk, maar of het tempo is 'verdubbelen' dat is (nog) niet te zeggen. De CEGRID-simulaties van SER 2023 en NEV2030 tonen voor deze zichtjaren de 'mildste' knelpuntontwikkeling. Het is dus mogelijk dat de investeringsopgave in de andere scenario's duidelijk hoger uitvalt dan dat de NEV laat zien.

De studie van PBL & DNV GL naar het effect van zon-PV in de gebouwde omgeving, (PBL & DNV GL, 2014) laat zien dat er significante netverzwaringen van toepassing zijn vanaf 4-20 GW. Deze bandbreedte wordt aangehouden omdat er grote verschillen zijn tussen de wijken. Tegelijkertijd is in die studie berekend dat als er 30% afschakeling (ook wel *curtailment*) wordt toegestaan tijdens piekuren van zon-PV, er 27 GWp kan worden geaccommodeerd zonder netverzwaring. Dit zou betekenen dat de zon-PV ambitie van het Urgenda 2030-scenario ingevuld kan worden, echter in het Urgenda-scenario zitten ook veel nieuwe vraagcategorieën: warmtepompen en EV's.

Movares (2013) rekent uit dat er in 2030 significante capaciteitsknelpunten kunnen ontstaan op de MS/LS-transformatoren en LS-kabels door het laden van elektrische auto's (Figuur 31):

- zonder EV's zou 7% van de trafo's en 0% van de kabels zijn overbelast;
- bij het middenscenario (1,2 miljoen EVs) is 17% van de trafo's en 4% van de kabels kritisch overbelast.
- In het hoogscenario (ca. 3,1 miljoen EV's) betreft dit 30% van de trafo's en 12% van de LS-kabels.

Deze uitkomsten van het middenscenario lijken goed verenigbaar met de berekeningen van CEGRID onder bijv. het TKI S2SG-scenario, met als verschil dat CEGRID geen onderscheid maakt tussen LS-kabels en -transformatoren, en dat in de Movares berekeningen wel vraagtoename zit maar geen andere (profiel-) effecten zoals zon-PV en warmtepompen.

3.3.4 Conclusie

Modeldoorrekening van een aantal uiteenlopende toekomstscenario's laat zien dat het aantal capaciteitsknelpunten (transformatoren, kabels) onder de meeste doorgerekende toekomstscenario's en bij in ieder geval de laagspanning - en middenspanningnetten toe zal nemen en om significante investeringen zal vragen. De steilheid van de uitgerekende jaarduurkrommes van de transportbehoefte rond de meest extreme waarde suggereert daarbij tevens een potentieel voor het toepassen van incidenteel congestie-management om een bijdrage te leveren aan het verlichten van de capaciteitsknelpunten, dit in aanvulling op het investeren in capaciteitsuitbreiding.

De potentiële bijdrage van flexibiliteit is aanschouwelijk te maken met de uitgevoerde berekeningen. Kijkend naar het laagspanningsnet suggereren de opgestelde belastingduurkrommes dat een bijdrage van bijvoorbeeld 1.000 MW aan flexibiliteit voor het geheel van Nederland, gedurende enige honderden piekuren per jaar, de meest extreme piektransportbehoefte met 10% kan doen dalen, waardoor minder transportcapaciteit benodigd is. De gemiddelde benutting van de reeds aanwezige transportcapaciteit kan dan ook stijgen. Het gaat hier dan om flexibiliteit in de vorm van extra vraag op bepaalde locaties of minder invoeding op een andere locaties.

Het is tevens aanschouwelijk dat er een maatschappelijk optimum ligt tussen het investeren in capaciteitsuitbreiding en het gebruik maken van flexibiliteitsopties c.q. incidenteel inzetten van systemen voor congestiemanagement. De vraag dan is, waar ligt dit optimum, en hoe groot is dan de additionele flexibiliteitsbehoefte voor Nederland die volgt uit de systemen voor congestiemanagement? Dit antwoord is echter helaas niet te geven voor het geheel van Nederland op basis van een globale verkenning zoals in deze paragraaf. Dit antwoord hangt namelijk volledig van de lokale situatie af. De relevante parameters voor iedere kosten/batenafweging voor netverzwaring versus congestiemanagement betreffen de kosten van (lokale) flexibiliteit, de locatie specifieke kosten van de benodigde netverzwaring, de

verwachte toekomstige ontwikkelingen (verder groei, nieuwe aansluitingen) in de regio, et cetera. Al deze parameters lopen in de praktijk zeer sterk uiteen, en ze zijn alle nodig om de kosten/baten afweging te maken.

Als netbeheerders de ruimte hebben om kosten/baten-afwegingen te maken, dan zullen deze dus van geval tot geval bekijken welke oplossing maatschappelijk gezien het meest kostenefficiënt is: congestiemanagement/flexibiliteit of capaciteitsvergroting.

3.4 Overzicht flexibiliteitsbehoefte

In Tabel 4 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 lage invoeding, als van een hoge invoeding met zon en wind. Bij lage invoeding zal circa 5 GW aan piekvermogen of vraagreductie nodig zijn voor inzet van minder dan 1.500 uur per jaar. Voor situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie zal tot 2,3 GW aan opschakelbare vraag of opslag nodig zijn, afhankelijk van de ontwikkeling van het bestaande must-run vermogen.

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 de stormdepressie toch een andere route over Nederland 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 tot een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit voor 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 vermindering 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.

Tabel 4 Inschatting flexibiliteitsbehoefte in 2023 op basis van NL SER 2023-scenario

Invoeding wind en zon	Levering	Balanshandhaving	Congestiemanagement
Laag	< 5 GW/uur	< $\pm 1,2$ GW/kwartier	LS: < 0,5 GW/uur MS: < 1,2 GW/uur HS: < 1,3 GW/uur
Hoog	< 2,3 GW/uur	< $\pm 1,2$ GW/kwartier	N.a. ¹⁰

¹⁰ 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.

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.



4 Flexibiliteitsaanbod

4.1 Inleiding

Zoals ook aan de orde gesteld in de Hoofdstuk 1 is behoefte aan flexibiliteit in elektriciteitsvoorziening niet nieuw. De inzet van productiefaciliteiten wordt altijd al gedreven door de vraagverwachting die varieert in de tijd, met cycli van hoge en lage vraag zoals besproken in Hoofdstuk 3, is er in de laatste fase voor levering behoefte aan flexibele aanpassing ten gevolge van afwijkingen van de verwachtingen met betrekking tot vraag, beschikbaar vermogen en beschikbaar transportvermogen. Ook hebben zich in het verleden al situaties voorgedaan dat de beschikbare transport capaciteit geen gelijke pas houdt met de behoefte zodat congestie ontstond met flexibiliteitsbehoefte als resultaat.

Deze flexibiliteitsbehoefte wordt tot nu toe voornamelijk¹¹ bediend door het bestaande productiepark dat reeds een ruime hoeveelheid flexibiliteit kan leveren. Zeker in de Nederlandse context, met een relatief groot segment van gasgestookt vermogen, is sprake van een relatief flexibel productiepark. In dit hoofdstuk over flexibiliteitsaanbod zal daarom in de eerste plaats worden ingegaan op de reeds beschikbare flexibiliteit in productie. Het overzicht wordt gevolgd door een nadere analyse van technische opties om beschikbare flexibiliteit uit te breiden. Tot slot wordt dit hoofdstuk afgesloten met een overzicht van de flexibiliteitsopties, de bijbehorende technische potentiëlen en de bijbehorende kosten.

4.2 Flexibiliteit van operationele centrales

De bestaande flexibiliteit in productie kan in beeld gebracht worden aan de hand van het beschikbare vermogen en de bijbehorende mogelijkheden en/of beperkingen in aanpassing van inzet.

In Tabel 5 wordt een overzicht gepresenteerd van het geïnstalleerde productievermogen in Nederland. Aangegeven geïnstalleerde vermogen is gebaseerd op basis van publiek beschikbare bronnen zoals aangeboden door TenneT en het CBS. Om vooruit te blikken naar 2020-2025 is de sluiting van de oudere kolencentrales conform Energieakkoord verdisconteerd. Er is verder aangenomen dat oudere combi-centrales, die nu sowieso alleen nog dienst doen als pieklasteenheid, de komende jaren volledig zullen worden afgestoten. In het overzicht zijn aan de andere kant wel STEG's meegenomen die momenteel in de zomer in de mottenballen gaan, zoals Moerdijk 2. De cijfers voor geïnstalleerd vermogen liggen in lijn met het beschikbare vermogen en mogelijk te deconserveren beschikbare vermogen (2,5 GW nieuw gasgestookt vermogen) voor 2022 als gerapporteerd door TenneT in het kader van de monitoring leveringszekerheid (TenneT, 2015).

¹¹ Naast flexibiliteitslevering vanuit het bestaande productiepark wordt er ook vandaag de dag al flexibiliteit geleverd door vraagsturing in bijvoorbeeld het zakelijke segment.



Als het gaat om flexibiliteitsvoorziening dient opgemerkt te worden dat geïnstalleerde alleen nog geen volledig beeld geeft. Centrales zijn in de praktijk niet altijd beschikbaar door onderhoud en ongeplande uitval. Zo geldt gewoonlijk een beschikbaarheid van 85 tot 95% op jaarbasis, die gewoonlijk echter varieert met een bescheiden seizoenspatroon en bovendien van dag tot dag sterk kan veranderen.

Tabel 5 Verondersteld operationeel en snel te deconserveren vermogen (2,5 GW nieuwe STEG's) in 2022 en bijbehorende flexibiliteit

		Aan- sluiting	Opgesteld Vermogen (MW _e)	Levering (Regelbereik of inzet) (MW _e)		Balans- Handhaving (MW _e /min.)	Congestie (Regelbereik op MS) (MW _e)
				Zomer	Winter		
Centrale productie	Kernenergie	HS	510	255-510		± 20	n.a.
	Oudere centrale STEG's (< 2010)	HS	1.740	0-1.740		± 0-70	n.a.
	Nieuwe centrale STEG's (≥ 2010)	HS	6.510	0-6.510		± 0-330	n.a.
	Kolencentrales WKK	HS	600	180-600	600	± 20	n.a.
	Kolencentrales, enkel kracht	HS	4.010	1.203-4.010		±150	n.a.
Decentrale productie	Stadsverwarmingscentrale	MS	1.840	1.000-1.840	1.840	±50	1.000-1.840
	Industriële WKK	HS/MS	3.020	1.920-3.020		±90	1.920-3.020
	Glastuinbouw WKK	MS	3.060	0 (dal)-3.060 (piek)		± 0-1.530	0 (dal)- 3.060 (piek)
	Distributie, gezondheidszorg, Overig WKK	MS	850	320-850		± 360	320-850
Totaal			22.140	3.658- 22.140	4.918- 20.610	± 790-2.720	2.200-8.770

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

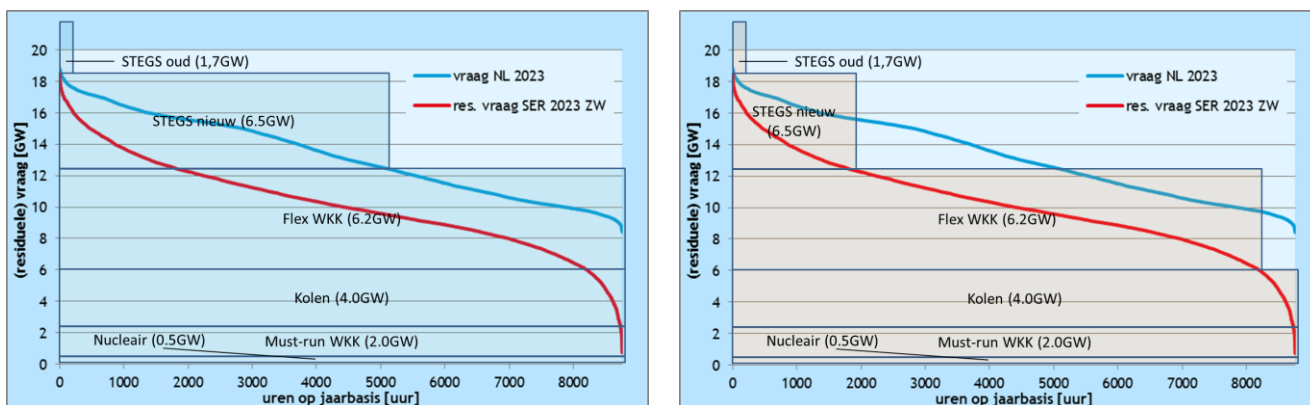
In Tabel 5 worden ook kentallen gepresenteerd voor de voorziening in Hoofdstuk 3 besproken drie dimensies van flexibiliteitslevering op basis van het type centrale aangegeven is, bieden de huidige centrale en decentrale elektriciteitscentrales in principe al een ruime mate van flexibiliteit:

- **Levering:** Het regelbereik van centrales tussen maximaal leverbaar vermogen en vermogen geleverd bij minimum deellast biedt flexibiliteit in levering op day ahead basis. Voor installaties doe snel en tegen lage kosten kunnen worden op- en afgeschakeld is in er vanuit gegaan dat de centrales ook kunnen worden stilgelegd. Daarnaast worden WKK-installaties voor stadsverwarming en glastuinbouw in de zomer minder ingezet vanwege de lagere warmtebehoefte, waardoor beschikbaarheid kan teruglopen omdat inzet niet langer rendeert.
- **Balanshandhaving:** Voor balanshandhaving kan gebruik worden gemaakt van de op- en afregelsnelheid van de operationele centrales, uitgedrukt in %/minuut ten opzichte van het geïnstalleerde vermogen.
- **Netwerkgroesie:** Bij groesie op de koppelpunten tussen middenspanning en hoogspanning kunnen bepaalde centrales worden afgeschakeld terwijl vraag vanuit de industrie gedeeltelijk en tijdelijk kan worden opgeschakeld.

De afgeleide waarden zijn gebaseerd op verscheidene literatuurbronnen (TU Delft, 2009); (Ecofy, 2014).

Het beschikbare vermogen en afgeleide beschikbaarheid van flexibiliteit staat echter deels onder druk door ongunstige marktsituatie. In de huidige noordwest Europese markt is sprake van overcapaciteit door grootschalige investeringen in productie vermogen sinds 2005. Bij realisatie van het SER 2023 ZW-scenario neemt het aanbod in ieder geval verder toe. Het hangt van de verdere amovering van bestaand vermogen en de vraagontwikkeling af of, en in welke mate, deze situatie zich zal voortzetten.

Figuur 32 Benuttingsgraad van verschillende typen centrales bij hoge geprojecteerde vraag (links) en residuele vraag (rechts) voor het SER 2023 ZW-scenario



Bron: CE Delft-analyse.

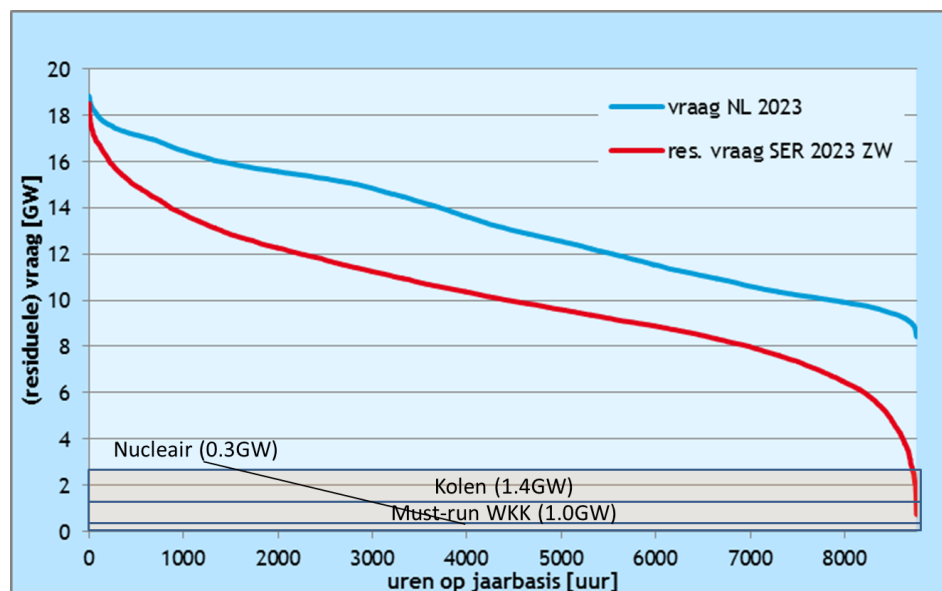
Voor het SER 2023 ZW-scenario kan afgeleid worden dat de belastingduur-krommen voor 2023 in ieder geval goed bediend kunnen worden door het bestaande vermogen, inclusief de aangekondigde amovering. In Figuur 32 wordt aan de linker figuur de inzet van dit vermogen op basis van de merit order aangegeven. Hierbij wordt achtereenvolgens nucleair, warmte gedreven (i.e. *must run*) WKK en kolen ingezet om de basislast te bedienen, gevolgd door de flexibele WKK en de nieuwe STEG's. De oude STEG's resterende als reserve om de pieklast te bedienen bij uitval van overige centrales. Voor elke categorie wordt horizontaal de benodigde inzet weergegeven om aan de vraag te kunnen voldoen, met een volle inzet van de basislast eenheden, een inzet van 5.000 uur voor de nieuwe STEG's en tot slot een verwaarloosbare inzet voor de oude STEG's.

Wordt dit park ingezet om aan de residuele vraag te voldoen, dan wordt direct duidelijk dat de inzet van flexibele WKK sterker uiteen gaat lopen. Ter linker zijde wordt een inzet van 5.000 tot 8.760 uur voorzien, terwijl aan de rechter zijde een inzet van 2.000 tot 8.760 uur nodig blijkt. Ook de inzet van de nieuwe STEG's heeft te leiden onder de invloed van zon-PV en wind. In dit geval varieert de inzet in de linker grafiek van Figuur 32 tussen de 0 en 5.000 uur, terwijl dit in de rechter grafiek slechts 0 tot 2.000 uur betreft.¹² De teruglopende inzet van respectievelijk flexibele WKK en de STEG's zet de rentabiliteit onder druk en leidt mogelijk tot conservering en amovering die verder gaat dan nu voorzien in het kader van de monitoring leveringszekerheid (TenneT, 2015).

¹² Deze bandbreedte wordt opgespannen door de uren dat invoeding uit zon-PV en wind laag is en gelijktijdige productie met deze technieken onder de 5% van het geïnstalleerde vermogen ligt. In Nederland is dit ongeveer 1.500 uur tot 2.000 uur per jaar, afhankelijk van het wind- en zon-jaar.

Een vergelijkbare dynamiek is overigens al aan de orde onder de markt-omstandigheden van de afgelopen jaren. De koppeling met de Duitse markt, waar zon-PV en wind reeds bijdragen leverden tot boven de 60% van de piekvraag, had een vergelijkbare invloed. In dit geval lag de oorzaak in het feit dat hoge productie van zon-PV en wind in Duitsland leidde tot hoge import van elektriciteit tegen lage prijzen. De huidige conservering en amovering (van onder meer 2,5 GW aan nieuwe STEG's nota bene) was het gevolg.

Figuur 33 Inzet van verschillende typen centrales bij zeer lage geprojecteerde residuele vraag voor SER 2023 ZW



Bron: CE Delft-analyse.

Naast afnemende beschikbaarheid kunnen er problemen ontstaan in toekomstige situaties met een grote invoeding door zon-PV en wind. In dergelijke situaties zal conventionele productie afgeschakeld moeten worden om vraag en aanbod in balans te houden. Afschakeling van nucleaire installaties vergt echter een periode van dagen van gederfde inkomsten. In geval van must-run WKK zal de warmtevraag bediend moeten worden.

Tot slot zijn ook kolenfaciliteiten minder eenvoudig afschakelbaar. Afschakeling van een kolencentrale vergt grote zorgvuldigheid om schade aan de installatie te voorkomen. Dit proces wordt bovendien gevolgd door een opstarttijd die kan op lopen tot vier à acht uur. Ook worden er significante startkosten gemaakt bij het opstarten van de centrale. Kolencentrales worden daarom in de praktijk bij voorkeur pas afgeschakeld als het om een periode van ten minste 24 uur of meer zal gaan, zoals bijvoorbeeld bij terugvallende vraag gedurende het weekend. Periodes van hoge zon-PV en wind invoeding worden echter beperkt door dag-nacht ritmiek van zon-PV en kennen dus een veel beperktere duur. Het is daarom niet vanzelfsprekend dat kolengestookte faciliteiten afgeschakeld worden in reactie op hoge zon-PV en wind invoeding. Productie kan echter wel tot een minimum worden terug geregeld.

Wordt de inzet aan de hand van voorgaande overwegingen geschetst, dan volgt dat het niet vanzelfsprekend zal zijn dat de neerwaartse excursies van residuele vraag gevolgd zullen worden door conventionele productie (zie Figuur 33).

Als het gaat om de balanshandhaving, kan gesteld worden dat het bestaande park een ruime mate aan flexibiliteit biedt ingeval de conventionele eenheden zijn ingezet. Bij volledige inzet van het bestaande park kan het correctieve vermogen oplopen tot 0,7 GW/min, ruim boven geschatte 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, en zal de flexibiliteit 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 als het gaat om de gasmotoren in de glastuinbouw, stadsverwarming en industriële WKK.

4.3 Potentieel voor additionele flexibiliteit

Naast flexibiliteit in het bestaande productiepark is er significant potentieel voor additionele flexibiliteitsvoorziening in het elektriciteitssysteem. In deze paragraaf worden een aantal van deze opties in beeld gebracht, aan de hand van een omschrijving, de toepassing voor flexibiliteitsvoorziening, potentieel en de bijbehorende kosten.

De flexibiliteitsbehoefte zoals die in voorgaande analyse in beeld is gebracht wordt gekenmerkt door een relatief beperkte inzetbehoefte tot 1.500 uur aan piekvermogen bij lage invoeding van zonne- windenergie, en 500 uur inzet van flexibiliteitsopties die kunnen helpen hoge wind- en zon-PV-productie te absorberen bij hoge invoeding van deze bronnen. Kapitaalslasten moeten dan in een relatief kort tijdsbestek worden terugverdiend, waardoor de businesscase voor opties met hoge kapitaalslasten niet rendabel blijkt (zie ook (Berenschot; CE Delft; ISPT, 2015), (CE Delft, 2014)). Op dezelfde grondslag zijn ook de opties voor opslag beperkt, aan de hand van recente analyse van kosten van opslag (zie (Lazard, 2015)). Deze verkenning is daarom beperkt tot een aantal relatief kapitaal extensieve opties, weergegeven in Tabel 6. Bij dit overzicht van beschouwde opties is ook toepassingssector en toepassingsmarkt aangegeven.

Tabel 6 Beschouwde flexibiliteitsopties met toepassingssector en -markt

		Toepassingssector/operator						Toepassingsmarkt			
		Elektriciteits- producenten	Regionale netbeheerders	Grootzakelijke gebruikers, met name Industrie	Huishoudens, diensten e.a. kleingebruikers	Glastuinbouw	Vervoer	Day ahead	Intraday	Onbalans	Congestie
Aanbod	WKK flexibiliseren	X		X		X		X	X	X	X
	(De)centrale gasmotoren	X	X	X	(X)	X		X	(X)	X	
	Additionele STEG-capaciteit	X		X				X	X	X	
Opslag	CAES	X		X				X	X	X	X
	Elektrische auto's (V2G)				X			X	XX	XX	XX
Vraag	H ₂ -productie	X		X				X	X	X	X
	Electrodenboiler	X		X	X			X	X	X	X
	Additionele vraagsturing groot- zakelijke gebruikers, met name in industrie			X		X		X	XX	XX	XX
	Warmtepomp huishoudens (met warmteopslag)							X	XX	XX	XX
	Elektrische auto's				X			X	XX	XX	XX

De toepassingsmarkt wordt bepaald door:

- de op- en afregelsnelheid bij koude en warme start;
- de schaalgrootte van het type installatie¹³.

Hierbij worden de volgende kenmerken behandeld:

- omschrijving;
- techniek;
- toepassingsmarkt;
- toepassingssector/operator;
- technisch potentieel;
- kosten (CAPEX, OPEX).

De verschillende opties worden in de navolgende paragrafen nader verkend.

4.3.1 Flexibiliteitsopties voor aanbod

Flexibilisering van WKK

Een significant deel van de bestaande WKK-installaties in de Nederlandse markt wordt in haar vrijheidsgraden beperkt doordat inzet noodzakelijk is vanwege de warmtelevering. Door ontkoppeling van warmtelevering en elektriciteitsproductie kan deze beperking worden verminderd.

Ontkoppeling kan worden gerealiseerd door warmte-opslag voor lage temperatuur warmte en door bijstook in de afgassenketel (met rookgas-recirculatie) bij warmtelevering op hogere temperaturen. De gasturbine kan in deellast maar ook in start-stop bedrijf opereren. Door een bypass aan te brengen kan de gasturbine eventueel worden benut als pieklust eenheid zonder dat er warmte wordt geleverd.

¹³ Additionele vraag naar (of juist aanbod van) elektriciteit voor opladen van de accu van een elektrische auto's zal niet snel verhandeld worden op de APX.

Ten aanzien van flexibiliteit kan de geflexibiliseerde installatie binnen minuten reageren. De optie is dan geschikt voor levering van additioneel neerwaarts flexibel vermogen op de DAM, waar de oorspronkelijke must-run eenheden dit potentieel niet kon bieden. Voor de intraday - en de onbalansmarkt is zowel additioneel opwaarts als neerwaartse inzet voorstelbaar. Additioneel neerwaarts vermogen kan ook een zinvolle bijdrage leveren aan congestiemanagement, met name ingeval van hoge (decentrale) invoeding van niet-stuurbare hernieuwbare elektriciteit. Het potentieel betreft dan vooral het decentrale WKK-vermogen.

De bestaande WKK-installaties zijn hoofdzakelijk opgesteld bij elektriciteitsproducenten, industriële bedrijven, in de glastuinbouw of bij bedrijven in dienstensector en afvalverwerking. Dit zijn dan ook de operators die - al dan niet in overleg met elektriciteitsproducenten en regionale netbeheerders - de additionele flexibiliteit in op- en afregelvermogen kunnen gaan benutten.

Totaal potentieel aan installaties dat geflexibiliseerd kan worden wordt geschat op circa 1 GW_e opgesteld WKK-vermogen in de industrie. Het potentieel is lager geschat dan de ongeveer 1,6 GW_e must run vermogen genoemd in (CE Delft, 2014) omdat 0,6 GW_e van deze industriële eenheden in met name chemie en raffinagesector wordt gestookt met restgassen uit het productieproces en om die reden moeten blijven produceren.

Overigens zijn ook de aan stadsverwarmingsnetten gekoppelde WKK-installaties in de winter feitelijk must run eenheden omdat vollastproductie - aangevuld met warmteproductie door hulpketels - nodig is om aan de warmtevraag op het warmtenet te kunnen voldoen.

Voor de investeringen is uitgegaan van een specifieke investering van € 25/kW_e.

Plaatsing van (de)centrale gasmotoren

Een andere optie voor realisatie van extra snel op- en afregelbaar vermogen is het plaatsen van gasmotoren. Deze optie wordt al grootschalig toegepast in de glastuinbouw en bij elektriciteitsafnemers met behoefte aan gegarandeerde stroomvoorziening, zoals ziekenhuizen.

Moderne gasmotoren hebben een vermogen van 10-20 MW_e met een elektrisch rendement van 48,5%, dat bovendien nauwelijks afneemt bij deellastbedrijf. Wanneer de motor warm wordt gehouden is opregelen van 0 naar 100% vollast binnen één minuut mogelijk. Daarmee is deze optie zeer flexibel en dus inzetbaar voor zowel levering als balanshandhaving. Bovendien is de optie goed lokaal inpasbaar dus in potentie ook geschikt voor congestiemanagement.

Decentrale gasmotoren zijn een relatief aantrekkelijk optie als pieklast-eenheden vanwege de relatief lage kapitaalslasten. In geval de warmte nuttig kan worden ingezet, rendeert inzet ook bij lagere vraagniveau's. De schaal laat bovendien opslag van warmte toe, zoals ook veel voorkomend bij bestaande toepassing in de glastuinbouw. Deze optie is dus geschikt voor het aanbod van flexibiliteit op de DAM. De eenheden zijn bovendien snel op- en afschakelbaar en regelbaar zodat inzet op de intraday markt en onbalansmarkt technisch goed mogelijk is. Tot slot zijn gasmotoren vanwege de schaal goed inpasbaar op decentraal niveau. Bij decentrale toepassing zijn gasmotoren geschikt om ingezet te worden voor congestiemanagement.

In principe kan iedere grotere elektriciteitsafnemer in industrie en dienstensector deze optie toepassen en is deze optie ook toepasbaar voor elektriciteitsproducenten. Daarbij kan de bedrijfsvoering in eigen hand gehouden worden of aan een derde partij worden uitbesteedt.

Het technische potentieel voor deze techniek in de Nederlandse is niet principieel beperkt. Voor moderne gasmotoren liggen investeringskosten rond de 350 €/kW_e, bij vaste O&M-kosten van 14 €/kW_e en variabele O&M-kosten 5 €/MWh_e, vastgesteld op basis van offertemateriaal en informatie van aanbieders.¹⁴

Additionele STEG-capaciteit

In aanvulling op het voorgaande zou, in plaats van een gasmotor, ook nieuw STEG-vermogen kunnen worden bijgeplaatst. Voordeel van de STEG is een hoger elektrisch rendement dat kan oplopen tot 60%. Deze optie is eveneens flexibel inzetbaar en geschikt voor levering van flexibiliteit op de DAM, intraday markt en onbalansmarkt.

Een moderne grootschalige STEG heeft een vermogen van zo'n 450 MW, een rendement van bijna 60% en kost ongeveer € 750/kW (zie ook (Jacobs Consultancy, 2008b) en (CE Delft, 2015c)).

Daarmee liggen de kapitaalslasten significant hoger dan die van de gasmotor, terwijl brandstofkosten juist lager liggen vanwege het hogere elektrisch rendement. Deze optie is daarom minder geschikt als pieklast eenheid, omdat de relatief hoge kapitaalslasten bij beperkte inzet leiden tot relatief hoge totale kosten per MWh.

4.3.2 Flexibiliteitsopties voor opslag

Compressed Air Energy Storage (CAES)

Bij *compressed air energy storage* (CAES) wordt lucht gecomprimeerd en ondergronds opgeslagen. Voor de ondergrondse opslag zijn specifieke geologische structuren geschikt, zoals zoutkoepels, rotsholten of aquifers. Het opslagsysteem is gekoppeld aan een gasturbine, eventueel een STEG, waarin de energie in de samengeperste lucht weer omgezet wordt in elektriciteit.

Vanwege de schaalgrootte en het specifieke karakter van dit type opslag (ondergronds in combinatie met gascentrale) is de eigenaar een groot bedrijf, hetzij elektriciteitsproducent, hetzij een industriële eigenaar.

Een CAES heeft een beperkte opslagcapaciteit en daarmee ook leveringscapaciteit. Het systeem wordt in de regel ontworpen om gedurende enkele uren (6-12) elektriciteit op te slaan in situaties met een hoog aanbod en elektriciteit te leveren bij situaties met een laag aanbod van elektriciteit. Vanwege de beperkte duur van de cyclus is deze optie vooral relevant voor balanshandhaving.

Vanwege de schaalgrootte en het specifieke karakter van dit type opslag (ondergronds in combinatie met gascentrale) is de eigenaar een groot bedrijf, hetzij elektriciteitsproducent, hetzij een industriële eigenaar.

¹⁴ Zie: The new J920 gas engine, K. Payrhuber, D. Chvatal, Chr. Trapp, GE Jenbacher GmbH & Co OHG, PowerGen Europe 2011.



Idealiter zijn beide onderdelen van een CAES al beschikbaar en is er alleen koppeling van beide onderdelen nodig, zoals bijvoorbeeld in het geval van AkzoNobel in Delfzijl. Dit scenario is in deze verkenning beschouwd. Voor een dergelijk scenario benodigde kosten kentallen zijn overgenomen uit (DNV, 2011)¹⁵. In dat geval volgt een potentieel van 0,3 GW.

4.3.3 Flexibiliteitsopties voor vraag

Waterstof productie

Tijdelijke overvloedig aanbod elektriciteit tegen lage prijzen door hoge invoeding van zonne- en windenergie kan via elektrolyse van water worden omgezet in waterstof (en zuurstof). De geproduceerde waterstof kan voor seizoenopslag ondergronds worden opgeslagen, worden afgezet als transportbrandstof of worden toegepast als chemische grondstof in bijvoorbeeld raffinaderijen of ammoniakproductie.

De huidige alkaline elektrolyse techniek, maar zeker de bijna marktrijpe PEM elektrolyse techniek, staan een snel opregelen vanaf koude start tot maximaal vermogen toe en het op zeer lage deellast '*stand-by*' blijven en snelle vraag-volgende invoeding op het net. De technologie is daardoor geschikt voor zowel levering als balanshandhaving. Omdat het veelal zal gaan om afname op het MS net is ook toepassing voor congestiemanagement denkbaar.

Gezien het product en de daaraan verbonden risico's, maar ook gezien de kwaliteit van het te elektrolyseren water (demiwater kwaliteit) is H₂-productie via elektrolyse qua toepassing beperkt tot industriële operators en eventueel producenten in de voertuigbrandstoffen sector (tankstations, wagenpark remises).

Het potentieel voor waterstofproductie is bij wijze van eerste orde benadering gelijk gesteld aan het vermogen van waterstofproductie uit aardgas voor de raffinaderijen in Rotterdam, i.e. circa 2 GW. Het in Rotterdam bestaande systeem van waterstoffabrieken en waterstof consumerende industrieën met hun onderlinge pijpleidingennetwerk vormen dan een gegarandeerd afzetkanaal voor waterstof uit waterelektrolyse.

De investeringskosten voor deze optie worden geschat op 700 €/kW, terwijl vaste O&M-kosten rond de 28 €/kW liggen.

Electrodenboiler voor Power-to-Heat (P2H)

Met electrodenboilers kan elektriciteit worden omgezet in warm water of stoom met maximale temperatuur van 350°C. Bij hoge invoeding van zon-PV en wind en resulterende lage prijzen voor elektriciteit kan zo tegen lage kosten warmte worden geproduceerd. De productiecapaciteit van electrodenboilers varieert van zeer kleinschalig voor toepassing bij huishoudens tot industriële installaties van enkele tientallen MW_e (tot circa 60 MW_e).

Electrodenboilers kunnen binnen enkele minuten na een koude start op vollast produceren, kunnen tot vrijwel nul in deellast worden terug geregeld en kunnen zeer snel worden gevarieerd in productie. De technologie is daardoor geschikt voor zowel levering, als balanshandhaving. Omdat het veelal zal gaan

¹⁵ In het meest kapitaalintensieve scenario moeten alle onderdelen nog worden gerealiseerd. Zoals in eerdere studies geïllustreerd is de installatie in dat geval onrendabel.



om inpassing op lagere netvlakken kan de optie ook bijdragen aan congestie-management.

De technologie is breed toepasbaar in vrijwel elke sector en door elke operator (producent, industrieel, MKB/utiliteit, residentieel). In deze paragraaf gaat de aandacht primair uit naar toepassing in de industrie, de glastuinbouw en stadsverwarming.

Het maximum vermogen dat gerealiseerd kan worden in de industrie is geschat op basis van de industriële vraag naar warmte met een temperatuur $\leq 250^{\circ}\text{C}$ in de industrie (zie (CE Delft, 2015a)), die varieert van 3,0 in de zomer tot 5,5 GW_{th} in de winter. Gegeven de omzettingsrendementen die tegen de 100% lopen, is het technisch potentieel voor toepassing van electrodenboilers voor warmtelevering dan ook 3,0 tot 5,5 GW_{e} , afhankelijk van het seizoen.¹⁶

In de glastuinbouw werd in 2015 iets meer dan 70 PJ aan warmte geproduceerd, waarvan ongeveer 65% door WKK werd geleverd (zie (CE Delft, 2015b)) en het overige deel hoofdzakelijk met gasgestookte ketels. De warmteproductie met WKK werd geleverd met ongeveer 4 GW_{th} aan thermisch vermogen en een inzet van zo'n 3.100 vollasturen (zie CBS Statline), wat correspondeert met het jaarlijkse aantal piekuren (met relatief hoge elektriciteitsprijzen). Aangezien de WKK-installatie veelal wordt gecombineerd met een warmtebuffer kan zo geproduceerd worden tegen de hogere elektriciteitsprijzen overdag, terwijl de warmte wordt opgeslagen voor de behoefte tijdens de nacht. Echter, ook deze warmtevraag laat een seizoenspatroon zien dat in de zomer terug kan lopen tot 40% van de piekvraag in de winter.¹⁷ Gezien het profiel van de warmteconsumptie bedraagt het minimaal benodigde vermogen dan 1,6 GW_{th} . Daarmee is er sprake van een technisch potentieel van ongeveer 1,6 GW_{e} aan electrodenboilers in de glastuinbouw, maar met name tijdens piekuren.^{18,19}

Warmtelevering via grootschalige stadsverwarmingsnetten bedraagt volgens ongeveer 19 PJ/jaar (zie (CE Delft, 2009)). De warmteproductie op een stadsverwarmingsnet als dat in Utrecht en Nieuwegein betreft voor ongeveer 20% basislastproductie (zie ook (CE Delft, 2014)). De overige 80% van de warmtevraag varieert sterk met het seizoen. Mogelijkheden tot afzet van hoge zon-PV en wind productie in de vorm van warmte zijn daarom beperkt tot de basislast warmtebehoefte. Voor de bestaande Nederlandse context komt dat neer op ongeveer 0,1 MW_{e} geïnstalleerd vermogen.

Investeringskosten voor industriële electrodenboilers liggen op 60 €/kW, terwijl vaste O&M-kosten op 1 €/kW worden (zie ook Energinet, 2012).

¹⁶ Hierbij is met name de business case voor installatie van electrodenboilers bij beschikbare aansluiting rendabel. Uitgaande van een totale aansluitcapaciteit die overeenkomt met het geïnstalleerd elektrische vermogen in de industrie komt dat neer op 2,8 GW_{e} aan geïnstalleerd electrodenboiler vermogen.

¹⁷ Gebaseerd op Wageningen UR Glastuinbouw, 2010; Wageningen UR Glastuinbouw, 2008; Wageningen UR Glastuinbouw, 2006.

¹⁸ Het potentieel zal hoger liggen als ook de warmteproductie door gasgestookte ketels in ogenschouw genomen worden.

¹⁹ Aangezien er ongeveer 3 GW_{e} aan WKK-vermogen is aangesloten, is er ook voldoende aansluitcapaciteit beschikbaar voor dit 1,6 GW_{e} aan elektroden boiler capaciteit.

Additionele vraagsturing grootzakelijk/industrie

Additionele vraagsturing grootzakelijk/industrie heeft betrekking op mogelijkheden om vraag naar elektriciteit in bedrijfsprocessen, en in het bijzonder in industriële processen, tijdelijk te reduceren in reactie op hoge elektriciteitsprijzen. Het kan hierbij ook om vraagverschuiving gaan, zodat op momenten van lagere elektriciteitsprijzen juist een hogere vraag resulteert.

Het wordt onder andere toegepast bij elektrolytische en elektrochemische processen met een hoge stroomvraag. Voorbeelden van dergelijke processen in Nederland zijn de productie van silicium-carbide (ESD-SIC, Delfzijl), fosfaten (voorheen Thermphos, Vlissingen), en chloor-elektrolyse (AkzoNobel, Rotterdam). Ook wordt vraagsturing toegepast in grote koelhuizen (Laborelec, 2013). Vraagsturing wordt gewoonlijk mogelijk gemaakt door intelligente systemen die productievolumes koppelen aan de energieprijzen te integreren in geautomatiseerde productiesystemen.

De snelheid, frequentie en duur waarmee vraagsturing in deze context kan worden toegepast hangt sterk af van de toepassing. In de meeste gevallen is het voor vanuit het perspectief van procesmanagement, bovendien noodzakelijk dat het terugschakelen tijdig wordt aangekondigd, en in de meeste gevallen tot uiterlijk tot een uur vooraf. Vanwege deze tijds termijn is vraagsturing in de industrie vooral toepasbaar voor flexibiliteitslevering op de day ahead markt en intraday markt. Alleen in bepaalde specifieke processen, zoals de productie van siliciumcarbide, kan het proces binnen enkele minuten stil gelegd worden en flexibiliteit worden aangeboden op de BM. Tot slot, is er veelal sprake van aansluiting op HS of MS zodat ook flexibiliteit ten behoeve van congestiemanagement kan worden geboden.

In principe kan iedere grootzakelijke elektriciteitsafnemer in industrie en dienstensector deze optie reeds toepassen. Daarbij kan de bedrijfsvoering in eigen hand gehouden worden of aan een derde partij worden uitbesteedt.

Voor Zuid-Duitsland zijn de theoretische potentiëlen voor vraagsturing geraamd in een studie voor Agora uit 2013 (zie (Agora Energiewende, 2013)). In dit onderzoek zijn 300 bedrijven geïnterviewd naar mogelijkheden voor het tijdelijk verminderen van hun vraag. In studie is enerzijds gekeken naar bedrijven in sectoren met een groot elektriciteitsverbruik zoals papier, chloor, cement en elektrostaal, en anderzijds kleine en middelgrote bedrijven. Bij de MKB-bedrijven gaat het om het elektriciteitsgebruik in koeling, verlichting en pompen.

In de energie-intensieve industrie wordt een groot deel van het vermogen als 'flexibel' gekenmerkt. Dit varieert tussen de 40 en 100%. Het gaat daarbij om afschakeltermijnen in de orde van 2 tot 4 uren, die zo'n 20-50 maal op kunnen treden. In totaal komt het potentieel uit op 450 MW, ten opzichte van een vraagvermogen van 620 MW. Het gebruik in de Nederlandse sectoren basis-metaal, papier, bouwmaterialen en anorganische chemie ligt in de orde van 8 TWh, wat correspondeert met ca. 900 MW. Als er, aansluitend op de studie voor Zuid-Duitsland, vanuit gegaan wordt dat hiervan 50% afschakelbaar is, volgt een afschakelbaar vermogen van ca. 500 MW.

Vraagsturing vergt aanvangsinvesteringen voor de invoering van intelligente sturingssystemen. De investeringen bestaan zowel uit fysieke instrumenten (sensoren, actuatoren, ICT hardware) als software. In het onderzoek Maatschappelijke Kosten en Baten van Slimme netten (CE Delft & KEMA, 2012)) worden per bedrijf de investeringen geraamd op € 19.000. Operationele kosten voor de ICT worden daarin geraamd op 15% van de investeringen in ICT



hardware en software, en 4% van overige investeringen. In de analyse van het potentieel in zuid-Duitsland worden activatie van vraagsturing prijsniveaus genoemd van 100-400 €/MWh_e, naast een maandelijkse capaciteitsvergoeding voor beschikbaarheid van 2.500 €/MW_e.

Additionele vraagsturing huishoudelijk

Vraagsturing in de gebouwde omgeving (huishoudelijk segment) omvat een groot aantal technieken, waarbij een aantal techniegroepen zoals elektrische auto's en warmtepompen een relatief groot en toegankelijk potentieel bieden. Om een technisch realistisch potentieel tot flexibiliteitsvoorziening door additionele vraagsturing op huishoudelijk niveau in beeld te brengen, wordt in deze paragraaf ingegaan op deze techniegroepen en worden overige categorieën buiten beschouwing gelaten.

Voor elektrische voertuigen zal een samengesteld laadprofiel van toepassing zijn, dat gedreven wordt door activiteit gedurende de dag. De resulterende vraag kan tijdelijk worden afgeschakeld op momenten van hoge elektriciteitsprijzen, en worden opgeschakeld op momenten van lage elektriciteitsprijzen. Indien *slim laden*, i.e. een prijs gedreven laad strategie, worden toegepast neemt gelijktijdigheid in dit samengestelde profiel toe. Afschakelbaar vermogen op momenten van lage elektriciteitsprijzen en opschakelbaar vermogen op momenten van hoge elektriciteitsprijzen neemt dan toe. Toepassing van *Vehicle2Grid* (V2G), i.e. teruglevering door elektrische voertuigen, geeft in potentie een additionele bijdrage aan flexibiliteit. In dat geval kan ten tijde van hoge elektriciteitsprijzen, niet alleen vraag worden afgeschakeld, maar ook elektriciteit worden geleverd. Deze flexibiliteit is op minuutbasis (en mogelijk ook korter) en op lagere netvlakken beschikbaar, zodat flexibiliteitslevering op de DAM, intraday markt en onbalansmarkt, maar ook congestiemanagement mogelijk is.

Ook in het geval van toepassing van warmtepompen in de gebouwde omgeving zal een samengesteld vraag optreden, met name in de koude maanden in de winter. Binnen de grenzen van de behoefte aan verwarming kan deze vraag worden verschoven van momenten met hoge elektriciteitsprijzen naar momenten met lage elektriciteitsprijzen. Hoewel moderne warmtepompen regelbaar (modulerend) zijn, is de techniek inherent minder geschikt voor flexibiliteit op tijdschalen tot een kwartier. Een warmtepomp heeft na een koude start circa 5 minuten nodig om een efficiënte werkingsgraad te bereiken. Het gaat hier dus niet om flexibiliteit op minuutschaal, maar flexibiliteit op kwartierbasis is technisch haalbaar.²⁰ Daarmee kan flexibiliteit worden geleverd binnen de tijdschalen van de day ahead markt, de intraday markt, en de BM. Ook in dit geval gaat het om decentrale opties, dus kan ook ondersteuning voor de CM worden aangeboden

Vanwege de schaal zal de flexibiliteitsvoorziening met behulp van elektrische voertuigen en warmtepompen in operationele zin hoofdzakelijk middels ICT worden bedreven. Beheer ligt dan primair bij leveranciers en aggregatoren.

²⁰ Mogelijk is er sprake van een hoger technisch potentieel, bijvoorbeeld bij onderdelen van de warmtepomp zoals de module met weerstandsverwarming die een onderdeel is van lucht/water warmtepompen en die normaal alleen bij te koude buitenlucht geactiveerd wordt. Ook is er meer flexibiliteit mogelijk indien de warmtepomp wordt gecombineerd met compacte thermische opslag, waarmee een concept als de warmtebatterij van TKI EnerGo ontstaat.

Om het technisch potentieel tot flexibiliteitsvoorziening met elektrisch vervoer en warmtepompen in de gebouwde omgeving te kwantificeren is de penetratie van de technologie conform het SER 2023-scenario verondersteld en geëvalueerd met het CEGRID-model. In dit scenario zijn 200.000 elektrische auto's (plugin-hybride en volledig elektrisch) voorzien en tevens bijna 400.000 warmtepompen ten behoeve van lage temperatuur ruimteverwarming van woningen en utiliteitsgebouwen.

Voor wat betreft het potentieel tot flexibiliteitslevering vanuit elektrisch vervoer op basis van voorgenoemde scenariosimulaties, volgt voor het totaal aan elektrische auto's een gelijktijdige vermogensvraag van gemiddeld 0,04 GW. Dit betreft dus de gemiddelde laadvraag die afschakelbaar is. Uiteraard varieert dit aangesloten vermogen per tijdstip en per locatie, want elektrische auto's kunnen worden beschouwd als mobiele batterijen. De gelijktijdige laadpiek van al deze auto's bedraagt 0,1 GW bij het reguliere laadprofiel. Zodra slim laden wordt toegepast, worden aangesloten auto's tegelijk op basis van een stuursignaal geladen en neemt de laadpiek toe tot 0,35 GW. Bij geschikte sturing is er dus gemiddeld 0,31 GW aan extra vraag beschikbaar.

Toepassing van *Vehicle2Grid* (V2G), i.e. teruglevering door elektrische voertuigen, geeft in potentie ook een grote bijdrage. Voor dit scenario resulteert een maximale invoeding van 0,35 GW uit de CEGRID-simulaties²¹, dus dat is een verandering van de gemiddelde gelijktijdige afname van -0,39 GW.

Het potentieel tot flexibiliteitslevering met behulp van warmtepompen in de gebouwde omgeving is een gemiddelde opname van 0,1 GW verondersteld, maar dit is vooral het geval in de koude maanden. De afnamepiek voor warmtepompen in woningen bedraagt dan 0,6 GW. Tijdens de wintermaanden suggereert dit een flexibiliteit van ca. 0,5 GW aan verschuifbare vraag.

De kostenschattingen voor vraagsturing in dit domein lopen uiteen. In de MKBA Intelligente Netten²² uit 2012 zijn CAPEX van € 170 per huishouden becijferd als eenmalige kostenpost. Indien de vraagsturing eenmaal is geautomatiseerd kan verondersteld worden dat er geen verdere variabele kosten aan vraag-verschuiving verbonden zijn. In geval van V2G toepassing op basis van lithium-ion technologie is er wel sprake van variabele kosten, omdat de prestaties van de batterij op langere termijn afnemen met het aantal laadcycli. Uitgaande van specifieke investeringskosten van 650 €/kW voor 2023 (zie bijvoorbeeld World Energy Council, 2016) en 3.200 laadcycli volgt 80 €/MWh aan additionele kosten van V2G toepassing, te verdelen over afname of invoeding.

4.3.4 Merit order voor additionele flexibiliteit

De rangorde van additionele flexibiliteitsopties voor situaties met lage en hoge invoeding van zonne- en windenergie kan in beeld gebracht worden aan de hand van een merit order op basis van technisch potentieel en marginale kosten. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen korte termijn

²¹ Aangenomen is dat het gemiddeld aantal met het net verbonden elektrische voertuigen 40% bedraagt tijdens werkdagen gedurende de dag en 60% in de overige uren van de dag en in de weekend. De maximale invoeding per auto (t.b.v. V2G) is begrensd op 6 kW. Het laadgedrag is uitgerekend bij een gemiddeld energieverbruik van 0,18 kWh/km en jaarkilometrage 15.000 km, dit laatste is het gemiddelde voor alle personenwagens.

²² CE Delft en KEMA. Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten Delft, CE Delft, januari 2012.

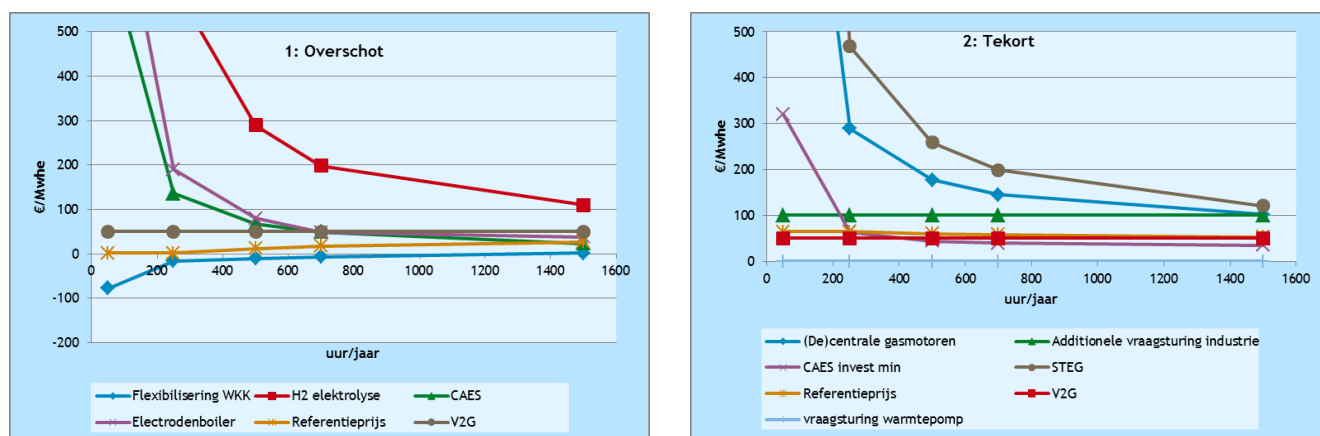
marginale kosten (op basis van kosten van inzet) en lange termijn marginale kosten (op basis van inzet en investeringskosten).

Tabel 7 Specificaties van technische kenmerken, kosten, levensduur en technisch potentieel per beschouwde flexibiliteitsoptie

		Aanbod			Opslag		Vraag		
		WKK-flexibilisering	(De)centrale gasmotoren	Additioneel STEG-vermogen	CAES	Elektrisch vervoer (V2G)	Waterstofproductie	Electrodenboiler industrie	Additionele vraagsturing industrie
Technische kentallen	Typische schaalgrootte installatie (MW _e)	25	9,5	435	300	700	2	20	20
	Elektrisch rendement (%)	35%	48,5%	59,5%	100%	85%	76%	99,5%	100%
	Koude start - vollast (minuten)		5	30		1	10	5	60
	Hot standby - vollast (minuten)		1			1	0,2	0,5	
	Deellast ondergrens (% geïnstall. verm.)		50%	50%			3%	1%	
Kosten	Investering (€/kW _e)	25	350	750	150	850	700	60	
	Vaste O&M (€/kW _e)		14	15	4,5		28	1	
	Variabele O&M (€/MWh _e)		5		0			0,5	20
Levensduur (jaar)		30	20	30	30	50	50	20	
Technisch potentieel Nederland (MW _e)		1.000	N.a.	N.a.	300	700	700	4.500	500

Bron: (Berenschot; CE Delft; ISPT, 2015)

Figuur 34 Screening curves voor (1) hoge en (2) lage invoeding van zonne- en windenergie.



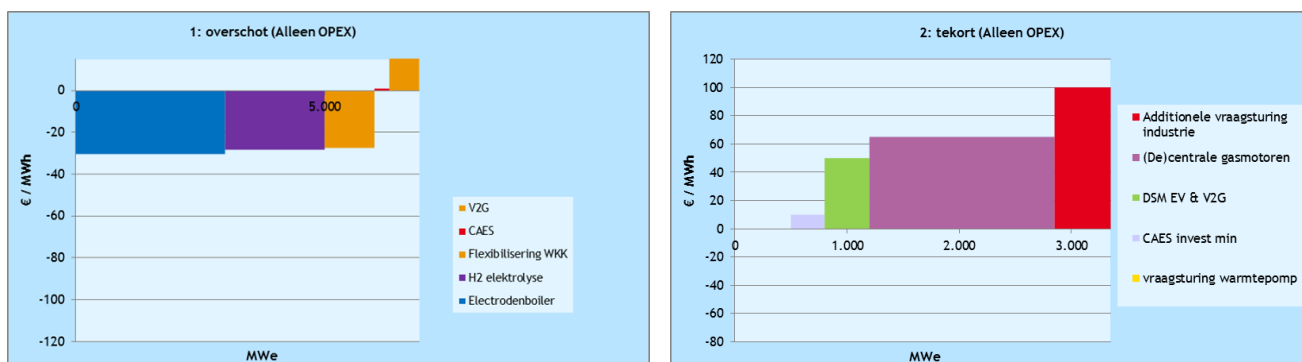
In deze paragraaf wordt deze merit order van niet-conventionele flexibiliteit in beeld gebracht op basis van de specificaties van de verschillende flexibiliteitsopties zoals die in voorgaande paragrafen zijn verondersteld. De daarvoor gehanteerde uitgangspunten en veronderstellingen, zoals neergelegd in voorgaande zijn samengevat in Tabel 7.

In Figuur 34 wordt voor de beschouwde opties een overzicht gepresenteerd van de totale kosten per MWh als functie van het jaarlijkse aantal vollasturen. Voor situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie 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 34 dat voor situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie vraagsturing (warmtepomp, elektrisch vervoer en in mindere mate vraagsturing in de industrie) en CAES aantrekkelijk zijn.

Tot slot worden geeft Figuur 35 de resulterende merit-order van marginale kosten van deze opties weer. Op basis van deze analyse wordt geconcludeerd dat voor situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie met name de elektrodeboiler, elektrolyse en flexibilisering van WKK goed gepositioneerd zijn met een significant technisch potentieel, gevolgd door CAES en V2G. Voor situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie is de vraagsturing van warmtepompen bij kleinverbruikers goed gepositioneerd met een significant potentieel, gevolg 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.

Figuur 35 Merit order flexibiliteitsopties op basis van korte termijn marginale kosten (OPEX) voor hoge (1) en lage (2) invoeding van zonne- en windenergie



Uit de figuur blijkt voor de flexibiliteitsopties in situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie de elektrodeboiler tegen de beste prijzen in de markt gezet kan worden, ondanks het feit dat dit op langere termijn deze technologie niet de laagste totale kosten met zich meebrengt. In geval van de flexibiliteitsopties in situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie zijn de opties op basis van korte en lange termijn marginale kosten op gelijke wijze geordend, en zijn de opties met de laagste kosten op lange termijn ook de opties met de laagste marginale kosten van productie, zodat deze opties ook beter in de markt gezet kunnen worden dan de alternatieven.

Concluderend kan gesteld worden dat voor situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie de elektrodeboiler en flexibilisering van WKK goed gepositioneerd zijn, met bovendien een fors technisch potentieel. Voor situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie zijn de vraagsturing met warmtepompen, en vraagsturing vanuit elektrisch vervoer en V2G goed gepositioneerd met een significant potentieel dat oploopt tot ruim 1,0 GW. Om marginale kosten basis lijkt ook CAES potentieel te bieden, maar gegeven de hogere CAPEX ligt het minder voor de hand. Daarna komt de conventionele optie van investering in gasmotoren i.e. flexibele conventionele productie-capaciteit weer in beeld.

4.4 Overzicht potentieel voor flexibiliteitslevering

In dit hoofdstuk is het potentieel voor flexibiliteitslevering in 2020-2030 verkend voor de drie marktsegmenten voor flexibiliteit zoals geïntroduceerd in Hoofdstuk 3. De verkenning omvat in de eerste plaats het potentieel aan bestaand vermogen na 2020 aan de hand van de huidige inzichten en verwachtingen zoals gerapporteerd door TenneT in het kader van de monitoring leveringszekerheid (TenneT, 2015). In de tweede plaats is het potentieel van een serie alternatieven tot flexibiliteitslevering in beeld gebracht aan de hand van potentiële technieken voor flexibiliteitslevering door aanbod, opslag en vraagsturing. Door de toepassingssector waarin deze technieken kunnen worden toegepast in beeld te brengen, is een inschatting gemaakt van het technisch potentieel voor de verschillende drie marktsegmenten voor flexibiliteit. Een overzicht van de bevinding is weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 Overzicht beschouwde potentieel voor flexibiliteitsvoorziening in 2023

Invoeding wind en zon	Toepassingssector	Levering	Balanshandhaving	Congestiemangement
Laag	Elektriciteitssector	- < 8,2 GW bestaand STEG-vermogen²³ - 0,3 GW CAES	Opwaarts: - 1,6 GW bestaand STEG-vermogen - 0,3 GW CAES Neerwaarts: - 5 GW bestaand STEG-vermogen - 0,3 GW CAES	-
	Grootzakelijk/ Industrie	- 0,5 GW additionele vraagsturing industrie		
	Glastuinbouw	-		
	Huishoudelijk/ MKB	- < 0,4 GW afschakelbare vraag/ontladen elektrisch vervoer (V2G) - 0,5 GW vraagsturing warmtepomp		
Hoog	Elektriciteitssector	- 0,3 GW CAES - 0,5 GW P2H in stadsverwarming	Opwaarts: - >5 GW bestaand vermogen - 0,3 GW CAES Neerwaarts: - 0,2 GW bestaand vermogen - 0,3 GW CAES - 0,5 GW P2H in stadsverwarming	- 0,5 GW P2H in stads-verwarming
	Grootzakelijk/ Industrie	- 1 GW Flexibilisering WKK - > 3 GW P2H - 2 GW waterstofproductie		
	Glastuinbouw	- 1,6 GW P2H		
	Huishoudelijk/ MKB	- < 0,6 GW opschakelbare vraag elektrisch vervoer - 0,5 GW vraagsturing warmtepomp		

²³ Het gaat hier om het vermogen dat beschikbaar is om de 1.500 hoogste residuele vraag uren te bedienen.

Uit het overzicht blijkt dat er een ruim potentieel beschikbaar is. Vergelijking met de flexibiliteitsbehoefte in Tabel 4 laat zien dat voor levering de reeds beschikbare flexibiliteit in het bestaande park zou volstaan voor de flexibiliteitsvoorziening in 2023. Echter, gegeven de onzekere situatie voor het gasgestookte piekvermogen valt niet uit te sluiten dat deze beschikbaarheid voor situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie verder onder druk komt te staan.

Voor deze situaties kunnen dan vraagsturing met warmtepompen, CAES en vraagsturing vanuit elektrisch vervoer en V2G en de industrie mogelijk een bijdrage leveren, voordat conventionele opties in beeld komen. Verder ontbreekt het in het huidige park aan mogelijkheden om voor levering af te regelen in situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie. In dit geval zijn de elektrodeboiler en flexibilisering van WKK goed gepositioneerd om een bijdrage te kunnen leveren.

In geval van balanshandhaving heeft de aangegeven flexibiliteit betrekking op vermogenslevering op kwartierwaarden. Ook in dit geval geldt dat de beschikbare flexibiliteit in het bestaande park in ruime mate zou volstaan om daarin te voorzien, aangenomen dat de huidige trend tot sluiting en conservering niet doorzet. Echter, in de extremere situaties van hoge en lage invoeding van hernieuwbare energie kan de flexibiliteitsvoorziening ten behoeve van de balanshandhaving onder druk komen te staan. De aangegeven bandbreedte voor beschikbare flexibiliteit vanuit het bestaande vermogen kan worden afgeleid van de flexibiliteit die beschikbaar is voor balanshandhaving als aangegeven in Tabel 8 op basis van snel schakelend centraal vermogen met hoge regelsnelheid, i.e. het STEG-vermogen.

Bovendien geldt voor balanshandhaving dat er momenten met zeer lage inzet van conventioneel vermogen zullen optreden bij hoge invoeding door wind en zon-PV. In die gevallen kan krapte en dus additionele behoefte aan flexibiliteit ontstaan.

Het potentieel voor eventuele inzet van flexibiliteit voor congestie-management in situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie, die onder de waarden zal liggen als aangegeven in Tabel 4, is relatief beperkt. In dit geval bieden met name de opties die beschikbaar zijn bij het huishoudelijke segment potentieel, i.e. de warmtepompen en elektrisch vervoer. In aanvulling daarop kan additionele vraagsturing in de industrie bijdragen, maar deze optie kent hogere marginale kosten. Daarbij zij opgemerkt dat overige vormen van vraagsturing bij de kleinverbruikers en MKB niet in het overzicht zijn opgenomen.

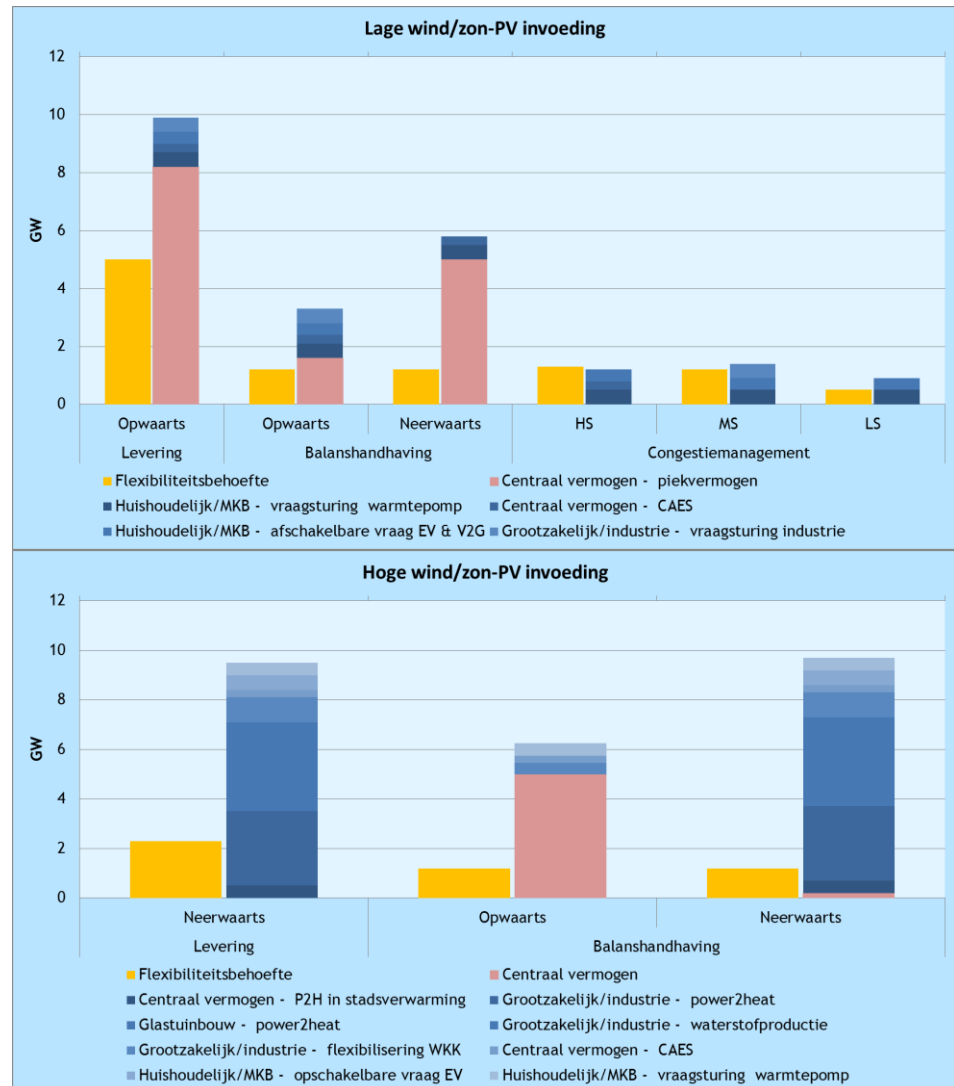
4.5 Gap-analyse

Om inzicht te krijgen in de verhouding tussen de flexibiliteitsbehoefte en het flexibiliteitsaanbod vanuit het bestaande park in combinatie met het potentieel tot flexibiliteitslevering kunnen deze componenten met elkaar vergeleken worden in een gap-analyse. Deze vergelijking wordt weergegeven in Figuur 36 voor respectievelijk de 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, conform Tabel 8.

In geval van situaties met lage invoeding van zonne- en windenergie wordt de residuele vraag vrijwel geheel bediend door conventioneel vermogen. In die situaties wordt het conventionele vermogen goeddeels ingezet voor

flexibiliteit in levering, i.e. de levering van piekvermogen. Als aangegeven in Figuur 36 kan het bestaande vermogen conform de huidige verwachtingen als geschetst in dit hoofdstuk goeddeels in deze behoefte vanuit levering voorzien. Als ook eerder aangegeven staat het bestaande segment dat dit piekvermogen kan leveren echter wel onder druk en valt voortzetting van de ingezette trend tot amovering niet uit te sluiten. Eventueel kunnen de alternatieve flexibiliteitsopties in dat geval aanvullende flexibiliteit leveren in de orde van 1,7 GW zoals ook weergegeven.

Figuur 36 Gap-analyse flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening vanuit bestaand vermogen en nieuwe flexibiliteitsopties voor lage (boven) en hoge (onder) invoeding van zonne- en windenergie in 2023



Voor balanshandhaving bij lage invoeding van zonne- en windenergie kan vermogen voor opwaartse en neerwaartse correcties onderscheiden worden. Vermogen voor neerwaartse correcties is in die situatie in ruime mate beschikbaar vanuit het bestaande park, maar dat geldt in mindere mate voor het vermogen voor opwaartse correcties. In dat geval kunnen flexibiliteits-opties een belangrijke aanvullende rol spelen in de flexibiliteitsvoorziening met het geschetste potentieel van 1,7 GW/kwartier.

Voor de invulling van de flexibiliteitsbehoefte ten gevolge van congestie bij lage invoeding van zonne- en windenergie kan centraal vermogen een rol spelen in levering van energie ter compensatie van de aanpassing in regionale productie of afname ten behoeve van congestie management. Evenals in Tabel 8, wordt in Figuur 36 echter slechts de laatste flexibiliteitscategorie in beeld gebracht. Hieruit blijkt dat het potentieel van de verschillende alternatieve flexibiliteitsopties vergelijkbaar is met de flexibiliteitsbehoefte zoals die volgt uit de gesimuleerde congestie op HS, MS en LS.

Concluderend, zal de flexibiliteitslevering vanuit het bestaande park veelal in ruime mate voorzien in de flexibiliteitsbehoeften in 2023 zoals dit zich aftekent op basis van het SER 2023-scenario. In extremere situaties van lage of juist hoge invoeding van zonne- en windenergie echter, kan de flexibiliteitsvoorziening vanuit het bestaande park onder druk komen te staan. Dit gegeven manifesteert zich in alle drie de beschouwde dimensies van flexibiliteitsbehoeften, i.e. levering, balanshandhaving en congestie.

5 Regulering & Marktinrichting

5.1 Fundamenten van de regulering

5.1.1 Eerste uitgangspunt: marktwerking

Het stelsel van Europese richtlijnen en verordeningen op energiegebied en de omzetting daarvan in Nederlandse wetgeving, kent als uitgangspunt dat de energiemarkten zo veel mogelijk gelijk moeten worden geordend als de markten voor andere goederen en diensten. Het motto van de Nederlandse regering daarbij is vastgelegd als: “Markt waar mogelijk, overheid waar nodig”.²⁴

Alle partijen worden beschouwd als marktpartij met uitzondering van de beheerder van de netten voor het transport en distributie van energie (elektriciteit en gas). Ook de eindgebruiker, incl. de kleinverbruiker, worden gezien als marktpartij die zelf in staat is ten eigen behoeve te handelen op de vrije energiemarkt.

Om de vrijheid in de energiemarkt te waarborgen, is op basis van EU-richtlijnen het beheer van de netten strikt gescheiden van activiteiten op de energiemarkt en worden verantwoordelijkheden en bevoegdheden van de netbeheerders nauwkeurig omschreven. De energienetwerken zijn in Nederland in handen van bedrijven waarvan de overheid (gemeenten, provincies en Rijksoverheid) aandeelhouder is en worden als (regionaal) monopolie beheerd, gebonden aan een wettelijke taak en strikte voorwaarden, met een expliciet verbod op productie en het verhandelen van elektriciteit en gas.

5.1.2 Tweede uitgangspunt: consumentenbescherming

De beschikbaarheid van energie is voor de eindgebruikers van essentieel belang en liberalisering van de energiemarkt is opgezet vanuit de overtuiging dat er in een vrije markt altijd een aanbieder zal zijn die een eindgebruiker energie wil verkopen. In dit denken is er een klassiek energiesysteem met primair éénrichtingverkeer van centrale productie via de transmissienetten en daarna de distributienetten, naar de eindgebruiker/consument. Daarbij bestaat het besef dat het grootste aantal eindgebruikers, te weten de kleinverbruiker (huishoudens en MKB), een kwetsbare partij is, en daarom vereist het EU-recht een hoog niveau van consumentenbescherming.²⁵ Het EU-recht legt de levering van energie vast als een universele dienstverlening en bindt de verkopers aan kleinverbruikers aan extra regels. Een verkoper heeft een vergunning nodig voor de verkoop van elektriciteit of gas aan (huishoudelijke) kleinverbruikers: een leveranciersvergunning²⁶. Tot de vergunningseisen behoren aspecten als het voeren van een betrouwbare

²⁴ Derde Energienota, Tweede Kamer 1995-1996, 24 525 nr. 2, 20 december 1995.

²⁵ EU-Elektriciteitsrichtlijn 2009-72, artikel 3.

²⁶ De term ‘leverancier’ wordt vaak gebruikt voor de vergunninghouder die elektriciteit verkoopt aan kleinverbruikers. In het wettelijk kader is de term ‘leverancier’ breder gedefinieerd als iedere marktpartij die elektriciteit verkoopt aan een eindgebruiker, dus ook de grootverbruikers.



administratie, het hanteren van transparante prijzen en voorwaarden, redelijke contracten, enz.

Enerzijds worden de (huishoudelijke) kleinverbruikers zo behoed voor de risico's van de markt, anderzijds wordt het hen echter ook niet toegestaan te handelen als een marktpartij met de daaraan inherente risico's.

5.1.3 Opbouw regulering

Basis voor de regulering van het elektriciteitssysteem in Nederland is de Elektriciteitswet 1998. Een nieuwe Elektriciteits- en Gaswet is 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 stonden²⁷, zullen deze op enig moment en wellicht in een andere vorm opnieuw aan het parlement worden voorgelegd.

In dit rapport wordt daarom alleen verwezen naar bepalingen in de bestaande wet, met waar relevant een verwijzing naar de voorstellen in het wetsvoorstel STROOM.

De uitwerking van de wet vindt plaats in secundaire wetgeving, de Algemene Maatregelen van Bestuur en Ministeriële Besluiten. Hierin worden de wettelijke bepalingen verder in details uitgewerkt.

De derde laag wordt gevormd door besluiten van de toezichthouder ACM, in dit verband zijn dat met name de Codes die de ACM vaststelt. Deze codes worden geschreven door de netbeheerders, verenigd in de Vereniging Netbeheer Nederland, besproken in het 'Gebruikersplatform Elektriciteits- en gasnetten' en daarna voorgelegd aan de ACM.

Tenslotte hebben de netbeheerders op basis van bovenstaande regulering²⁸ de taak om systemen voor de gegevensuitwisseling te ontwikkelen. Zij doen dit samen met een representatief deel van de leveranciers, de programma-verantwoordelijken en de meetverantwoordelijken²⁹, waarna de systemen voor alle partijen in de sector bindend zijn. Dit vormt de vierde laag van regulering.

5.2 Toegang tot markt en net

Zoals al besproken is het bevorderen van marktwerking een uitgangspunt van het EU-energiebeleid. Toegang tot de markt is uiteraard essentieel voor een goede marktwerking. Het fysieke netwerk is nodig voor het uitvoeren van de transacties die op de elektriciteitsmarkt stand komen en wij zullen daarom in deze paragraaf ook de toegang tot het net bespreken.

De randvoorwaarden voor marktwerking zijn op EU-niveau gesteld en worden vervolgens in nationale wetten vastgelegd. Zo moeten consumenten vrij zijn in het kiezen en wisselen van energieleverancier, zijn er bepalingen over de onafhankelijkheid van de netbeheerder en zijn er regels die non-discriminerende toegang tot het fysieke net waarborgen. Echter, als het gaat om het

²⁷ Een meerderheid van de Eerste Kamer kon niet instemmen met het ongewijzigd laten van de bepalingen van het onafhankelijk netbeheer, die in 2008 aan de Elektriciteitswet 1998 zijn toegevoegd.

²⁸ Informatiecode, hoofdstuk 9.

²⁹ Informatiecode, art. 9.1.1.

werkelijk participeren in de (flexibiliteit) markt en nettoegang, kent de wet juist ook barrières.

5.2.1 Toegang tot de markt

De elektriciteitswet verbiedt in de eerste plaats het leveren aan kleinverbruikers als daarvoor geen leveringsvergunning is.³⁰

Het doel van deze leveranciersvergunning is de leveringszekerheid garanderen en het beschermen van de eindgebruiker tegen onredelijke prijzen en andere voorwaarden. De leveringsvergunning brengt verschillende plichten met zich mee. Zo moet de vergunninghouder zorgen voor de universele dienstverlening voor kleinverbruikers.³¹

5.2.2 Toegang tot het net

EU-regelgeving bepaalt dat de netbeheerder verplicht is een ieder die daarom verzoekt aan te sluiten op het door hem beheerde net.³² De netbeheerder moet daarbij voldoende informatie verschaffen en mag op geen enkele wijze discrimineren tussen partijen. De lidstaten mogen wel technische voorwaarden stellen aan de aansluiting op het net.³³ In de Netcode en de Systeemcode onder de Elektriciteitswet zijn deze technische eisen uitgewerkt.

5.3 Systeemvereisten

De specifieke eigenschappen van elektriciteit stellen eveneens specifieke eisen aan het gedrag van alle partijen betrokken bij de uitwisseling van elektriciteit. Belangrijkste eigenschap in dit verband is het feit dat elektriciteit niet als zodanig kan worden opgeslagen in het transport- en distributienetwerk. Een continue afstemming van aanbod en vraag, of - nauwkeuriger geformuleerd - het afnemen van het net en het invoeden op het net³⁴ is daarom noodzakelijk. Daartoe is het systeem van de zogenaamde programma-verantwoordelijkheid ingevoerd.

5.3.1 Programmaverantwoordelijkheid

In Nederland zijn marktpartijen vrij om elektrische energie te kopen van of verkopen aan wie ze maar willen. Voor deze aan- respectievelijk verkoop gaan partijen contractueel geregelde koop- en verkooptransacties aan. Deze transacties worden uitgevoerd via transporten op het elektriciteitsnet, waarbij de totale fysieke belasting van het net volgt uit de optelsom van alle individuele transporten.³⁵

Alle marktpartijen zijn wettelijk verantwoordelijk voor de handhaving van de energiebalans van hun transacties: het zogenaamde systeem van programma-

³⁰ Art. 95a lid 1 elektriciteitswet, lid 2 noemt een aantal uitzonderingsgronden.

³¹ Dit is een Europese eis Art. 3 lid 3 Richtlijn 2009/72/EG betreffende regels voor de interne markt, neergelegd in art. 95b lid 1 elektriciteitswet.

³² Art. 23 lid 1 elektriciteitswet.

³³ Art. 25 Richtlijn 2009/72/EG betreffende regels voor de interne markt.

³⁴ Het gebruik van opslagtechnieken zal hierin geen verschil brengen.

³⁵ De individuele transacties kunnen leiden tot transporten die elkaar opheffen: een Zeeuwse partij koopt elektriciteit bij een producent in Groningen en een Groningse partij koopt een gelijke hoeveelheid bij een producent in Zeeland. Fysiek leidt dit niet tot een transport tussen Zeeland en Groningen. Alleen de facturen gaan van Groningen naar Zeeland en omgekeerd.

verantwoordelijkheid. Dit systeem is vastgelegd in de technische codes, met name de Systeemcode.

Kern van het systeem is dat elke marktpartij verplicht is om evenveel elektriciteit op het net te zetten als er van af te nemen: zijn positie moet in balans zijn. Het betreft zijn eigen verbruik, zijn eigen productie, zijn levering aan klanten en zijn transacties met anderen waarbij de elektriciteit op het net wordt overgenomen. De netbeheerder van het landelijk elektriciteitsnet TenneT corrigeert eventuele afwijkingen in de balans van alle marktpartijen tezamen op het moment dat er in real time een afwijking bestaat.

Dit principe is als volgt uitgewerkt: Elke marktpartij is verplicht om voor elk kwartier in een etmaal een planning van invoeding (productie en aankoop) en onttrekking (levering en verkoop) te maken (zowel binnen haar eigen portfolio als handel) en dit daags tevoren in een zgn. Energieprogramma, ook wel E-programma, bekend te maken aan TenneT. Op de dag van uitvoering zijn de marktpartijen er zelf voor verantwoordelijk om hun programma uit te voeren en daarmee zelf in balans te zijn. Als alle partijen individueel in balans zijn, is het energiesysteem als geheel ook in balans. TenneT controleert of ieder ingediend E-programma in balans is en of de programma's onderling consistent zijn (aankoop bij de ene partij moet overeenkomen met verkoop van de wederpartij).

In de praktijk treden altijd afwijkingen op ten opzichte van de E-programma's en TenneT heeft de taak om de tekorten of overschotten in het systeem te corrigeren (op continue basis). Ook de variaties binnen het kwartier vangt TenneT op door het geleverde vermogen continu aan te passen op het gevraagde vermogen (de vermogensbalans). TenneT vraagt vooraf biedingen voor het leveren van zgn. Regel- en reservevermogen en door middel van een biedladder worden de biedingen afgeroepen. De kosten van deze transacties worden doorberekend aan elke marktpartij naar rato van de afwijking tussen zijn E-programma en de gerealiseerde elektriciteitsstroom: zijn onbalans.

Naast de biedingen die TenneT ontvangt van partijen waar contracten mee zijn gesloten, kunnen andere marktpartijen ook vrije biedingen doen. Dit zorgt ervoor dat er meer liquiditeit in de onbalansmarkt ontstaat. Verder bestaat in Nederland ook de mogelijkheid om passief bij te dragen aan de onbalans door te reageren op de onbalans die TenneT elke minuut (met een vertraging van 2 minuten) op haar website publiceert. Al deze opties zorgen ervoor dat het systeem zoveel mogelijk in balans blijft.

In principe zijn dus alle circa 7 miljoen marktpartijen verantwoordelijk jegens de TSO TenneT voor de planning en realisatie van hun energieverbruik of -productie. Voor de kleinverbruikers is bij wet vastgelegd dat de leverancier van de kleinverbruiker deze verantwoordelijkheid overneemt (zie Paragraaf 5.3.3.). De grootgebruikers (met een aansluiting groter dan 3x80 A) zijn wél gehouden hun verbruik daags te voren bekend te maken en daar naar te handelen. Een grootgebruiker maakt afspraken met zijn leverancier(s) over de wijze waarop de grootverbruiker zijn verbruik aankondigt en hoe hij op de realisatie wordt afgerekend.

5.3.2 Programmaverantwoordelijke partijen

Het is mogelijk de programmaverantwoordelijkheid over te dragen aan een andere partij (ook wel PV-partij) en dit is in Nederland ook gebruikelijk. In de praktijk zijn er 30 gespecialiseerde marktpartijen die deze verantwoordelijkheid daadwerkelijk uitoefenen (zie Bijlage C met lijst van de erkende partijen). Het overdragen van de programmaverantwoordelijkheid is

een onderwerp dat in de contracten van een grootverbruiker met zijn leverancier(s) - al dan niet expliciet - geregeld wordt.

Het vermoeden bestaat dat het overgrote deel van de grootverbruikers op dit moment geen nauwkeurige planning maakt van het elektriciteitsverbruik en de kosten daarvan (de onbalanskosten die de leverancier/PV-partij aan hem doorberekent) accepteert. Slechts een beperkte groep grootverbruikers neemt daadwerkelijk verantwoordelijkheid voor hun elektriciteitsverbruik op elk kwartier van de dag. Ook deze actievare grootverbruikers oefenen deze verantwoordelijkheid uit via één van de 30 door TenneT erkende markt-partijen.

5.3.3 Programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers

De circa 6 miljoen kleinverbruikers (met een aansluiting van kleiner dan 3x80A) dragen volgens de wet zelf geen programmaverantwoordelijkheid; deze is overgedragen aan de leverancier van de kleinverbruiker³⁶. De leverancier is dus verantwoordelijk voor de dagelijkse planning en realisatie van alle kleinverbruikers in zijn portefeuille. Dit sluit aan bij de praktijk van de afgelopen decennia en de leverancier heeft dus jarenlange ervaring met het voorspellen van het afnamepatroon van zijn klanten. Onderlinge verschillen middelen zich grotendeels uit omdat het om grote groepen, gelijksoortige kleinverbruikers gaat.

De leverancier zal bij het opmaken van zijn programma, de nominatie, ook het verbruik van zijn kleinverbruikers moeten benoemen. Hij is geheel vrij om deze schatting uit te voeren en hij zal zich daarvoor baseren op gegevens als vakantieperioden, weersomstandigheden en de kennis over zijn klanten. Hoe nauwkeuriger deze nominatie blijkt te zijn, hoe kleiner de onbalans veroorzaakt door de kleinverbruikers.

Daags na realisatie bepaalt TenneT - weer per kwartier - op grond van de meetgegevens (van grootverbruikers, inclusief producenten, van in- en export, van transportomvang) de omvang van het gezamenlijke verbruik van de kleinverbruikers.

De toewijzing van dit gerealiseerde verbruik naar elk van de kleinverbruikers en de leveranciers, de zogenaamde allocatie, vindt daags na realisatie plaats op basis van profielen, waarin het jaarverbruik van een kleinverbruiker verdeeld is over alle ongeveer 35.000 kwartieren van een jaar, rekening houdend met seizoenen, dag van de week, uur van de dag. Deze profielen worden jaarlijks door de netbeheerders en leveranciers in EDSN-kader (Energy Data Services Nederland) vastgesteld op grond van een analyse van het historische verbruik van de kleinverbruikers. Na het vaststellen van het jaarverbruik van een kleinverbruiker op basis van zijn individuele meetgegeven wordt de berekening van de toewijzing aan zijn leverancier opnieuw vastgesteld, de zogenaamde 'reconciliatie'. Omdat de jaarverbruiken van alle kleinverbruikers pas na meer dan 12 maanden compleet zijn, vindt de reconciliatie noodgedwongen pas 17 maanden na de realisatiedatum plaats.

De introductie van de slimme meter maakt het mogelijk op een veel directere wijze het verbruik van een kleinverbruiker te meten en deze meetgegevens te gebruiken voor de afrekening. De kleinverbruiker kan daardoor een veel dynamischer rol in het elektriciteitssysteem gaan spelen.

³⁶ Elektriciteitswet 1998: art 1, lid 1 onder o.



5.3.4 Transportprognoses

In samenhang met het E-programma dient een PV-partij ook een overzicht in van de locaties waar hij zijn afname en invoeding zal realiseren, de zogenaamde transportprognose. Dit zal voornamelijk worden bepaald door de keuze van de inzet van de centrales en andere productiemiddelen en de aan- en verkopen met andere PV-partijen; de locaties van de afnemers liggen immers vast.

Deze transportprognose stelt de netbeheerders in staat na te gaan of de aldus voorgenomen transporten uitvoerbaar zijn gezien de capaciteit van het net. Indien dit niet mogelijk is, bijvoorbeeld door tijdelijke capaciteitsbeperkingen tijdens onderhoud, dan zal de netbeheerder moeten ingrijpen (zie ook Paragraaf 3.3).

5.3.5 Vereisten aan berichtenverkeer

Voor de uitoefening van de programmaverantwoordelijkheid stelt de Systeemcode eisen aan de wijze van communiceren van de PV-partijen met TenneT via een Centraal Postbus Systeem, ook wel het berichtenverkeer genoemd. Op dit moment hanteert TenneT daartoe het EDINE-systeem (Electronic Data Interchange in the Netherlands Energy Sector).³⁷ Sinds 2006 wordt door de sector in overleg met de ACM gewerkt aan één open standaard voor het berichtenverkeer ter vervanging van EDINE en andere protocollen (zie ook (Dte/NMA, 2006)). Wanneer deze nieuwe standaard wordt ingevoerd, is onbekend.

Voorts zijn onder de hoede van EDSN registers opgesteld met voor elke aansluiting de leverancier, de PV-partij, de netbeheerder en de meetreeksen, voor goede afwikkeling van de administraties van de energiebedrijven. Op basis van deze registers administreert EDSN ten behoeve van de netbeheerders, leveranciers en PV-partijen hun onderlinge transacties: verrekening van de afdracht van netwerktarieven van leverancier naar netbeheerder, verrekening van de correctievolumes na reconciliatie, enz. In dit verband is de communicatie tussen partijen in een zogenaamde ‘detail-procesmodel’ vastgelegd (zie (NEDU, 2014)). Alle nieuwe partijen dienen zich aan de communicatieprotocollen van het EDSN-systeem te conformeren.

5.4 Netkosten en energiebelasting

De netbeheerder berekent netkosten door aan de eindverbruiker via een nettatarief en de Rijksoverheid int belasting op het gebruik van elektriciteit. De wijze waarop deze kosten zijn vormgegeven, hebben invloed op de toegankelijkheid van het net en de waarde van flexibiliteit.

5.4.1 Netkosten

De kosten van het beheren van het net en het aanleggen en onderhouden van aansluitingen worden door de netbeheerders doorberekend aan de gebruikers van het net. De tarieven worden door elke netbeheerder berekend en moeten worden goedgekeurd door de ACM. De belangrijkste tarieven van de netbeheerders zijn het aansluittarief en het transporttarief.

³⁷ www.tennet.eu/nl/customers/procedures-and-regulations/edine.html

De EU-Verordening betreffende de toegang tot het net³⁸ stelt een aantal voorwaarden voor de totstandkoming van tarieven. Zo moeten de tarieven transparant zijn en een afspiegeling vormen van de werkelijke kosten (het zgn. kostenveroorzakingsprincipe) , voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast. De tarieven mogen voorts niet afstandsgebonden zijn om afnemers in de buitengebieden niet onevenredig te benadelen. Wel mogen locatieprijken worden toegepast voor het lokaal benutten van opgewekte elektriciteit. Nederlandse wet bepaalt verder de wijze waarop de kosten worden verdeeld over de verschillende categorieën van aangeslotenen.

De volgende principiële keuzes heeft de Nederlandse wetgever daarbij gemaakt:

- verschillend tarief voor de aanleg en instandhouding van de aansluiting resp. voor het transport van elektriciteit;
- alleen voor het afnemen van elektriciteit wordt een tarief berekend dat de kosten van het transport van elektriciteit dekt; voor het invoeden van elektriciteit uit een productie-eenheid op het netwerk worden geen transporttarieven in rekening gebracht;
- één postzegeltarief, zonder afstands- of locatie-afhankelijke componenten;
- cascadering van nettarieven, waarbij kosten van het hoogspanningsnet van de TSO (deels) worden doorberekend aan netvlakken van regionale netbeheerders op lagere spanningsniveaus.

Alleen een transporttarief bij afnemen

De kosten van de netbeheerders die direct verband houden met het transport van elektriciteit, worden via het transport-afhankelijk verbruikerstransport-tarief (TAVT) alleen berekend voor het afnemen van elektriciteit³⁹.

Daarnaast is er het transport-onafhankelijke tarief (TOVT) dat de kosten van de netbeheerders dekt die geen directe relatie hebben met het transporteren van elektriciteit, zoals bijvoorbeeld de kosten van administratieve verwerking van meetgegevens, het beheer van het aansluitregister en de facturatie.

Het TAVT dekt de kosten die wel een directe relatie hebben met het transport van elektriciteit en die toenemen naarmate het transport van elektriciteit stijgt. Hieronder vallen onder andere de afschrijvingslasten van de infrastructuur van netbeheerders, de kosten van aanleg en instandhouding van de netinfrastructuur.

Op grond van overwegingen van internationale concurrentieverhoudingen bij de productie van elektriciteit, wordt het transport-afhankelijke deel van het transporttarief (TAVT) alleen in rekening gebracht bij afname van elektriciteit van het net. Voor het transport van op het net ingevoede elektriciteit is geen TAVT verschuldigd, maar wel het TOVT.⁴⁰ In het verleden was er overigens wel sprake van een invoedingstarief op het net van TSO TenneT: het landelijk uniform producententarief (LUP). In 2004 is dit tarief echter op nul gesteld om de internationale concurrentie niet te bemoeilijken en om de positie van WKK te verbeteren. In 2013 heeft het ministerie van Economische Zaken besloten

³⁸ Art. 14 Regulering nr. 714/2009.

³⁹ Tarieencode, hoofdstuk 3.

⁴⁰ Art. 29 lid 2 van de Elektriciteitswet en Art. 6.4 lid 3 van het concept wetsvoorstel STROOM.

de wettelijke basis voor de LUP af te schaffen, waarna de ACM in 2015 de relevante paragraaf en artikelen in de Tarievenscode ten behoeve van de leesbaarheid geschrapt heeft.

Geén transportafhankelijk tarief voor kleinverbruikers

Kleine aansluitingen (kleinverbruikers) betalen één tarief voor de aansluiting en voor het transport van elektriciteit, het zogenaamde capaciteitstarief (alleen het tarief voor de capaciteit van de aansluiting die nodig is voor de afname van elektriciteit wordt in rekening gebracht, ook al is de aansluiting groter ten behoeve van productie en invoeding van elektriciteit). Er is voor kleinverbruikers derhalve geen volumecomponent (tarief per afgenomen kWh) bij de berekening van de transporttarieven.

Transport en capaciteit in het tarief voor grootverbruikers

Grote aansluitingen (>3x80A) betalen een aansluittarief en een transporttarief, waarbij het transporttarief uit een vast en een variabel deel bestaat. Het vaste deel, 'vastrecht transport' of 'transport-onafhankelijk tarief' (TOVT), is een vast bedrag per maand per energierichting. Als een aansluiting zowel van het net afneemt als aan het net levert wordt slechts eenmaal dit vastrecht gerekend. Het variabele deel wordt maandelijks berekend op basis van de getransporteerde kWh's, het gecontracteerde transportvermogen (kW_{contract}) en het gemeten maximale transportvermogen (kW_{max}) in die maand. Het variabele deel geldt alléén voor zover elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Deze laatste component bedraagt voor aansluitingen tot 1,5 MW (aansluiting op het laag- en middenspanningsnet) voor getransporteerde elektriciteit circa € 0,01/kWh plus ca € 1,5/kW per maand over het maximum opgetreden transportvermogen. Grotere aansluitingen (aangesloten op tussen- en hoogspanningsnet) kennen geen tarief voor de getransporteerde kWh, maar alleen een tarief voor het per maand gecontracteerde vermogen plus het gemeten maximum vermogen van de grootverbruiker en is € 2 à 4 per kW per maand. Indien de bedrijfstijd van een aansluiting minder dan 600 uur per jaar bedraagt, gelden deels lagere tarieven.⁴¹

Tegemoetkoming energie-intensieve industrie

In navolging van Duitsland bevat de Nederlandse wet ook een bepaling die de netkosten van de energie-intensieve industrie verlaagt.⁴² Afnemers van grote volumes (meer dan 50.000 MWh/jaar) met een stabiel afnamepatroon (bedrijfstijd van meer dan 65%, ofwel meer dan 5.700 vollasturen/jaar), betalen het nettatarief over neerwaarts gecorrigeerde volumes, ook wel de volumecorrectie voor energie/intensieve industrie genoemd. Volgens de toelichting bij dit artikel zouden 30 à 35 afnemers in aanmerking komen voor de toepassing van de volumecorrectie en zou het bedrag van de vermindering van netkosten in totaal € 21 miljoen per jaar bedragen. Dit heeft betrekking op naar schatting 10% van de elektriciteitsvraag.

De correctie is afhankelijk van de bedrijfstijd en het maximaal gemeten transportvermogen (kW_{max}): hoe lager de bedrijfstijd, of hoe hoger het maximaal gemeten transportvermogen, hoe lager de correctie. Met andere woorden, hoe minder stabiel het afnamepatroon, hoe lager de correctie. Aangezien deze correctie op basis van bedrijfstijd sterk zou kunnen afnemen bij vraagsturing door afschakeling tijdens piekuren, zou met deze regeling een

⁴¹ Op basis van gegevens de vijf grote netbeheerders.

⁴² Elektriciteitswet 1998, artikel 29 lid 7 en verder.

negatieve prikkel ontstaan voor vraagsturing. De bedrijfstijd wordt daarom gebaseerd op het verbruik in daluren geëxtrapoleerd naar het volledige het gehele jaarverbruik, zodat neerwaartse vraagsturing gedurende de piekuren geen gevolgen heeft voor de bedrijfstijd zoals die in de berekening wordt gedefinieerd. De correctie is echter wel sterk afhankelijk van het maximaal gemeten transportvermogen. Opwaartse vraagsturing die leidt tot een verhoging van de $kW_{\max}$ kan daarmee leiden tot fors hogere netkosten, zodat flexibiliteitslevering in situaties van overvloedige elektriciteitslevering door zon-PV en wind wordt ontmoedigd door de huidige berekeningsmethodiek in de regeling. Een afnemer van 35 MW in continubedrijf (7.000 uur/jaar) krijgt volgens deze bepaling een correctie van 73% op zijn netkosten. Dit komt, afhankelijk van het aansluitniveau en de netbeheerder, neer op een verlaging van de netkosten in de orde van € 1 à 1,5 miljoen per jaar. Bij een gelijk jaarverbruik, maar een 10% hogere piekvraag, stijgen zijn netkosten met € 400.000 à 600.000 per jaar.

Cascadering van de nettarieven

De EU-voorwaarde dat transporttarieven niet afstandsgebonden mogen zijn is belangrijk om te zorgen dat ook de gebruikers in buitengebieden een betaalbare energieprijis kunnen genieten. Dit beginsel, tezamen met het cascadestelsel, zorgt er echter wel voor dat er voor netgebruikers geen enkele prikkel is om lokaal opgewekte energie ook lokaal te gebruiken. Ook in het geval een iemand (een bedrijf of consument) de door zijn buurman opgewekte elektriciteit op hetzelfde moment gebruikt, betaalt hij voor het gebruik van het net een tarief waarin de kosten verwerkt zitten van de hoogspanningsnetten van zijn netbeheerder en zelfs de kosten van het internationale elektriciteitstransport⁴³. Dit staat op gespannen voet met het kostenveroorzakingsprincipe.

5.4.2 Belastingen op elektriciteit

Op elektriciteit wordt naast de BTW (21%) ook een specifieke energiebelasting geheven. Op EU-niveau is de belasting op elektriciteit geregeld in de Richtlijn tot herstructurering voor belasting op energieproducten en elektriciteit. Deze richtlijn staat, onder andere, gedifferentieerde belastingniveaus en vrijstellingen toe.⁴⁴

De energiebelasting (Wet Belasting op Milieugrondslag, hoofdstuk 6) wordt geheven op het eindgebruik van elektriciteit als een tarief per afgenomen kWh. Het tarief gaat om een degressief tarief op basis van een indeling in schijven: hoe hoger het gebruik, hoe lager het tarief per kWh. Hiervoor is gekozen om de concurrentiepositie van het bedrijfsleven op de (internationale) markt te ontzien.

Per woning ('een elektriciteitsaansluiting in het geval van verblijfsfunctie') geldt een belastingvermindering als vast bedrag per jaar. De gedachte hierachter is dat een deel van het energieverbruik wordt gezien als basisbehoefte, waarover geen energiebelasting wordt geheven. In 2016 is deze teruggave € 310,81.

⁴³ In dit voorbeeld mag worden aangenomen dat de elektriciteit de weg van de minste weerstand volgt en daadwerkelijk in het hetzelfde netvak ingevoerd en afgenomen wordt.

⁴⁴ Art. 5-6 Richtlijn 2003/96/EG tot herstructurering voor belasting op energieproducten en elektriciteit.

De Wet opslag duurzame energie legt daarnaast een doelheffing op het verbruik van elektriciteit ten behoeve van de subsidiering van investeringen in de opwek van duurzame elektriciteit. Deze opslag wordt gelijk met de energiebelasting geïnd. In Tabel 9 zijn de tarieven opgenomen van beide belastingen.

Tabel 9 Energiebelastingtarieven op elektriciteitsverbruik in 2016

Tarieven 2016 in €/kWh	Energiebelasting	Opslag duurzame energie
Jaarverbruik		
< 10.000 kWh/j	0,1007	0,0056
Van 10.000 tot 50.000 kWh/j	0,04996	0,0070
Van 50.000 tot 10.000.000 kWh/j	0,01331	0,0019
> 10.000.000 kWh/j niet-zakelijk	0,00107	0,000084
> 10.000.000 kWh/j zakelijk	0,00053	0,000084

5.4.3 Salderen

Voor kleinverbruikers is er een mogelijkheid om elektriciteit in te voeden op het net. Tot maximaal het eigen totale verbruik moet de leverancier de ingevoede elektriciteit in mindering brengen op de leveringskosten voor duurzame elektriciteit, de zogenoemde 'salderingsregeling'.⁴⁵ Hiermee participeren zij uiteraard niet aan een markt: de wet bepaalt de verhouding tussen de kleinverbruiker en zijn leverancier. De kleinverbruiker heeft ook geen belang in een flexibiliteitsmarkt omdat hij niet geprikkeld wordt om in te spelen op tekorten of overschotten. Deze salderingsregeling wordt in 2017 herzien en met als mogelijke conclusie dat deze in 2020 afgeschaft wordt.

Overigens leidt het salderen wel tot een symmetrie in de belastingheffing, waardoor voor een kleingebruiker de belastingheffing zelf niet de belemmering vormt voor het leveren van flexibiliteit.

5.4.4 Effecten van nettarieven en energiebelasting op de flexibiliteit

Omdat in de nettarieven en energiebelasting een component zit die alleen op afname door een eindgebruiker van het net worden geheven, ontstaat er voor de eindgebruiker een verschil in financiële waardering van een ingevoede of een afgenomen kWh. Het vermijden van inkoop van een kWh levert meer op dan de verkoop van een kWh aan een derde die flexibiliteit vraagt.

De afnemer betaalt de prijs van de elektriciteit (groothandelsprijs plus diensten van de leverancier) plus de nettarieven (TAVT en TOVT) en de energiebelasting en de opslag duurzame energie. Bij het leveren van elektriciteit ontvangt hij alleen de prijs van de elektriciteit, verminderd met een deel van het nettarief (TOVT). Bij productie voor eigen gebruik worden dus verscheidene kostencomponenten vermeden die wel in rekening worden gebracht bij afname van het net. Daarmee ontstaat de situatie dat productie voor eigen gebruik aantrekkelijker is dan afname van het net, ook als de productiekosten hoger liggen dan de marktprijzen en afschakeling van eigen productie zou leiden tot lagere systeemkosten (en dus efficiëntere systeemallocatie). Het latente potentieel voor flexibiliteitslevering wordt dus beperkt in de afweging om te produceren voor eigen gebruik of af te nemen van het net, i.e. de zogenaamde make-or-buy beslissing.

⁴⁵ Art. 31c lid 1 elektriciteitswet.

Als een middelgrote productie-eenheid van 10 MW (bijvoorbeeld industriële WKK in volcontinu-bedrijf) 50% van de elektriciteit, 5 MW, aan het net levert, zijn de variabele netkosten ca. € 6.000 per jaar. Als er flexibiliteit gevraagd wordt en het bedrijf neemt in elke maand gedurende enige tijd (bijv. 10 uur) 10 MW van het net af, dan zijn de variabele netkosten € 12.000 en de belastingen € 19.000. Dit leidt tot € 25.000 extra kosten door afname in plaats van de reguliere invoeding en per MWh komen deze neer op € 21/MWh.⁴⁶ Deze kosten zijn significant tegenover de huidige groothandelsprijs van elektriciteit en hebben dus een grote invloed op de keuze op de inzet van een WKK. De kostprijs van inkoop van elektriciteit is dan meer dan € 20/MWh hoger dan de marktprijs die leidend is voor de verkoop van elektriciteit. Dit vormt een rem op het direct verhogen van de vraag naar elektriciteit als daar behoefte aan bestaat.

5.5 Marktinrichting Elektriciteit

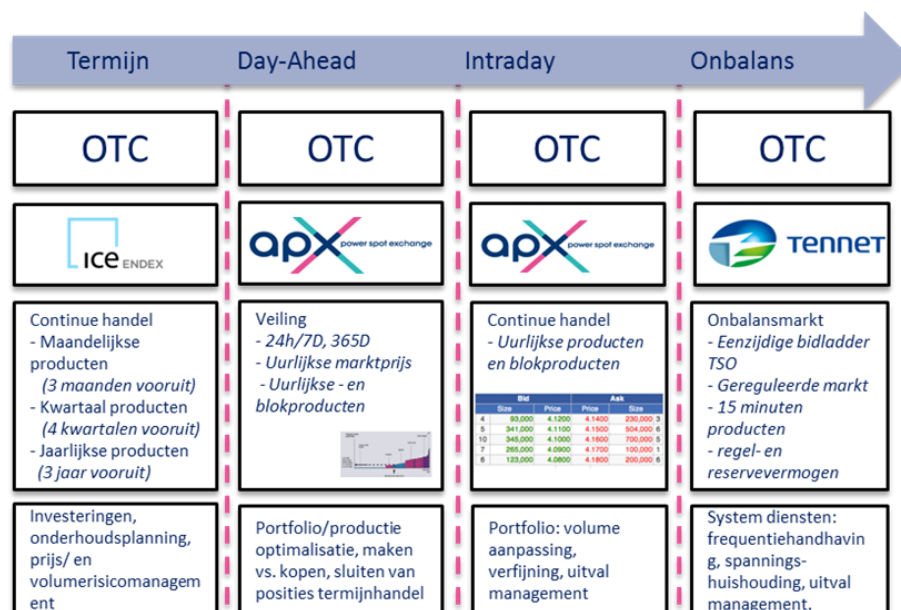
De bedrijven actief in het produceren, leveren en afnemen van energie hebben een aantal marktomgevingen geschapen om onderlinge transacties te kunnen sluiten. Elk van deze is ontwikkeld met een bepaald doel voor ogen. In dit hoofdstuk worden deze markten beschreven vanuit het oogpunt van de handel in flexibiliteit.

De handel in elektriciteit in Nederland kent een geschakelde structuur die samenhangt met de verschillende planningsbeslissingen en -termijnen om uiteindelijk te komen tot een real-time balans tussen vraag en aanbod. De structuur van de groothandelsmarkt is in Figuur 37 weergegeven.

Hierin kan bilaterale handel onderscheiden worden van de handel via beurzen en veilingen. In deze bilaterale handel, ook wel 'over the counter' of kortweg OTC-handel genoemd, komen marktpartijen bilateraal tot afspraken over het product dat ze verhandelen en onder welke voorwaarden (prijs, tijdstip, eventuele wederzijdse zekerheden). In feite is de bilaterale OTC-handel een continu proces; er zijn immers geen vastgelegde momenten die het moment van sluiten van een bilateraal contract van belang zijn.

⁴⁶ Tariefbladen 2015 Delta, Enexis, Liander, Stedin en Westland Infra.

Figuur 37 Overzicht van deelmarkten elektriciteit in Nederland



Bron: APX.

Dat gebeurt wel op beurzen en veilingen: i.e. platforms waar gestandaardiseerde producten in een open biedproces verhandeld worden. Omdat hier in een beperkt aantal gestandaardiseerde producten gehandeld wordt, is liquiditeit per product categorie hier hoger en vindt relatief transparante prijsvorming plaats. De prijsvorming op deze platforms geldt dan ook vaak als basis voor de waardering in de OTC-handel. In de volgende paragrafen worden de verschillende handelsplaatsen nader in beeld gebracht.

De handel in elektriciteit kan onderscheiden worden in drie categorieën van producten die samenhangen met de zekerstelling van levering en ten behoeve van risicobeheersing, op basis van drie verschillende planningstermijnen van productie en evenzeer afname van elektriciteit.

5.5.1 Termijnmarkt en Futures

Termijnmarkten, zoals de termijnbeurs van ICE-ENDEX, spelen een belangrijke rol in de risicobeheersing voor deelnemers aan de elektriciteitsmarkten. Zowel het bezit van een productie-eenheid waarmee elektriciteit gegenereerd kan worden (producenten) als installaties die elektriciteit verbruiken (afnemers) voor productie van andere producten met achterliggende productie-verplichtingen, heeft potentiële waarde in de termijnhandel van elektriciteit. De capaciteit om elektriciteit te maken of te gebruiken moet daarom worden beschouwd als een open of ongedekte positie op de termijnmarkt. De termijnmarkt biedt de mogelijkheid om de prijs- en volumerisico's die samenhangen met deze open posities te beheersen door contracten in te kopen die een tegengestelde positie vertegenwoordigen, zodat een neutrale positie resulteert. Op de termijnmarkt worden contracten voor levering tot vier jaren vooruit verhandeld, door middel van een handelsmechanisme van continue handel. De handelstermijn voor jaarproducten start vier jaar voor levering en eindigt op de laatste handelsdag voor start van de leveringstermijn. Voor de contracten voor levering verder in de toekomst zijn geen standaardproducten gedefinieerd op de termijnmarkt en zijn partijen aangewezen op de bilaterale handel.

In de meeste commodity markten hangt de prijsstelling op de termijnmarkt veelal samen met prijzen op de spotmarkt, met prijsverschillen die gedreven

worden door kosten van opslag, verzekering en rente op kapitaal. Gegeven de meestal beperkte of geheel afwezige opslagmogelijkheden wordt de prijsstelling gewoonlijk verondersteld te zijn gebaseerd op de verwachte waarde van elektriciteit op de spotmarkt. Daarmee bevat deze prijs een speculatieve component: als bijvoorbeeld bij beurshandelaren de verwachting post vat dat een gastekort ontstaat (strengere winter, conflict over belevering door Rusland o.i.d.), dan zal de termijnprijs van gas sterk reageren met vervolgens ook een reactie op de termijnmarkt van elektriciteit, terwijl op de spotmarkten (nog) geen reden voor onrust bestaat.

5.5.2 Day ahead markt

De dag voor levering wordt elektriciteit in Nederland verhandeld op de day ahead markt (DAM), de als spotmarkt van elektriciteit gewaardeerde marktvloer. Het handelsmechanisme voor deze markt betreft een tweezijdige blinde veiling met uniforme prijsstelling, voor levering op elk klokuur van de volgende leveringsperiode tussen 00:00 uur en 00:00 uur. Naast biedingen voor levering op uurbasis, kunnen ook blokbiedingen⁴⁷ worden ingelegd. De day ahead markt opent op de dag voor levering om 00:30 uur en sluit om 12:00 uur. De biedingen worden geordend tot een afnemende vraag- en een oplopende aanbodcurve, resulterend in een prijs en volume gegeven door de biedingen van vraag- en aanbod die overeenkomen in prijsniveau. Om 12:55 uur worden de resultaten bekend gemaakt.

Deze markt biedt de mogelijkheid om de portfolio in balans te brengen en productie en consumptie te optimaliseren op basis van de laatste gegevens en verwachtingen. Producenten kunnen hier terecht om uitvoering te geven aan beslissingen tot de productie of inkoop, energieleveranciers voor de laatste aanpassingen in inkoop, en eindgebruikers voor inkoop of verkoop door bijvoorbeeld af te zien van gebruik. Deze markt laat een hoge mate van liquiditeit zien en geldt als ijkpunt voor andere marktsegmenten.

5.5.3 Intraday markt

Na het sluiten van de day ahead markt biedt de intraday markt (IDM) de mogelijkheid om elektriciteit te verhandelen. Het handelsmechanisme betreft continue handel, met een handelstermijn die start na sluiting van de day ahead markt, daags voor levering om 12:00 uur, tot 5 minuten voor levering. Op deze markt worden vooralsnog uurproducten en blokproducten verhandeld.

Deze markt biedt de mogelijkheid tot aanpassing van bestaande posities op basis van nieuwe informatie en verwachtingen. Producenten kunnen hier terecht voor aanpassing door uitval van centrales of veranderende verwachtingen met betrekking tot wind- en zonne-energie. Leveranciers kunnen op deze markt de laatste aanpassingen in inkoop plegen op basis van veranderde vraagverwachtingen, en eindgebruikers voor inkoop of verkoop door bijvoorbeeld af te zien van gebruik. Dit marktsegment is in potentie dan ook van groot belang voor de PV-partijen die voorzien dat zij ten opzichte van het ingediende programma in onbalans dreigen te geraken. Met corrigerende in- en verkopen kunnen zij de balans in de realisatie herstellen.

⁴⁷ Er wordt daarbij een tweetal blokorders onderscheiden, gekoppelde blokorders en exclusieve blokorders. Bij gekoppelde blokorders gaat het om gekoppelde uurbiedingen, die alleen worden geaccepteerd als alle betreffende uren worden geaccepteerd. Exclusieve blokorders betreffen eventueel overlappende combinaties van blokbiedingen waarvan er slechts één kan worden geaccepteerd.

Op de intraday markt worden gewoonlijk kleinere volumes verhandeld omdat het correcties betreft om de portefeuille van vraag en aanbod in balans te brengen. Liquiditeit in de Nederlandse intraday markt is op dit moment laag (zie (ACM, 2014)), de prijzen variëren relatief sterk en de prijsstelling vertoont een hogere mate van bewegelijkheid dan op de DAM. Prijzen op de Nederlandse intraday markt zijn weliswaar representatief voor de markt-situatie (er zijn geen andere prijsnoteringen beschikbaar), maar bieden niet noodzakelijkerwijs een goed beeld van de werkelijke waarde van de verhandelde producten. Tegen deze achtergrond is deze markt minder aantrekkelijk voor marktpartijen, en wordt veelal een alternatief gezocht via de bilaterale OTC-handel.

5.5.4 Onbalansmechanisme

Ten behoeve van de correctie van de feitelijke onbalans tijdens de realisatie, koopt TenneT regel- en reservevermogen in. In de laatste fase voor realisatie, vanaf sluiting van de day ahead markt tot een uur voor realisatie kan regel- en reservevermogen worden aangeboden op de ‘onbalansmarkt’.⁴⁸ Het betreft een eenzijdige tender van TenneT die elke dag opnieuw openstaat voor nieuwe biedingen. De biedingen worden vervolgens gesorteerd op een biedladder en in real-time in volgorde van prijs afgeroepen door TenneT in reactie op de ontwikkeling van de systeembalans. In deze markt wordt de resterende behoefte aan aanpassing van productie of afname door TSO TenneT dus ingevuld met als doel de systeembalans te garanderen. TenneT contracteert vooraf op jaarbasis reeds 340 MW capaciteit bij de energieproducenten om liquiditeit op de onbalansmarkt te garanderen.

De vraag van TenneT voor vermogen ontstaat door afwijkingen tussen voorspelling en realisatie van vraag en aanbod. In principe kunnen vele partijen daaraan meedoen, mits de (eventueel gezamenlijke) bieding ten minste 4 MW vertegenwoordigt. Overigens heeft de bestaande onbalansmarkt tot op heden gefunctioneerd bij gratie van de in ruime mate beschikbare draaiende reserve aan conventioneel vermogen. De toenemende bijdrage van intermitterende energiebronnen stelt steeds hogere eisen aan deze beschikbaarheid.

Ook contracteert TenneT enkele specifiekere producten voor het waarborgen van de stabiliteit van het net: de automatische vermogensregeling en noodvermogen. De eerste heeft betrekking op het geheel automatisch reageren op signalen van TenneT om continu vermogen beschikbaar te stellen en het tweede op het beschikbaar stellen van grote vermogens om in geval van calamiteiten snel op of af te schakelen.

⁴⁸ Hier wordt de bestaande markt voor secundaire reserves en tertiaire reserves bedoeld, i.e. de markt voor reserves voor het herstel van frequentievariaties (inzet binnen 15 minuten na afroep: regelvermogen) en vervanging daarvan (inzet na 15 minuten na afroep: reservevermogen). Deze categorieën stemmen overeen met de ENTSO-E categorieën *frequency restoration reserves* en *replacement reserves*. TenneT Nederland onderhoudt geen aparte markt voor tertiaire reserves (*replacement reserves*) zoals die in andere Lidstaten bestaat. Wel organiseert TenneT Nederland een markt voor noodvermogen, met product specificaties die afwijken van producten zoals die in andere Lidstaten worden gehanteerd. Het gaat hier om producten die moeten worden ingezet in de volgende 5-minuten periode na afroep, en worden geactiveerd naar behoefte in aanvulling op secundaire en tertiaire reserves. Deze markt wordt in dit rapport buiten beschouwing gelaten, vanwege de beperkte inzet van deze biedingen. De eveneens door TenneT Nederland onderhouden markt voor primaire reserves (ENTSO-E: *frequency containment reserves*) wordt in dit rapport buiten beschouwing gelaten, omdat het hier gaat om een markt die bescheiden is in omvang (101 MW in 2015) en stringente technische eisen kent vanwege geautomatiseerde activatiemechanisme en vereiste responstijd (0-30 seconden).

5.5.5 Congestiemanagement

De vraag naar transport over het net is de resultante van de keuzes van de PV-partijen omtrent de locatie van de productie ten opzichte van de consumptie. Marktpartijen zijn immers vrij in de locatiekeuze binnen de randvoorwaarden van de milieu- en omgevingswetgeving; dit geldt zowel voor afnemers als producenten van elektriciteit.

Netbeheerders zijn wettelijk verplicht om passende maatregelen te treffen om capaciteitsknelpunten te adresseren, zodat er geen congestie optreedt en alle aanvragen voor een aansluiting en bijbehorend transport van elektriciteit gehonoreerd kunnen worden. Daartoe investeert de netbeheerder in uitbreiding van de capaciteit, naar mate de vraag naar transportcapaciteit hoger wordt.

Een speciale situatie ontstaat als het elektriciteitsnet toch overbelast dreigt te worden door een te hoge vraag naar transportcapaciteit ten opzichte van de beschikbare capaciteit. Dan kan congestie optreden, met uitval van het net en mogelijk ook andere systeemcomponenten (brown-/black-out) tot gevolg.⁴⁹ Onder die omstandigheden kunnen tijdelijke maatregelen worden getroffen voor congestiemanagement, met als wettelijk uitgangspunt dat benodigde aansluitcapaciteit op langere termijn wordt gerealiseerd.

Als congestie dreigt, moeten de geplande productie- en/of afnamelocaties worden aangepast. Zo kan bijvoorbeeld geplande productie bovenstrooms het congestiepunt worden afgeregeld, terwijl er ter compensatie benedenstrooms de productie wordt verhoogd. In geval van incidentele congestie, bijvoorbeeld ingeval van uitval van een centrale of interconnector, worden door de netbeheerder(s) curatieve maatregelen getroffen, zoals ad hoc afspraken met een grote afnemer over afschakelen of er kan gebruik gemaakt worden van daartoe aangemerkte biedingen in de onbalansmarkt (biedingen ‘overige doeleinden’).

In geval van systematische voorziene congestie wordt een (preventief) systeem van congestiemanagement ingezet. In dat geval wordt een regio voor een langere periode aangemerkt als congestiegebied en wordt een biedsysteem ingericht. Indien congestie daadwerkelijk op zou treden bij uitvoering van de ingediende programma's, worden producenten en afnemers verplicht een bieding aan de netbeheerder te doen voor het wijzigingen van hun voorgenomen productie c.q. afname. De hoogste biedingen worden afgeroepen tot een voldoende correctie op de ingediende programma's is bereikt. TenneT contracteert nieuwe productie in de rest van Nederland om de weggevallen geplande productie te compenseren. De congestie-tender vindt plaats na het sluiten van de day ahead markt en het controleren van de programma's op uitvoerbaarheid.

⁴⁹ Ook op internationaal niveau kan congestie optreden. Congestiemanagement in het kader van voorziene congestie op korte termijn wordt ondervangen door het systeem marktkoppeling en impliciete veiling van beschikbare transmissiecapaciteit. Onvoorziene congestie op internationaal niveau kent een ander mechanisme. Congestieproblemen in midden-Duitsland leiden er op gezette tijden toe dat ‘ongeplande’ stromen, die niet in E-programma's van programmaverantwoordelijke partijen zijn voorzien, beslag leggen op de transmissiesystemen van omringende landen. TSO's zijn verplicht elkaar te ondersteunen bij het optreden van onvoorziene internationale transportbehoefte en uit dien hoofde verplicht om voldoende transportcapaciteit ter beschikking te hebben om deze op te vangen. Deze zgn. loop flows leiden tot onvoorziene extra aanbod van elektriciteit op het nationale net, wat noopt tot het terugbrengen van productie elders of het opvoeren van de vraag. De kosten voor het daarvoor benodigde flexibele vermogen wordt na afname gesocialiseerd in de door aangeslotenen te betalen nettarieven.

In principe kan iedere aangeslotene in het congestiegebied een bieding indienen, zowel producerende als afnemende partijen. Afhankelijk van de grootte van de congestie en het netvlak waar deze dreigt op te treden, kan de netbeheerder nadere eisen stellen aan de biedingen.

Congestiemanagement heeft ook invloed op de beschikbare vermogens ten behoeve van de balanshandhaving. In de eerste plaats vereist congestie-management de inzet van flexibel vermogen; het houdt immers in dat in het congestiegebied de productie omlaag, en buiten het gebied omhoog wordt gebracht. Congestie leidt dus tot toenemende inzet van flexibel vermogen voor congestiemanagement zodat het aanbod ten behoeve van balanshandhaving vermindert. Verder leidt congestie er toe dat de marktpartijen in het congestiegebied niet langer regel- en reservevermogen kunnen aanbieden voor zover dat tot congestie zou leiden.

5.6 Voorwaarden voor markttoegang

5.6.1 Inleiding

De vraag in hoeverre een marktpartij toegang heeft tot een bepaalde markt, hangt van een reeks aspecten af, die deels met de ordening van de markt en deels met de mogelijkheden van de marktpartij afhangen. Sommige aspecten zijn strikt genomen geen voorwaarde voor markttoegang, maar wel voor succesvol opereren op een markt. Deze nemen we hieronder wel onder ogen, omdat succesvol opereren op een markt iets breder bezien ook een voorwaarde voor structurele markttoegang vormt.

In deze paragraaf passeren de belangrijkste voorwaarden voor markttoegang de revue.

Het uitgangspunt is hierbij de toegang tot de markt door de eindgebruiker, ongeacht of hij zich laat vertegenwoordigen door een derde. Zo'n mandatering kan een antwoord bieden op een aantal van de vragen, maar neemt deze vragen niet weg. Voor deze paragraaf zijn aspecten als schaalgrootte, marktomvang en spanningsniveau even niet relevant.

5.6.2 Passende producten

De producten die op een georganiseerd handelsplatform worden verhandeld zijn geüniformeerd. Dit komt de vergelijkbaarheid van transacties ten goede en biedt de mogelijkheid om één marktprijs te benoemen. Elke deelnemer aan het platform moet deze producten kunnen bieden dan wel afnemen.

De flexibiliteitsvolumes van kleinere marktpartijen (kleinverbruikers, kleinere grootverbruikers) kunnen pas na aggregatie van vele aanbieders tot op de beurs verhandelbare volumes komen. Ook is er sprake van een tijdsfactor in drie deelmarkten: forward, spotmarkt en intraday.

Deze inrichting biedt de huidige deelnemers voldoende ruimte om zaken met elkaar te doen. Voor het aanbieden van flexibiliteit door bestaande of nieuwe deelnemers worden wellicht andere eisen gesteld aan deze aspecten van de inrichting van de markt.

5.6.3 Garantstelling en klaring

Marktplatforms als beurzen staan doorgaans alleen open voor leden. De eisen aan het lidmaatschap kunnen zwaar zijn voor nieuwe marktpartijen, zeker als zij nieuwe producten ontwikkelen. Zij kunnen de lidmaatschapseisen als barrière ervaren.

Klaring en verrekening (clearing en settlement), de financiële afwikkeling van de handelstransacties, is een wezenlijk onderdeel van de markt. In de periode tussen handel en klaring zijn handelspartners blootgesteld aan het risico dat de wederpartij haar verplichtingen niet na kan komen. Om dergelijke risico's van deelname te beperken, en zo deelname te bevorderen en het opereren van een beurs mogelijk te maken, worden gewoonlijk financiële garanties voor deelname vereist. Deze garanties zijn doorgaans gekoppeld aan de waarde van de transactie en dus aan de prijsontwikkeling in een bepaalde periode en het historische handelsvolume van de deelnemer.

Flexibiliteit wordt op een korte termijn aangeboden en gebruikt en mogelijk leidt een aangepast en specifiek op flexibiliteit gericht borgstellings- en klaringsregime hier tot verbeterde handelsmogelijkheden.

5.6.4 Specialistische inkoopcompetentie

Bedrijven die gespecialiseerd zijn in energie beschikken vanzelfsprekend over een meer gedetailleerde kennis dan partijen met een andere 'core business'. Deze specialistische kennis geeft partijen een sterke onderhandelingspositie, in het bijzonder voor de waardering van deze diensten in de context van de relatief complexe structuur van de groothandelsmarkt voor elektriciteit. Eindverbruikers kunnen daardoor niet goed beoordelen of de premies die energiebedrijven in rekening brengen voor hun diensten redelijk zijn in verhouding tot de voordelen die de eindverbruiker daaraan ontleent⁵⁰.

5.6.5 Transparantie

Transparantie voor zowel verkopende als inkopende partijen is van belang voor een goede marktwerking. De verschillende deelmarkten forward, day ahead, Intraday en onbalans worden door verschillende partijen georganiseerd met elk eigen systemen voor het beschikbaar maken van marktinformatie. Het onder één noemer brengen van deze marktinformatie zou een belangrijke bijdrage kunnen bieden aan het eenvoudiger beschikbaar maken deze informatie en daarmee meer transparantie bieden. Dit zouden de marktmeesters van deze deelmarkten kunnen realiseren in samenwerking met de belanghebbenden van deze informatie.

Een stap verder is het uitwerken van een 'One Stop Shop' voor het aanbieden van flexibiliteit. Nu moet een aanbieder van flexibiliteit immers vooraf kiezen waar hij zijn product aanbiedt. De keuze voor de ene markt, sluit uit dat hij het ook op de andere markt aanbiedt. De aanwezige liquiditeit verdeelt zich dus in kleinere segmenten, de zogenaamde 'liquidity split'. Het bijeenbrengen van de markten zal de liquiditeit in de markten bevorderen.

5.6.6 Kennis van de marktomgeving en 'zelfkennis'

Het met succes deelnemen aan de energiemarkt met het product 'flexibiliteit' is voor veel bedrijven een stap waar de kennis thans niet voor aanwezig is. Ten eerste is kennis nodig van de eigen behoefte. Dat omvat meer dan één verbruiksgetal: juist de mogelijkheden tot meer flexibiliteit in de vraag, het verbruiksprofiel, de prijs die maximaal te rechtvaardigen is, en de onzekerheden in de eigen vraag zijn van belang om te weten wat aan flexibiliteit kan worden aangeboden.

⁵⁰ Directeur VEMW op Congres UvA 29 okt 2014.



Ten tweede is kennis van de marktomgeving nodig, zoals het kennen van de tegenspelers en de rol van externe factoren. Ook de prijsvorming en de eigen rol daarin bepalen de eigen mogelijkheden. Voor een deel is deze kennis alleen door ervaring op te doen; een markttoetreder zal dus bereid moeten zijn zich deze kennis eigen te maken.

5.6.7 Interne transactiekosten

Het betreden van een nieuwe markt vergt een inspanning in tijd en geld. Ook al is uit te rekenen dat deze inspanning de moeite waard is, kunnen partijen er van afzien omdat het ‘teveel gedoe’ is. Ook kan de interne structuur tot fricties leiden: de ene afdeling moet moeite doen, een andere heeft het voordeel (intern split incentive).

5.7 Partijen en rollen

In bovenstaande zijn de bestaande regels, zowel de publiekrechtelijke regulering tussen overheid en partijen als de privaatrechtelijke regels tussen partijen, geanalyseerd. Deze ordening raakt elk van de marktpartijen op een verschillende wijze, gegeven hun belangen en mogelijkheden. In de volgende paragrafen wordt de positie van de verschillende partijen in de energieketen in dit perspectief toegelicht.

5.7.1 De zakelijke eindgebruiker

Zakelijke eindgebruikers verkeren in principe in de positie om de toegang tot de markt te arrangeren binnen de kaders van de gangbare contractstructuren met PV-partijen. Als de benodigde interne processen en aansturing-mechanismen eenmaal zijn ontwikkeld zullen er naar verwachting geen significante belemmeringen zijn voor deze eindgebruikers om als leverancier van flexibiliteit de weg naar de markt te vinden.

De kernactiviteit, ofwel het primaire productieproces staat vanzelfsprekend voorop bij de zakelijke gebruikers. Ondanks bestaande mogelijkheden tot kostenbesparing op het terrein van energiegebruik, tonen de zakelijke energiegebruikers een relatief behoudende positionering in relatie tot structurele aanpassingen in installatie en procesmanagement ten behoeve van besparing op energiekosten. Tot op heden maken slechts enkele bedrijven daarom actief gebruik van de mogelijkheden om flexibiliteit in te zetten die de hedendaagse energiemarkten hen bieden.

Industriële afnemers, al of niet met eigen productie faciliteiten zoals warmtekrachtkoppeling installaties, hebben gewoonlijk toegang tot de energiemarkt via een energieleverancier. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen servicecontracten en portfoliocontracten. In geval van servicecontracten worden de prijsrisico's voor de industrie afgedekt door zijn leverancier, terwijl met portfoliocontracten de industrie juist in meer of minder mate blootgesteld wordt aan deze risico's.

De servicecontracten voorzien in een vastgesteld afnameprofiel met een flexibiliteitcomponent. Afwijking van de vaste component, buiten de ruimte die geboden wordt door de flexibele component, brengt gewoonlijk significante kosten met zich mee, bijvoorbeeld vanwege een Take-or-Pay structuur. Portfoliocontracten bestaan uit een portfolio van contracten die verhandeld worden op de termijnmarkten, de day ahead markt en de onbalansmarkt. Hierbij kan bijvoorbeeld ook overeengekomen worden dat de energieleverancier de risico's die samenhangen met onbalans overneemt tegen een zekere premie.

5.7.2 Het MKB als eindgebruiker

In de MKB-bedrijven in de glastuinbouw wordt een groot aantal WKK-installaties (gasmotoren) bedreven. Door de schaal kan warmte goed worden gebufferd en kunnen de gasmotoren flexibel worden ingezet. Daarmee is de sector een belangrijke leverancier van flexibiliteit. Tuinders hebben toegang tot de verschillende elektriciteitsmarkten en spelen in op prijsontwikkelingen op de DAM, intraday markt en onbalansmarkt. De daarvoor benodigde ondersteunende diensten worden aangeboden door gespecialiseerde dienstverleners, ook wel ‘aggregators’ genoemd, zoals bijvoorbeeld Powerhouse. Ook andere kleinschalige energie-initiatieven weten hun weg naar de markt te vinden via dergelijke aggregators.

Naast de tuinders kent het MKB een groot aantal bedrijven waar energie een niet te verwaarlozen deel van de bedrijfskosten vertegenwoordigt en deze kunnen eveneens een aanzienlijke flexibiliteit leveren. In de beeldvorming over vraagsturing wordt deze categorie vaak onderbelicht. De mogelijkheden en beperkingen ten aanzien van het inspelen op ontwikkelingen op de energiemarkt zijn voor dit segment in de Nederlandse context dan ook minder goed in kaart gebracht. Verscheidene niches in deze context zijn reeds (deels) ontsloten. Zo is bekend dat actief energiemangement door koelhuizen wordt bedreven en lijken ook datacenters in toenemende mate actief te worden in energiemangement.

5.7.3 De kleinverbruiker

In Nederland is de kleingebruiker geheel afgeschermd van korte termijn (korter dan een half jaar) prijsvariëaties. Hij is niet programmaverantwoordelijk, maar zijn leverancier is dat voor hem. De leverancier wordt afgerekend volgens gestandaardiseerde verbruikersprofielen en stuurt de kleinverbruiker ook een energierekening volgens deze profielen.

Het feitelijke verbruik van de kleinverbruiker op een kortere termijn dan één jaar wordt niet in de afrekening betrokken. De flexibiliteit van de kleinverbruiker, kan daardoor op dit moment niet financieel gewaardeerd worden: niet door de kleinverbruiker, niet door zijn leverancier en ook niet door een derde (bijv. een aggregator).

Levering van flexibiliteit door kleinverbruikers zou in significante hoeveelheden kunnen plaatshebben door aansturing van warmtepompen en opslag met elektrische voertuigen. Het gaat hier dan met name om levering in reactie op kortstondige en/of hoogfrequente prijssignalen. Ook de introductie van op afstand gestuurde apparatuur (koel- en vrieskasten, (vaat)wasmachines e.d.) kan een continue bron van flexibiliteit opleveren.

5.7.4 De aggregator

De aggregator is momenteel nog geen wettelijk benoemde rol in het elektriciteitssysteem. Onder een aggregator verstaan we een marktpartij die flexibiliteit bij zijn klanten verzamelt tot een bepaald volume om te verhandelen. Het is voor de aggregator cruciaal om toegang tot de energiemarkt (inclusief betreffende data) te hebben.

Het is daarbij tegelijkertijd ook van belang dat de aggregator ook de noodzakelijke verantwoordelijkheden draagt die behoren bij actief zijn op de energiemarkt: met name het nemen c.q. beleggen van de programmaverantwoordelijkheid is daarbij cruciaal.

De aggregator heeft op dit moment twee marktsegmenten waar hij een duidelijke rol kan spelen: het bijeenbrengen van de spelers in een lokaal energie-initiatief en het bijeenbrengen van de flexibiliteit van verschillende

partijen. In het eerste geval opereert de aggregator als vertegenwoordiger van een specifieke en vaste groep aangeslotenen. In het tweede geval is de groep niet op voorhand bepaald, maar kan groeien naar gelang de aantrekkelijkheid van de geleverde diensten. Daarnaast kan de aggregator in een adviesfunctie betere niche informatie aanreiken aan bijvoorbeeld boeren/tuinders waarbij zij zelf hun verbruik beïnvloeden. In deze functie wordt de contractuele relatie tussen aggregator en leverancier danwel PV-partij vermeden.

Het denken over de rol van de aggregator is op dit moment in volle ontwikkeling. Op Europees niveau wordt aan een algemeen kader gewerkt, dat ook bepalend zal zijn voor de mogelijkheden in de lidstaten. De Nederlandse positie in deze discussie wordt verwoord door vertegenwoordigers van netbeheerders en marktpartijen.

Er zijn verschillende oplossingen voor het delen van de verantwoordelijkheden tussen afnemer, leverancier, PV-partij, netbeheerder en aggregator. Het is van belang dat voor het Nederlandse energiesysteem de rol en verantwoordelijkheid van de aggregator helder wordt gedefinieerd. Het kader hiertoe zal door de overheid als onafhankelijke partij geschetst moeten worden.

In Nederland bestaat reeds enkele jaren ervaring met onafhankelijke aggregators voor het bieden van Noodvermogen aan TenneT. Hierbij corrigeert TenneT de gemeten afwijkingen van de PV-partijen, waardoor deze gevrijwaard worden van onbalanskosten door het inzetten van noodvermogen.⁵¹ Het instrument noodvermogen behoeft TenneT betrekkelijk weinig in te zetten voor de balanshandhaving en daarom is dit in de uitvoering niet geheel vergelijkbaar met een zeer frequent gebruikt instrument als Regel- en Reservevermogen.

5.7.5 De programmaverantwoordelijke partij

Elke partij die één of meer aansluitingen op het net heeft, is programma-verantwoordelijk. Deze verantwoordelijkheid wordt meestal overgedragen aan een door TenneT erkende programmaverantwoordelijke partij. Kleinverbruikers dragen momenteel op grond van art. 1 lid 1 sub o van de elektriciteitswet deze verantwoordelijkheid over aan hun (vergunninghoudende) leverancier. In de praktijk dragen ongeveer 30 marktpartijen de programmaverantwoordelijkheid van alle aangeslotenen van Nederland.

De PV-partij is op dit moment de enige partij die financieel verantwoordelijk is voor het afstemmen van vraag en aanbod tot op het moment van realisatie. Daarmee is het ook de enige partij die flexibiliteit ten gunste van deze afstemming financieel kán waarderen.

5.7.6 De energiebedrijven

Op het niveau van de energiebedrijven zijn verschillende flexibiliteitsopties denkbaar die op HS/MS-niveau flexibiliteit kunnen leveren. In geval van overschot situaties komen bijvoorbeeld technologieën als pompaccumulatie, waterstof, CAES en power-to-gas in beeld, terwijl in tekortsituaties bijvoorbeeld conventionele technologieën als gasturbines en flexibele WKK een oplossing bieden. Voor deze flexibiliteitsopties zijn er vanuit marktperspectief geen belemmeringen voor inzet als de capaciteit eenmaal ontwikkeld is.

⁵¹ Systeemcode art. 3.7.7.

De ontwikkeling van dergelijke capaciteit onttrekt zich niet aan de gebruikelijke kaders die van belang zijn voor elektriciteitsproducenten; de investeringsafwegingen, vergunningentrajecten, lokale weerstand e.d.

5.7.7 De netbeheerders

De TSO TenneT is in Nederland belast met de balanshandhaving in ‘real time’ (de vermogensbalans). Via de programmaverantwoordelijkheid verzorgen de marktpartijen het evenwicht tussen vraag en aanbod (de energiebalans).

TenneT is daarnaast verantwoordelijk voor het transport van elektriciteit op van het landelijk net, in de praktijk met een spanningsniveau van 110 kV en hoger.

De elektriciteitsnetten met een lager spanningsniveau dan 110 kV zijn in het beheer van een negental zgn. regionale netbeheerders. Zij zorgen voor het transport van en naar de eindgebruikers (centrales, afnemers) en richten het systeem van congestiemanagement in zodra dat in hun netwerk noodzakelijk is.

5.7.8 Marktmeesters

De handelsvloeren voor de termijnmarkt, spotmarkt (DAM) en intraday markt worden georganiseerd door onafhankelijke beursbedrijven (ICE - APX), waarin de deelnemende marktpartijen een belangrijke adviserende rol bekleden. TenneT kan ook als marktmeester worden aangemerkt, gezien de tender van regel- en reservevermogen die TenneT houdt.

Voor de handel in flexibiliteit kunnen nieuwe handelsvloeren worden ingericht, mogelijk door de bestaande marktmeesters, mogelijk door nieuwe partijen die zich in dit marktsegment specialiseren. Tevens is er een trend naar een meer regionale en lokale organisatie van energiehandel, zichtbaar in de ontwikkeling van lokale energiecollectieven. Het is goed denkbaar dat ook op deze schaal nieuwe handelsplatforms met nieuwe marktmeesters ontstaan.

6 Case-analyse

Dit hoofdstuk is gericht op de analyse van flexibiliteitsbehoeften zoals die in de aanloop naar 2030 zullen of kunnen ontstaan aan de hand van een viertal concrete cases. De cases representeren daarbij situaties waarbij flexibiliteitsbehoefte ontstaat voor levering en/of congestiemanagement waar vervolgens mogelijke flexibiliteitsopties voor in kaart worden gebracht. Hierin gelden decentrale flexibiliteitsopties als nadrukkelijk aandachtsgebied, omdat voor deze categorie de levering van flexibiliteit zal plaatsvinden in een complexe omgeving met betrokkenheid van landelijke en regionale netbeheerders, PV-partijen, en een heterogeen veld van flexibiliteitsleveranciers. Naast een integraal waarderingskader voor flexibiliteit komt daarmee ook een coördinatievraagstuk in beeld.

De cases zijn ontworpen om verschillende aspecten van de toekomstige flexibiliteitsvoorziening in beeld te brengen. De cases die verder beschreven zullen worden, zijn de volgende:

- Westland - congestiemanagement (glastuinbouw, MS/HS);
- Haarrijn - flexibiliteitsvoorziening vs. netwerkinvesteringen (netbeheer, MS);
- ESD-SIC - flexibiliteitsvoorziening vanuit de industrie (industrie, alle netvlakken);
- Elektrisch vervoer - flexibiliteitsvoorzieningen door EV (smart grids, LS).

Hierbij zal het met name gaan om decentrale flexibiliteitsopties in lokale context om aspecten met betrekking tot markttoegang, congestie en coördinatie in beeld te brengen.

De analyse resulteert in een beschrijving van de behoeften aan flexibiliteit die er nu zijn of tot 2030 kunnen ontstaan, en in het in kaart brengen van de flexibiliteitsproducten die in deze behoeften kunnen voorzien.

6.1 Westland (case lead: Uva)

6.1.1 Aanleiding

Voorzien was stevige ontwikkeling verbruik van tuinders door uitbreiding van het kassenareaal en toenemend gebruik van kunstlicht. Plannen voor verzwaring van het net van Westland Infra en van de transformatorstations naar het TenneT-net waren reeds ontwikkeld en in procedure.

De ontwikkeling van de opwek van elektriciteit door tuinders (WKK's) verliep echter verrassend snel. De bestaande (kleine) gasmotoren van 100 à 200 kW dateerden van midden jaren '90 en bereikten allen in dezelfde periode het einde van de levensduur. Het plaatsen van grotere exemplaren van inmiddels 1.000 à 1.500 kW leverde de tuinders geen problemen van procedure aard: vergunningen pasten op de nieuwe situatie en de capaciteit van de aansluiting was reeds groot in verband met de beoogde afname.

Westland Infra en TenneT constateerden dat een overbelasting van lijnen en de trafostations niet langer uitgesloten kon worden en zij konden op grond van de geldende procedures de nieuwe WKK's daarom niet meer aansluiten. Dit leidde tot onrust bij de tuinders en in de politiek. De politiek achtte het

niet aanvaardbaar dat een risico op overbelasting zou moeten leiden tot een rem op de relatief schone opwek door WKK's.

De bestaande praktijk hield in dat het net in alle denkbare situaties voldoende capaciteit moet hebben. Dat leidt er toe dat als het denkbaar is dat de maximum capaciteit op enig moment bereikt wordt (bijv. één uur per jaar als alle tuinders maximaal invoeden), er géén ruimte is voor het toelaten van nieuwe invoeders.

De politieke discussie markeert de start van de aanpak om tot een betere benutting van het net te komen, waarbij de netbeheerder pas maatregelen neemt als overbelasting zich daadwerkelijk aankondigt.

6.1.2 Vrijwillig congestiemanagement

Beleid en juridisch kader ontbraken: netbeheerder Westland Infra moet zorgen voor voldoende capaciteit (netverzwaring) en in afwachting daarvan was het niet-aansluiten van nieuwe WKK's de enige handelswijze.

Oplossing gevonden in vrijwillig congestiemanagement: een nieuwe WKK kon alleen worden aangesloten als de tuinder er voor tekende deel te nemen aan het congestiemanagement.

Elke dag na het sluiten van de beurs moesten de tuinders hun programma (inzeturen van de WKK en hun verbruik) opgeven aan Westland Infra en TenneT. Indien op enig uur de maximale netcapaciteit overschreden zou worden, werd door middel van een simpele bieding het benodigde vermogen afgekocht; TenneT zorgde vervolgens voor inkoop van dit vermogen op de intraday markt. Vanzelfsprekend werden de overeenkomstige programma's van de betrokken PV-partijen aangepast, zodat geen onbalansverrekening op de noodzakelijke correcties volgden. Dit is nog steeds het wezen van congestiemanagement.

Om te voorkomen dat de deelnemers met speculatieve programma's en dito biedingen een grote winst zouden kunnen maken ten koste van TenneT, waren zij er aan gebonden de biedingen te baseren op een kostprijsberekening. Slechts een enkele maal heeft TenneT de deelnemers aan deze bepaling moeten herinneren.

Door deze maatregel werd in feite de markt gesplitst langs de lijnen van het congestiegebied: binnen het congestiegebied konden de partijen (lees tuinders) hun productie niet meer opvoeren, ook al was er een tekort aan productie op de nationale markt. Op het toch opvoeren van de productie stonden zware sancties, via de vrijwillig ondertekende privaatrechtelijke overeenkomst. Het 'passief meeregelen', dat veel tuinders lucratief vonden, kon niet meer plaatsvinden.

6.1.3 MR 511 en codes

Het gat in de regelgeving is in de jaren daarna gedicht met de AMvB 'Wijziging Regeling inzake tariefstructuren en voorwaarden elektriciteit in verband met betere benutting van de netcapaciteit' (Regeling van 29 april 2009, nr. WJZ/9078738, Staatscourant 2009, nr. 92, 20 mei 2009) en de daaropvolgende wijziging van de Technische Codes (Besluit ACM 103388/12 van 15 juli 2010, Staatscourant 2010, nr. 11855, 27 juli 2010). Op grond van deze regels is een netbeheerder in staat bij een dreigende congestie op te treden volgens de hoofdlijnen zoals ontwikkeld voor het Westland.

In de Netcode ligt vast op welke wijze de netbeheerders het systeem van congestiemanagement moeten uitvoeren.⁵² Indien congestie wordt verwacht, gezien de aangesloten vermogens en ontwikkeling van de transportvraag, doet de netbeheerder daar melding van en gaat na of een systeem van congestie management in de concrete situatie tot een oplossing zal leiden. Als dat zo is, dan stelt hij het congestiegebied vast als een lijst van EAN-codes⁵³ en de omvang en verwachte periode van de congestie.

Hij verzoekt vervolgens de aangeslotenen met een aansluiting van meer dan 100 kW⁵⁴ om biedingen te doen voor het wijzigen van de ingevoede of afgenomen energie door de productieplichting die zij zijn aangegaan aan te bieden aan de netbeheerder tegen een betaling. Levert dit onvoldoende vrijwillige biedingen, dan kan hij de aangeslotenen verplichten een bieding te doen. In beginsel betreft dit biedingen die eens per maand moeten worden gevraagd; de aangeslotene kan zijn PV-partij verzoeken voor hem te bieden.

In het geval dat day ahead de transportprognoses aangeven dat congestie op zal treden, roept de netbeheerder vòòr 16:00 uur de biedingen af in volgorde van aflopende biedprijs. De netbeheerder selecteert de bieding die de hoogste opbrengst voor netbeheerder opleveren voor het overnemen van de productieplichting (of het aangaan van een productieplichting voor de aangeboden vraagtoename) en corrigeert zo de transportbehoefte. De flexibiliteitsleveranciers dragen daarbij hun productieplichtingen die door de afgeroepen biedingen worden vertegenwoordigd over aan de TSO en betalen daarvoor allemaal de prijs van de laagste geaccepteerde bieding, de congestieprijs.

Latere wijziging van het energieprogramma en de bijbehorende transportprognose, zal de netbeheerder alleen goedkeuren als dit niet leidt tot een verhoging van de transportvraag op het congestiepunt, wat dus een marktrestrictie impliceert. Voor het congestiegebied geldt een afzonderlijke 'congestie-onbalansprijs'; gekoppeld aan de kosten die de netbeheerders moeten maken om afwijkingen van het energieprogramma in het congestiegebied te corrigeren. Daarnaast heeft de netbeheerder de algemene bevoegdheid bij dreigende calamiteiten een aansluiting af te schakelen.

Van dit systeem van congestiemanagement zijn de volgende partijen uitgesloten:

- niet-regelbare bronnen van elektriciteit, in de praktijk de oudere windmolens;
- proces-geïntegreerde productie-installaties, in de praktijk WKK's die ongestoord warmte moeten leveren aan een industrieel proces;
- afnemers met een belangrijke nutsfunctie, in de praktijk openbaar vervoer, openbare verlichting en gascompressiestations.

Na de congestie in het Westland heeft alleen TenneT nog met congestie te kampen gehad in de Rijnmond in verband met de toename aan productiecapaciteit door vier nieuwe centrales en de kabelverbinding met Groot-Brittannië. Er is dus zeer weinig ervaring met de inrichting van een open markt gebaseerd systeem rondom het congestiemanagement en dus ook met het

⁵² Netcode artikelen 4.2.5. en 5.1.2.

⁵³ Een EAN-code is een identificatienummer van een gas- en elektriciteitsaansluiting.

⁵⁴ Indien nodig, kan deze grens lager worden vastgesteld.

stellen van de voorwaarden voor deelname aan deze markt. Wel is aan te nemen dat ná het afroepen van de biedingen (de dag tevoren om 17:00 uur) de netbeheerder zekerheid zal verkiezen boven een flexibiliteitsmarkt die tot kort voor realisatie tot wijzigingen in de programma's én transportprognoses zal leiden. Daartoe dient dus de hiervoor genoemde marktrestrictie.

6.1.4 De leerpunten

Flexibiliteit in productie

De case heeft aangetoond dat een hoge mate van flexibiliteit kan worden bereikt bij producerende eindverbruikers door middel van enkele eenvoudige spelregels en eenvoudige achterliggende systemen. Daarbij past de notie dat het in de case ging om een overzichtelijk aantal deelnemers (ca. 20/50/100?) in een duidelijk afgebakend gebied.

Flexibiliteit in gebruik

In de case zijn wijzigingen in het gebruik van elektriciteit uit praktische overwegingen uitgesloten van het congestiemanagementsysteem. Bedacht moet echter worden dat vrijwel elke tuinder met een WKK op elk uur de keuze had zijn gewas te belichten of niet en de keuze had de elektriciteit in te kopen of met zijn WKK zelf te produceren. Het feit dat een tuinder een bieding deed om zijn invoeding van elektriciteit terug te regelen, heeft in een aantal gevallen betekend dat hij zijn gebruik heeft verhoogd in plaats van het terugregelen van de WKK-productie.

Gedrag eindafnemers

Toen bleek dat tuinders nieuwe WKK's niet zouden kunnen aansluiten, ontstond daarover grote onvrede in het Westland. Het voorstel om congestie-management toe te passen werd niettemin snel aanvaard met de letterlijke boodschap 'als ik er een dubbeltje aan kan verdienen, ben ik er voor'. Dit is de ultieme ondernemersgeest, maar het maakt van de tuinder geen bewust actieve energiegebruiker. Wat wel een belangrijke rol speelt, is dat tuinders sinds jaren beschikken over ver ontwikkelde specialistische software voor het realiseren van een maximale opbrengst van het gewas. Met deze software is ook de uren belichting en de temperatuur in de kas direct en per dag in het groeiproces financieel te waarderen. De toevoeging van gegevens van de actuele prijzen van gas en elektriciteit, maakt het de tuinder mogelijk eenvoudig te beslissen over inzet van zijn WKK in directe relatie tot de waarde van zijn gewas. Ook voor een bod op voor het congestiemanagement, levert deze software snel de benodigde gegevens.

De eindgebruikers in de Westland-case zijn daarmee te karakteriseren als professionals in hun core-business (de teelt), waarin de aansturing van een belangrijk bedrijfsmiddel, de WKK, reeds was opgenomen.

Voor andere eindgebruikers betekent dit dat bewust acteren op de energiemarkt begint met het besef dat energie slechts één bedrijfsmiddel is dat op verschillende wijzen gebruikt kan worden. Voor particulieren vertaalt zich dit in het besef dat het comfort niet behoeft te verminderen als je anders met energie omgaat.



Rekenvoorbeeld

De day ahead-programma's tellen voor het uur Z op tot 11.000 MW; de tuinders hebben programma's ingediend van gezamenlijk 200 MW. Tijdens realisatie blijkt er per saldo 100 MW tekort aan productie door meer vraag of minder productie van PV-partij Y.

Scenario 1:

De tuinders houden zich aan hun programma's. TenneT koopt 100 in via Regel-en-reserve-vermogen voor € 90/MWh. Dit leidt tot kosten voor PV-partij Z: $100 * 90 = € 9.000$. De tuinders hebben geen balanskosten of -vergoeding.

Scenario 2:

Enkele tuinders verwachten dat er een tekort zal zijn en produceren 60 MW meer dan hun programma's. TenneT ziet nu een tekort van slechts 40 MW en koopt dit in via RR-vermogen voor € 45/MWh. Dit leidt tot kosten voor PV-partij Z: $100 * 45 = € 4.500$. De tuinders ontvangen voor hun hulp in de balanshandhaving samen $60 * 45 = € 2.700$.

Scenario 3:

Meer tuinders verwachten dat er een tekort zal zijn en zij produceren samen 100 MW meer dan hun programma's. TenneT ziet géén tekort meer en koopt niets in; de onbalansprijs is € 0,00. Kosten voor PV-partij A: € 0 en de tuinders ontvangen voor hun 'passieve' hulp in de balanshandhaving samen $100 * 0 = € 0$ (maar zij hebben wel de kosten van het aardgas).

Scenario 4:

Nog meer tuinders voorzien dat er een ernstig tekort zal zijn en samen produceren ze 140 MW meer dan hun programma's. TenneT ziet nu een overschot en koopt 40 MW afregelen voor € 20/MWh. De PV-partij Z ontvangt nu voor de hulp aan het opvangen van de onbalans: $100 * 20 = € 2.000$. De tuinders bleken in plaats van "hulp" in de balanshandhaving te bieden, juist de oorzaak van de onbalans te zijn en ontvangen samen een rekening van $140 * 20 = € 2.800$.

Scenario	1	2	3	4
Tekort veroorzaakt door PV-partij A	100	100	100	100
Passief meeregelen tuinders	0	60	100	140
Tekort 'real time', in te kopen door TenneT	10	40	0	- 40
Prijs RR-vermogen	90	45	0	- 20
Rekening voor PV-partij A	- 9.000	- 4.500	0	+ 2.000
Opbrengst tuinders	0	+ 2.700	0	- 2.800

Passief meeregelen

Er is sprake van 'passief meeregelen' als een producent anticipeert op een 'real time' tekort aan productie. Hij produceert dan bewust meer elektriciteit dan hij in zijn programma via zijn PV-partij heeft aangegeven. Hij rekent op de positieve onbalansvergoeding die hij (via zijn PV-partij) van TenneT ontvangt.

Daarmee is ook het speculatieve karakter er van aangegeven. De verwachting van een 'real time' tekort kan niet uitkomen door welke oorzaak dan ook; dat kan zij het wegvallen van een grote afnemer, maar ook een overproductie door alle 'passief meeregelaars' tesamen (zie ook tekstkader). Niettemin ervaren tuinders het 'passief meeregelen' op de langere termijn als lucratief.

6.2 Haarrijn (Case lead: Netbeheer NL)



Doel: Doelmatigere alternatieven voor netverzwaring voor vraag naar transportcapaciteit

6.2.1 Beschrijving van de situatie: algemeen en toekomst

Nederland zet de komende jaren vol in op duurzame energie en elektrisch vervoer. Dit leidt tot een grote druk op het lokale elektriciteitsnet en een hogere vraag naar transportcapaciteit. Bij een penetratie van 5% elektrische auto's, wat neer komt op 1 op de 20 auto's elektrisch, ontstaan er al acute capaciteitsproblemen op het lokale netwerk.

Op dat moment wordt de kans dat auto's gelijktijdig laden zo groot, dat meerdere malen per week het lokale netwerk overbelast zal raken. Wanneer de huidige ontwikkeling van elektrisch vervoer zich doorzet zoals voorzien, dan is - op bepaalde locaties - deze situatie binnen drie jaar bereikt en worden we binnen drie jaar geconfronteerd met:

1. hoge kosten voor capaciteitsuitbreiding van het lokale elektriciteitsnet;
2. hogere kosten voor de stedelijke infrastructuur;
3. meer verkeershinder (opgebroken straten en snelwegen).

Landelijk gaat het naar verwachting om miljarden euro's die in een korte tijd moeten worden geïnvesteerd in het net. Daarnaast geeft de sterke toename van zonnepanelen netwerkproblemen. Op momenten dat de zon vol schijnt ontstaan er nieuwe, andere stroompieken op het net. Nu al zijn er buitengebieden waar dit tot afschakeling van de panelen leidt. Daar is dan simpelweg geen of onvoldoende vraag naar deze voorradige zonnestroom.

6.2.2 Beschrijving van de situatie: snellaadstations

Door de nationale overheid (Rijkswaterstaat) zijn tot en met 2027 ruim 200 concessies vergeven voor de bouw van snelweglocaties door heel Nederland. Deze snellaadstations verrijzen naast bestaande snelwegbenzinstations.

MisterGreen Infrastructure BV bouwt momenteel het 'pompstation' van de toekomst langs één van de drukste punten van Nederland, de A2 bij Breukelen. Op 12 oktober 2013 werd 'de eerste steen' van dit station door de Provincie Utrecht gelegd. Het eerste snellaadstation kan nu al een succes genoemd worden: per maand wordt voor vele honderden kiloWatturen (kWh) geladen.

6.2.3 Flexibiliteitsbehoefte

Aangezien er reeds honderden kWh's worden geladen, wil MisterGreen gaan uitbreiden met meer snelladers. Hiervoor is uitbreiding van het net nodig om piekbelasting op het energienet te voorkomen. Netbeheerder Stedin en de toeleverancier Alfen hebben hier de handen ineengeslagen om komende jaren het snellaadstation bij Haarrijn op de A2 van voldoende stroom te voorzien. Om de investeringskosten laag te houden denken zij dat in plaats van netverzwaring er ook gewerkt kan worden met flexibiliteit en innovatieve oplossingen om de piekvraag naar transportcapaciteit op het lokale net te verlagen.

Om het net niet te verzwaren en dus investeringskosten te beperken, kan een koppeling gemaakt worden tussen snelladen, opslag, zon-PV en hun onderlinge interacties op het elektriciteitsnet. Daartoe wordt het bestaande snellaadstation uitgebreid met niet alleen de snelladers, maar ook met een zonnedak en een batterijopslag systeem. Deze richting geeft meer flexibiliteit in het systeem, verlaagt de te verwachte piekvraag naar transportcapaciteit en vermijdt eventuele diepte investeringen. Alle partijen zoeken uit of flexibiliteit een oplossing biedt voor dit vraagstuk.

6.2.4 Vraagstelling

Naast de realisatie van de hardware hebben Mister Green, toeleverancier Alfen en netbeheerder Stedin ook concrete vragen over de effecten en de efficiëntie van het systeem. Door in plaats van te investeren in het net, maar in te zetten op flexibiliteit, wordt in deze case de mogelijkheid verkend om alternatieve oplossingen te zoeken voor de dure aansluiting die gedimensioneerd is op piekvraag in tankstations voor EV. Alternatief in dit geval betreft batterijopslag. De uitwerking van de ideeën over flexibiliteitsbehoefte leidt voor de projectpartners tot de volgende vraagstelling:

- a Haarrijn is de drukste verzorgingsplaats van Nederland. Bezoekers vormen daarmee een representatieve groep. Wat zijn de klantwensen, en hoe vertalen die zich in feitelijk laadgedrag? Met andere woorden, wat zijn de profielen van de gebruikers?
- b Wat zijn de implicaties voor het huidige e-net?
- c Wat betekent dit voor toekomstige netinvesteringen? En kan batterijopslag deze voorkomen?
 1. Zal een kleinere netaansluiting met Battery Storage Container kunnen voorzien in de behoefte voor de snelladers van volgend jaar?
 2. Hoe kan de opstelling bijdragen aan het verminderen van piekbelastingen of de aansluiting in net (het voorkomen van netverzwaringen)?
- d Hoe kan opstelling bijdragen aan het leren over de vergelijking tussen (1) netverzwaring en (2) lokale opslag achter de aansluiting?

Wat is het effect van opslag en zon-PV op onderlinge interactie en met het net, inclusief teruglevering voor handel?

6.2.5 Praktische invulling om onderzoeksvragen op gang te krijgen

De partijen hebben de volgende punten al uitgezocht met betrekking tot de vergelijking investeren in het verzwaren en uitbreiden van het net versus flexibiliteit in het net brengen:

Aansluiting 'in the middle of nowhere' kan behoorlijk in de papieren lopen:

- nieuw trafostation: ~ € 50K;
- kabel: +/- 250m x 2* à € 100/m = € 50K;
- totaal: minimaal € 100K.

Het mogelijke alternatief is batterijopslag. Het brengen van flexibiliteit in het net brengt de volgende punten met zich mee:

- Uitbreiden met een zonnedak, batterijopslag en meer snelladers.
De stroom zal lokaal door zonnepanelen worden opgewekt en opgeslagen in batterijen naast de snellader, de zogenaamd Battery Storage Containers.
- Deze Battery Storage Containers zorgen ervoor dat de piekvraag naar transportcapaciteit wordt vermeden en dus een dure netwerkaansluiting van Stedin overbodig wordt en elektrische auto's 100% op de zon kunnen rijden.
- Een gemiddeld bezoek bij een snellader duurt 15 minuten, het starttarief is € 5,00 en € 0,25 per minuut.

Afwegingskader (speelveld; politieke achtergrond, maatschappelijk speelveld, belanghebbenden en hun belangen)

Slimme netten & zon-gestuurde laadstations

Door elektrisch vervoer slim te integreren in de lokale elektriciteitsopwekking lijken miljarden investeringen vermeden te kunnen worden. Zonnepanelen die duurzame elektriciteit opwekken en elektrische auto's die duurzame elektriciteit opslaan, maken beiden gebruik van het lokale elektriciteitsnet. In dit lokale midden- en laagspanningsnetwerk van de netbeheerder kunnen aanbod van, én de vraag naar, zonnestroom slim op elkaar worden afgestemd.

Het hart van een slim net is het zon-gestuurde laadstation. Het algoritme in het zongestuurde laadstation koppelt de zonnestroom van bedrijven, huizen en boerderijen aan de elektrische auto's langs (in dit geval) de A2 en op aanpalende bedrijfsterreinen. Daarmee kan het zon-gestuurde laadstation vraag en aanbod van zonnestroom reguleren en balanceren. Zo gaan duurzaam vervoer en duurzame elektriciteitsopwekking hand in hand, waarbij:

- miljarden aan investeringen in het lokale elektriciteitsnet worden vermeden;
- het lokale net toekomstvast wordt, tegen naar schatting 70% van de kosten van het 'business as usual'-scenario;
- er minder overlast is ten gevolge van opgebroken straten, bouwwerkzaamheden of afgesloten snelwegen;
- een nieuwe economie van slimme diensten ontstaat, voortbouwend op bestaande infrastructuur;
- de lokale luchtkwaliteit meetbaar verbetert door de toename van schoon vervoer.

Daarnaast zijn er nog twee belangrijke inverdieneffecten:

- Door vraag naar en aanbod van zonnestroom slim af te stemmen, zal het financieel rendement van zonnestroom toenemen. Een hoger rendement leidt tot meer, en versnelde, investeringen in lokale opwekking, waardoor de Nederlandse energievoorziening sneller verduurzaamt dan in het 'business as usual'-scenario. Dit geldt niet alleen voor energie, maar ook voor schone lucht, stille en gezonde steden.
- Datzelfde geldt voor de vraagzijde: meer auto's die rijden op schone stroom zal leiden tot minder gebruik van fossiele brandstoffen.

6.2.6 Barrières

Huidige Regelgeving

Netbeheerders zijn gehouden aan het uitvoeren van elk gevraagd transport van elektriciteit. In het geval dat daardoor netcomponenten overbelast dreigen te worden, moeten zij door middel van congestiemanagement de transportvraag verleggen. Echter, zij zijn gehouden aan het zo spoedig mogelijk verzwaren van het net, zodat de congestie niet meer zal optreden. In het geval dat de congestie slechts weinig optreedt (bijvoorbeeld door de productie van elektriciteit door zonnepanelen op een vakantiedag), is het wellicht maatschappelijk efficiënter om van netverzwaring af te zien en structureel congestiemanagement toe te passen. Een beleidskader dat de mogelijkheden van de netbeheerder op dit punt aangeeft, ontbreekt op dit moment.

In de huidige regelgeving worden investeringen door netbeheerders of de markt in alternatieven voor netverzwaring en financiële prikkels richting aangesloten voor efficiënt netgebruik niet mogelijk geacht. Er is immers geen financieel voordeel bij eindgebruikers om te laden op basis van lokale opwekking in een gebied met schaarste aan transportcapaciteit. Dit komt doordat er geen tijds- en locatie afhankelijke componenten zitten in de transporttarieven. Door starre regelgeving en ontbreken van financiële prikkels om vraag en aanbod te matchen blijven investeringen in lokale smart grids uit. Het gevolg is dat uiteindelijk de netbeheerder gedwongen wordt de capaciteit van al haar laagspanningsnetten uit te breiden. De kosten daarvan zullen uiteindelijk worden doorbelast aan de afnemers.

In aanvulling hierop compromitteert de huidige inrichting van energiebelasting en wet milieubeheer WMB het verdienmodel ten behoeve van efficiënt netgebruik. Het gaat hierbij om de mogelijke inningsdiscussie tussen de fiscus en het project over WMB voor een laadpaal achter de meter en de structuur van de energiebelasting die leidt tot asymmetrie tussen invoeden en afnemen.

6.2.7 Oplossingsrichting: Een ‘regelluwe zone’

Het huidige kader van de wetgever stamt uit 1998, een tijd waarin nog geen rekening werd gehouden met de huidige ontwikkelingen zoals die zich nu lijken aan te dienen op bijvoorbeeld het terrein van elektrisch vervoer. Zowel vanuit de duurzaamheidsdoelstelling van Nederland, als vanuit financiële overwegingen, lijkt het wenselijk dat het huidige reguleringskader, maar ook inrichting van WMB en energiebelasting, kritisch wordt beschouwd. Daarbij dienen de belangen van alle belanghebbenden te worden meegenomen. De leveringszekerheid voor consumenten moet beschermd blijven, de vrije markt moet blijven werken, belastinginkomsten dienen niet te verdwijnen, én het elektriciteitsnet moet robuust blijven. Maar ook toekomstvast(er) worden gemaakt. ‘Het licht in Nederland moet aanblijven, tegen zo laag mogelijke kosten’. We willen de waarden en achterliggende ratio van de regels behouden, en tegelijkertijd ruimte bieden voor nieuwe, maatschappelijk gewenste, ontwikkelingen.

Om oplossingsrichtingen tot het wegnemen van bestaande barrières verder te verkennen zou de ruimte moeten worden geboden om te experimenteren. Bijvoorbeeld met het inkopen van flexibiliteit of het gebruik van prikkels in de transporttarieven om de vraag naar transportcapaciteit te verlagen en zo de noodzaak voor verzwaring uit te stellen. Deze experimenten kunnen zicht bieden in de effectiviteit en efficiëntie van deze mogelijke alternatieven.



Om te kunnen experimenteren in bijvoorbeeld het ‘living lab’ in de provincie Utrecht is onder andere een tijdelijke ‘regelluwe zone’ of experimenteer-ruimte nodig. Een dergelijke regelluwe zone of ‘toezichtvakantie’ maakt het mogelijk om niet alleen in theorie, maar ook in de praktijk, samen op zoek te gaan naar de contouren van een ander marktmodel, dan het huidige.

Deze toezichtvakantie omvat voor het invoeren van flexibiliteit in het net voor elektrisch laden in case Haarrijn het volgende:

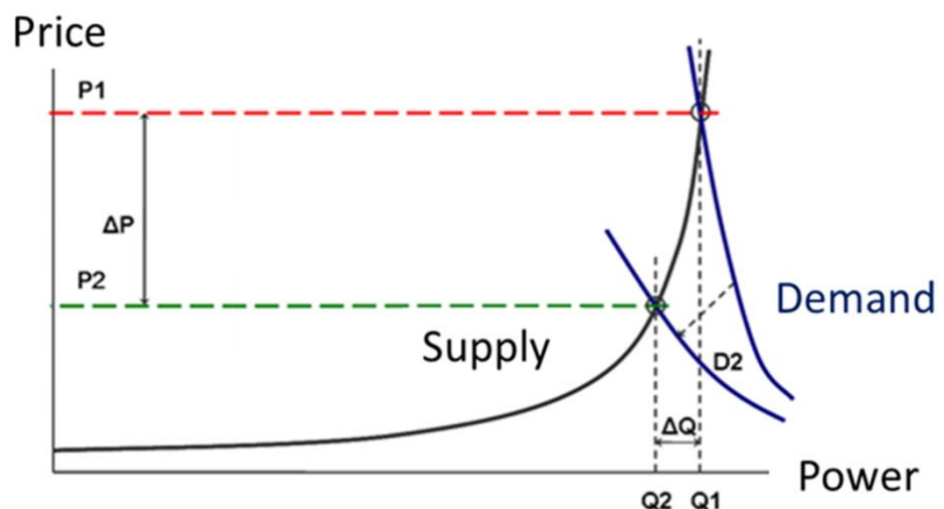
1. Tijdelijke bevrozing (drie jaar) van een mogelijke inningsdiscussie tussen de fiscus en het project over WMB voor een laadpaal achter de meter (ministerie van Financiën).
2. Tijdelijk gedogen van afwijkende/variabele nettarieven van netbeheerder Stedin aan Mistergreen (toezichthouder ACM).
3. Tijdelijk gedogen van afwijkende/variabele energiebelasting tarieven van MisterGreen aan de autostroom *provider* (ministerie van Financiën).

6.2.8 Resterende vragen/Conclusies

- Flexibiliteit bestaat uit verschillende/meerdere producten. Het onderliggende project spitst zich met name toe op flexibiliteit richting grootverbruik klanten/MS-aansluitingen. Aanvullend onderzoek zou gedaan moeten worden naar kleinverbruik, laagspanning. De test in Lombok (Gemeente Utrecht) biedt hier waardevolle mogelijkheden.
- Dit product is een middel voor systeem piekreductie op lokale schaal. Parallelle tests op de netvlakken van Enexis en Alliander -met identieke bemetering & monitoring- zijn een positieve aanvulling.
- Dilemma: meerdere flexibiliteitsproducten zijn mogelijk. Welke te kiezen en hoe kan ervoor gezorgd worden dat deze elkaar niet in de weg zitten?
- Actoren in het (elektriciteits-) energy systeem (i.e. TSO, DSO, aanbieder, PV-partij, consument) moeten duidelijk haar product definitie/behoefte kenbaar kunnen maken aan de markt die flexibiliteitsproducten kunnen aanbieden. Met deze case proberen wij vraag- én aanbodbehoefte in kaart te brengen. Van proef naar praktijk!

6.3 Zakelijke energiegebruikers (Case lead: VEMW)

Figuur 38 Vraagsturing als doelmatig alternatief om vraag en aanbod te balanceren



6.3.1 Beschrijving van de situatie: algemeen en toekomst

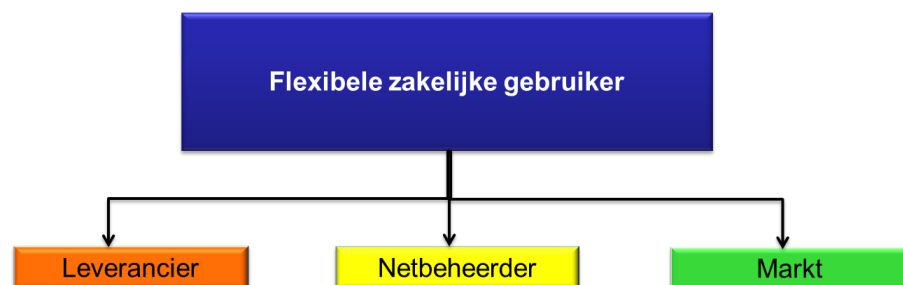
Veel zakelijke energiegebruikers kunnen hun elektriciteitsvraag beïnvloeden. Zo kunnen bedrijven meer elektriciteit gebruiken als er een overschot op de markt is of minder afnemen wanneer er een tekort aan productiecapaciteit voorhanden is. Sommige zakelijke energiegebruikers zijn flexibel in hun behoefte omdat ze zelf beschikken over een installatie voor elektriciteitsproductie en andere bedrijven kunnen bijvoorbeeld elektriciteit in plaats van gas inzetten om aan hun warmtevraag te voldoen. Weer andere gebruikers hebben bijvoorbeeld een productieproces dat tijdelijk kan worden stilgezet of soms meer of minder elektriciteit kan gebruiken.

Zakelijke energie gebruikers kunnen al reageren op vraag en aanbodprijken. Op verschillende manieren is flexibiliteit al te gelde te maken. Toch reageren zakelijke energiegebruikers nog maar in beperkte mate op vraag en aanbodprijken. Dit komt door een beperkte volatiliteit op de verschillende deelmarkten en door uiteenlopende barrières om meer of minder elektriciteit af te nemen. Het geschetste toekomstbeeld zal leiden tot een groeiende vraag naar flexibiliteit. De vraag naar flexibiliteit kan deels efficiënt ingevuld worden door flexibele productieprocessen in de industrie. Daarvoor moeten eerst barrières worden weggenomen om deze bron van flexibiliteit te ontsluiten.

6.3.2 Bestaande kader

Binnen de huidige marktinrichting kan een zakelijke energiegebruiker op verschillende manieren flexibiliteit inzetten. Het is mogelijk om als zakelijke energiegebruiker afspraken te maken met de leverancier die is gecontracteerd voor de desbetreffende aansluiting(en). Daarnaast is het mogelijk om flexibiliteit te ‘verkoopen’ aan de landelijke systeembeheerder. Dat kan direct of indirect via zogenaamde aggregators. Een derde optie is om zelf direct actief te zijn op de energiemarkt. Combinaties van onderstaande opties zijn ook mogelijk.

Figuur 39 De flexibele zakelijke gebruiker en interacties met andere actoren



Inzet van flexibiliteit via de leverancier

Een zakelijke energiegebruiker die beschikt over flexibiliteit is in de mogelijkheid om over de inzet daarvan afspraken te maken met zijn energieleverancier. De klant en de leverancier, die in de meeste gevallen ook de programmaverantwoordelijke partij is, nemen dan in het leveringscontract de mogelijkheden op hoe eventuele flexibiliteit door de leverancier ingezet kan worden op de markt. Zo kan bijvoorbeeld de klant de mogelijkheid krijgen om op basis van APX-prijzen meer of minder elektriciteit af te nemen of in te voeden. Dit kan op initiatief van de klant maar is ook mogelijk op initiatief van de leverancier/PV-partij.

Inzet van flexibiliteit via de systeembeheerder

Een andere mogelijkheid is het inzetten van flexibiliteit via de landelijke netbeheerder. Voor zakelijke energiegebruikers die over flexibiliteit in hun elektriciteitsvraag of productieproces beschikken zijn er verschillende mogelijkheden deze beschikbaar te stellen aan de netbeheerder. Zo kunnen partijen noodvermogen aanbieden. Maar er zijn ook andere producten waarvoor de netbeheerder zakelijke energiegebruikers kan vragen om flexibiliteit aan te bieden. Zo kunnen partijen onder voorwaarden vermogen aanbieden aan de landelijke systeembeheerder als regel- en reserve vermogen. Partijen die beschikken over een primaire regeling kunnen tenslotte ook nog flexibiliteit aanbieden aan de systeembeheerder in de vorm van primaire reserve.

Inzet van flexibiliteit via de markt

Een derde alternatief voor zakelijke elektriciteitsgebruikers om flexibiliteit in te zetten is zelf (in)direct handelen op de elektriciteitsmarkt. De verschillende handelsplaatsen (OTC of Beurs) en de onderliggende deelmarkten geven ook hier de gebruiker een scala aan opties en mogelijkheden. Het is mogelijk dat een partij dagelijks (via een tussenpersoon) flexibiliteit koopt en verkoopt op de day ahead markt of de intraday markt. Ook is het mogelijk om te acteren op de onbalansmarkt; los van het aanbieden van vermogen aan netbeheerder TenneT kunnen partijen ook ‘regelen’ op het onbalanssignaal. Het zelf inzetten van flexibiliteit via de markt is vrij complex vanwege het feit dat hiervoor zelf of met een onafhankelijke partij programmaverantwoordelijkheid moet worden gevoerd.

6.3.3 Case Flexibiliteit inkoop elektriciteit ESD-SIC

In- en verkoop van stroom waarbij optimaal gebruik wordt gemaakt van de flexibiliteit in het productieproces.

ESD-SIC is een grote zakelijke elektriciteitsgebruiker uit het noorden van het land. Door de inzet van restgas uit het procedé in een kleine productie-eenheid kan ESD-SIC zelf elektriciteit opwekken. Daarnaast kent het productieproces een grote mate van flexibiliteit; het productieproces kan zelfs gedurende een aantal uren volledig zonder stroom. ESD-SIC wil optimaal gebruik maken van de flexibiliteit in het productieproces om de inpassing van duurzame energie te faciliteren. Dit vereist een intensieve samenwerking tussen de verschillende afdelingen binnen het bedrijf (o.a. stroominkoop, productverkoop, productproductie en onderhoud).

Inkoopproces

Ruim voorafgaand aan de dag van productie wordt elektriciteit ingekocht. Dit gebeurt op de OTC-markt waar de lange termijn basis behoefte afgedekt wordt met kwartaalcontracten. Dit is voornamelijk om prijsrisico's in de toekomst te kunnen hedgen. Op de dag voor productie heeft het bedrijf de mogelijkheid om zelf orders in te leggen op de APX. Blokken van X MW kunnen gekocht of verkocht worden. Zo kan op ‘dure uren’ maximaal worden ingevoerd en kan op de uren waar de APX-prijs laag is goedkoop elektriciteit worden onttrokken uit het net. De resultaten van de bieding moeten worden verwerkt in een productieplanning. Deze planning (actieve regeling) bevat duidelijke instructies aan de productieafdelingen over wat van hen per uur en per productiemiddel wordt verwacht.



Op de dag zelf wordt de prijsvorming op de onbalansmarkt nauwkeurig gevolgd door ESD-SIC. Via een geautomatiseerd onbalanssignaal wordt iedere 5 minuten een verwachting en advies afgegeven. Dat advies kan betekenen: 'volg het vastgestelde profiel (de actieve regeling)', 'onttrek zoveel mogelijk elektriciteit uit het net' of 'voed zoveel mogelijk elektriciteit in'. Dit signaal wordt digitaal beschikbaar gesteld aan de productieafdelingen die vervolgens weten welke actie ze moeten ondernemen om te voldoen aan het advies. Door meer of minder elektriciteit dan gepland in te voeren of te onttrekken wordt een bijdrage geleverd aan het herstellen van de onbalans op het elektriciteitsnet.

Aandachtspunten

Het productieproces ESD-SIC staat vrij veel flexibiliteit toe. Snel op- en afschakelen van intrek uit het net is mogelijk. Dat is niet voor elke zakelijke gebruiker het geval. Door op korte termijn te reageren op vraag en aanbod prikkels kunnen kosten worden verlaagd. De risico's die hiermee gepaard gaan kunnen deel gemitigeerd worden door te acteren op de lange termijn.

Een goede voorbereiding is hiervoor noodzakelijk. Zo moeten de financiële risico's goed in kaart zijn gebracht en binnen het hele bedrijf bekend zijn. Dat geldt ook voor de technische risico's die gepaard gaan met het op- en afregelen op basis van vraag- en aanbod signalen uit de markt. Daarnaast vraagt het een goede logistieke planning zodat knelpunten binnen het productieproces voorkomen worden. Bij de voorbereiding moeten ook externe partijen worden betrokken zoals de systeembeheerder, de PV-partij, de leverancier en de belastingdienst.

Voor het afsluiten van een OTC-contract met een leverancier is het van belang dat het raamcontract voldoende ruimte laat voor flexibiliteit. Er moeten heldere afspraken zijn over de mogelijkheid om te kunnen in- en verkopen. Daarnaast is het van belang duidelijk te hebben hoe risico's zijn afgedekt. Vervolgens is het van belang wanneer ingekocht wordt. Daarvoor is een goede prijsstrategie noodzakelijk welke intern duidelijk is afgestemd. Tenslotte zijn de administratieve handelingen een aandachtspunt. Het controleren van de facturen en de aangifte voor de energiebelasting worden complexer.

Het kunnen kopen en verkopen op de APX vereist duidelijke interne afspraken. De productieplanning zal moeten worden afgestemd met de beschikbaarheid van productiemiddelen, de onderhoudsplanning en uiteindelijk met de APX prijzen. Ook hierover is goede interne (geautomatiseerde) communicatie noodzakelijk. Het kunnen inbieden op de APX gaat daarnaast gepaard met allerlei kosten zoals collateral-, clearing- en lidmaatschapskosten.

Het reageren en acteren op real time onbalanssignalen brengt voor een bedrijf ook aandachtspunten mee. Het signaal dat door landelijk systeembeheerder TenneT wordt afgegeven is niet één-op-één over te nemen. Er zal geïnvesteerd moeten worden in een onbalansschatter die het signaal omzet in een verwachting en een advies. Dat brengt extra kosten met zich mee. Ook dienen hiervoor extra afspraken gemaakt te worden met de gecontracteerde PV-partij. Dit hoeft geen barrière te zijn om flexibiliteit in te zetten, maar de risico's van het reageren middels een schatting van de onbalans zijn groot en moeten bekend zijn bij het hele management.

Naast risico's ten aanzien van de commodity en onbalans zijn er ook 'risico's' met betrekking tot bijvoorbeeld netwerktarieven en de energiebelasting. De huidige tariefsystematiek kan een behoorlijke beperking zijn om gebruik te maken van flexibiliteit. Bijvoorbeeld door de $kW_{\max}/kW_{\text{contract}}$ systematiek.



Ook de bedrijfstijd kan behoorlijk achteruitgaan als gevolg van de inzet van flexibiliteit.

Het inzetten van de flexibiliteit van ESD-SIC bij de inkoop van elektriciteit brengt grote voordelen met zich mee. Dit gaat gepaard met aanzienlijke risico's. Die risico's moeten binnen de organisatie bekend en inzichtelijk zijn. Daarvoor is voldoende kennis van binnen de organisatie over bijvoorbeeld de energiemarkt en netbeheer essentieel.

6.3.4 Barrières

Nettarieven

Zakelijke elektriciteitsgebruikers moeten betalen voor het transport van elektriciteit over het net. Die kosten worden in rekening gebracht op basis van het vermogen. De systematiek waarbij tarieven op basis van twee tarief-dragers in rekening wordt gebracht, kW_{contract} en kW_{max} , maakt dat een kortstondige piek direct consequenties heeft voor de hele maand en zelfs het hele jaar. De kW_{contract} component wordt bepaald door de kW_{max} en wordt na overschrijding met terugwerkende kracht voor het hele jaar in rekening gebracht. Dit nadelige effect op de kosten voor het transporttarief voor elektriciteit geldt voor elke optie van het inzetten van flexibiliteit. Een hogere kW_{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_{max} de hoogte van de zogenaamde volumecorrectie bepaald. Meer elektriciteit afnemen op momenten van overschot is in sommige gevallen zonder kW_{max} correctie onaantrekkelijk.

Productspecificaties

Het aanbieden van flexibiliteit aan de netbeheerder kan zoals beschreven op verschillende manieren. Welke mogelijkheden een bedrijf heeft hangt af van het productieproces en of er een installatie voor elektriciteitsopwekking is. Niet iedereen kan bijvoorbeeld primaire reserve leveren omdat daarvoor een primaire regeling nodig is en het proces continu gedurende één week moet draaien. Voor het leveren van noodvermogen gelden eisen aan de minimale hoeveelheid die moet worden aangeboden i.c.m. een minimale beschikbaarheid. Het aanbieden van regel- en reservevermogen kan enkel wanneer gebruik gemaakt wordt van het berichtenverkeer wat inhoudt dat het bedrijf zelf PV moet voeren of samen met de PV per PTE informatie aan TenneT zal moeten sturen. Daarnaast is het niet zeker of je na het aanbieden van regel- of reservevermogen ook daadwerkelijk afgeroepen gaat worden. Je zult echter wel beschikbaar moeten zijn en kunt de flexibiliteit niet anders inzetten. Dat geldt overigens ook voor andere opties om flexibiliteit aan te bieden aan de systeembeheerder. Een groot stuk flexibiliteit wordt hiermee aan de netbeheerder 'verkocht' zonder zekerheid of het uiteindelijk iets oplevert.

Kosten

Voordat een zakelijke elektriciteitsgebruiker flexibiliteit kan inzetten moeten kosten worden gemaakt. Het meest duidelijk komen die kosten in beeld wanneer een gebruiker zelf de flexibiliteit op de markt inzet. In het geval van toetreding tot het handelsplatform, dan beginnen de kosten met een (light) lidmaatschap, maar daarna komen ook kosten voor collateral en clearing aan de orde die aanzienlijk kunnen zijn voor kleine partijen. Ook wanneer een zakelijke gebruiker flexibiliteit aan TenneT wil verkopen wegen de kosten soms niet op tegen de baten. De aanpassingen die bijvoorbeeld aan een (productie-)eenheid moeten worden gedaan om op afroep dag en nacht noodvermogen te kunnen leveren zijn vaak niet goedkoop en worden pas na

een tijd terugverdiend. Echter is de vergoeding onzeker vanwege de tender-systematiek. Ook voor het actief meeregelen op basis van een onbalanssignaal moeten eerst kosten worden gemaakt.

Financiële risico's

De risico's om flexibiliteit te benutten kunnen financieel gezien behoorlijk oplopen. Ondanks dat een bedrijf graag een bijdrage wil leveren aan het opvangen van een overschot of een tekort op de markt kunnen de risico's voor een bedrijf om dit te doen als te groot worden ervaren. Dit komt vooral voort uit de complexiteit van de verschillende handelsplaatsen. Een flinke afwijking van het ingediende programma op een moment dat de onbalans uiteindelijk anders uitpakt dan geschat kan de opbrengst snel doen verdampen.

Complexiteit

Het inzetten van flexibiliteit via één of meerdere opties is vaak complex. Dat geldt voor elke mogelijke optie. Het inzetten van flexibiliteit via een leverancier vereist een grote mate van gelijkwaardigheid ten aanzien van kennis van de elektriciteitsmarkt. Daarnaast is een contract waarbinnen flexibiliteit benut kan worden ingewikkelder dan een gewoon contract. Het verkopen van flexibiliteit aan landelijk systeembeheerder TenneT kan voor partijen complex zijn vanwege de technische vereisten en bijvoorbeeld door gebrek aan een vooruitzicht over de eventuele vergoeding. Het inzetten van flexibiliteit door zelf rechtstreeks actief te zijn op de verschillende handelsplaatsen voor elektriciteit vereist een zeer hoge mate van kennis van de elektriciteitsmarkt. Het bestaan van verschillende handelsplaatsen voor day ahead, intraday en onbalans maakt het nog complexer. Bovendien is prijsvorming vanwege (flow-based) marktkoppeling complexer (onvoorspelbaarder) geworden voor zakelijke energiegebruikers.

Marktinformatie

Beschikbaarheid van informatie over prijsvorming op de verschillende handelsplaatsen voor elektriciteit is niet, of niet in handige vorm, voorhanden. Bijvoorbeeld historische prijsinformatie van de day ahead markt of intraday markt is niet gratis beschikbaar. Ook het onbalanssignaal is niet makkelijk uit te lezen en hiervoor moet een partij in de hand worden genomen om geautomatiseerd de informatie van de TenneT-website uit te kunnen lezen.

Knellende regels energiebelasting

Wanneer partijen rechtsreeks handelen op de beurs of een handelsplatform zijn ze zelf belastingplichtig. Dit brengt een hogere administratieve last met zich mee. Wanneer een bedrijf zelf een opwekkingseenheid heeft en deze flexibel in wil zetten moet rekening gehouden worden met de vrijstelling van de energiebelasting op aardgas. Wordt het rendement van elektriciteitsproductie lager dan 30% dan vervalt deze vrijstelling. Dat is wederom een penalty in plaats van een prikkel om flexibiliteit in te zetten.

Gebrek aan volatiliteit

Er moet voldoende volatiliteit op de verschillende handelsplaatsen voor elektriciteit zijn om het reageren op pieken en dalen in de prijs aantrekkelijk te maken. Als gevolg van verschillende redenen is op de day ahead, intraday en zelfs op de onbalansmarkt de volatiliteit de afgelopen jaren minder geworden. Er zijn minder hoge pieken en het verschil tussen pieken en dalen zijn kleiner geworden. Dat maakt reageren op prijssignalen op de markt minder aantrekkelijk.

6.3.5 Oplossingsrichtingen

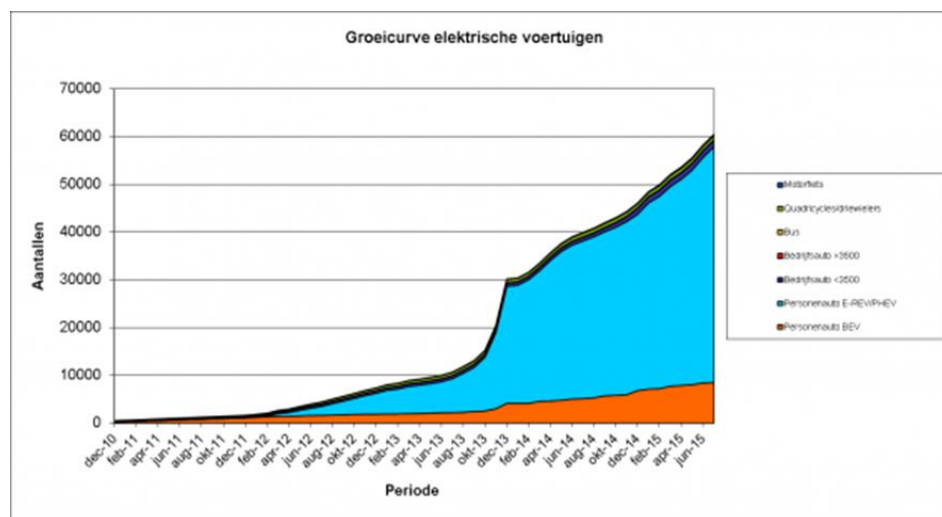
- a Geef energiegebruikers maximale mogelijkheden om hun kosten te beïnvloeden.
- b Ontwikkel een laagdrempelig flexibiliteitsplatform waar vragers en aanbieders makkelijk en real-time flexibiliteit kunnen verhandelen.
- c Laat prijzen volledig vrij en alleen op markten tot stand komen.
- d Ontwikkel één platform voor real-time informatie over de systeembalans en de productie van duurzame energie.
- e Realiseer een volledige koppeling van Europese markten voor alle biedzones en alle timeframes.
- f Pas met betrekking tot de barrières t.a.v. de tariefsystematiek en energiebelasting het principe van kostenveroorzaking toe, daar waar dit doelmatigheid bevordert.

6.4 Elektrische voertuigen (Case lead: ENECO)

Het aantal auto's dat niet rijdt op benzine of diesel groeit in Europa. Volgens de European Automobile Manufacturers Association⁵⁵ steeg het aantal geregistreerde 'alternatieve voertuigen' in het tweede kwartaal van 2015 met ruim 17%, tot een aantal van ruim 143.000. De sterkste groei ontstond bij volledig elektrische voertuigen (een stijging van 53%), gevolgd door hybride (+ 23%) en gas (+ 3%).

Ook in Nederland groeit het aantal (volledig/hybride) elektrisch auto's. Uit cijfers van RVO.nl⁵⁶ blijkt dat er eind juli 2015 8.542 volledig elektrische en 49.325 hybride (elektrisch met range extender of plug-in hybride) auto's in Nederland zijn geregistreerd.

Figuur 40 Groei elektrische voertuigen



Bron: European Automobile Manufacturers Association.

⁵⁵ Zie www.acea.be/press-releases/article/alternative-fuel-vehicle-registrations-24.6-in-the-first-half-of-the-year-1

⁵⁶ Zie www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers

Uit onderzoek van de ANWB (2015) blijkt dat auto's per etmaal veel stil staan, de auto's uit de steekproef gemiddeld zelfs 23 uur per etmaal. In potentie kan een elektrisch wagenpark dus 95% van de tijd aangesloten zijn op het netwerk en dienen als buffer. Die buffer kan dienen om in uren met overvloedige elektriciteit uit zon en wind die stroom op te slaan in de accu's van deze auto's, en bijvoorbeeld 's nachts elektriciteit te leveren uit auto's die de volgende ochtend geen lange rit hoeven te maken. Daarbij is het van belang van wie de stroom in de accu is.

Zonder prikkels om het systeem in balans te houden kunnen laadprofielen van elektrische auto's eruit zien zoals getoond in volgende grafieken. Daarbij is onderscheid gemaakt naar thuis laden, op het werk laden en snelladen (zie ook (Movares, 2013)).

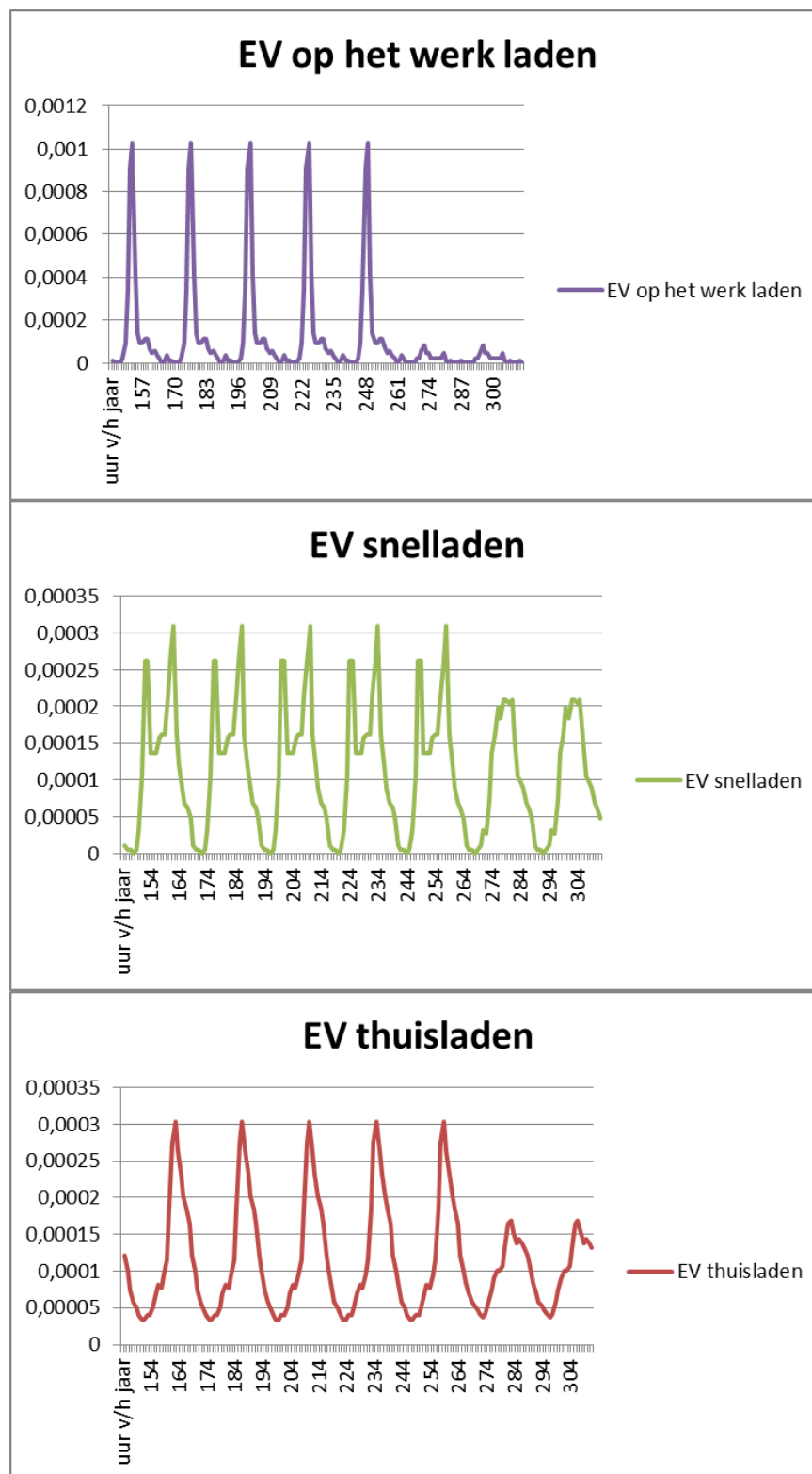
Dit laadgedrag versterkt de behoefte aan piekcapaciteit, ongewijzigd zou het dus om meer productiecapaciteit en/of meer investeringen in het netwerk vragen. Maar dit laadgedrag kan gewijzigd worden met prijsprikkels.

Er is overigens een verschil tussen elektrisch laden op een aparte aansluiting voor elektrisch vervoer en elektrisch laden bij een huishouden waar ook elektriciteit voor andere doeleinden wordt verbruikt.

Elektrisch laden op een aparte aansluiting betreft vaak een laadpaal in de openbare ruimte of op een bedrijventerrein. Daar is de afnemer meestal de gemeente of de uitbater van het bedrijventerrein. Het beïnvloeden van het gedrag van deze afnemer is complex omdat tussen de betaling van de energiefactuur en de feitelijke afnemer van stroom veel schakels zitten. Dit is zeker het geval als het een leaseauto betreft.

Het gedrag bij elektrisch laden 'achter de meter' bij een kleinverbruik-aansluiting is iets eenvoudiger te sturen, mits er sprake is van een slimme meter. Maar de mobiliteitsbehoefte van de automobilist staat uiteraard voorop. De autoaccu is eenvoudigweg niet beschikbaar voor slim laden als de auto onderweg is.

Figuur 41 Laadprofielen voor het laden van elektrische voertuigen (EV) respectievelijk op het werk, snelladen en thuis laden

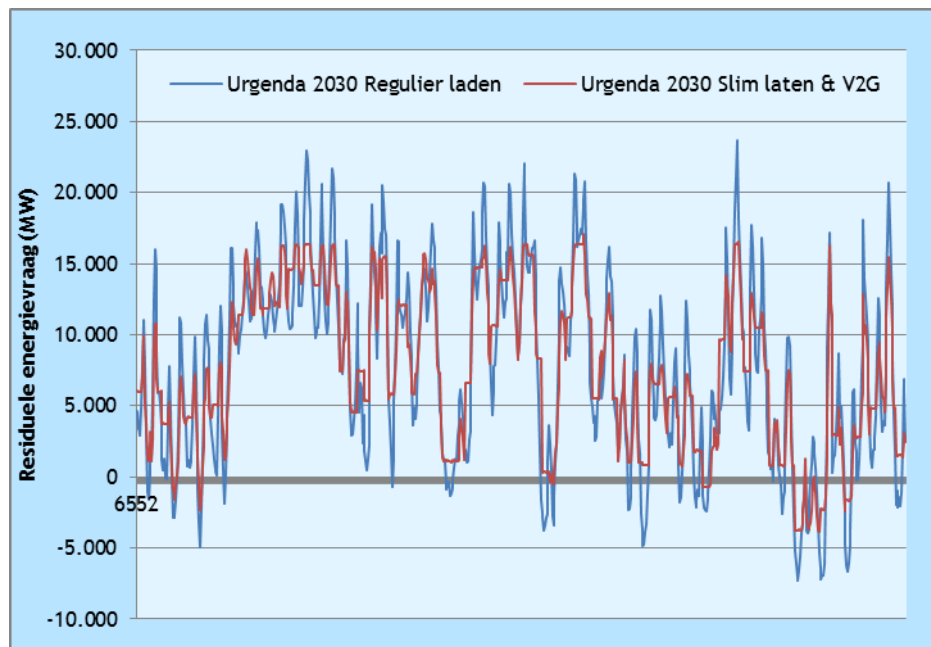


Bron: Laadstrategie Elektrisch Wegvervoer (Movares, 2013).

CE Delft - goedkopere stroom door slim laden van EV's (2015)

Elektrische Voertuigen (EV's) worden gezien als een veelbelovende technologie met belangrijke voordelen voor klimaat, luchtkwaliteit en geluid. Daarnaast hebben EV's nog een toegevoegde waarde: ze bieden kansen voor het elektriciteitssysteem. Door elektriciteitsopslag en stabilisering van het elektriciteitsnet geven zij synergievoordelen met lokale hernieuwbare elektriciteitsopwekking. Hoewel dit algemeen wordt beschouwd als een belangrijk voordeel, is er nog weinig onderzoek gedaan naar de aard en omvang ervan. CE Delft heeft in 2015 in opdracht van RVO.nl de soorten synergievoordelen in beeld gebracht en een eerste inschatting gemaakt van de potentiële waarde ervan voor Nederland. Verschillende soorten synergievoordelen kunnen worden onderscheiden: (A) Kostenbesparing in elektriciteitsproductie, voortkomend uit (i) vermindering van de fluctuaties in de energievraag die moet worden opgevangen door conventionele kolen- en/of gascentrales; (ii) het vermijden van het tijdelijk stopzetten van hernieuwbare energieproductie (*curtailment*); (iii) het voorkomen of uitstellen van investeringen in pieklastcapaciteit; alsmede (iv) het opvangen van kortcyclische fluctuaties in elektriciteitsvraag en aanbod. (B) Kostenbesparing in lokale energie-infrastructuur, door vermeden netverzwaring. (C) Versnelling in de toename van EV's en zon-PV door wederzijdse beïnvloeding.

CE Delft heeft met behulp van twee modellen (CEGRID en CEFLEX) een eerste-orde inschatting gemaakt van de synergievoordelen A en B die hierboven worden genoemd. Dit is gedaan aan de hand van verschillende scenario's waarin verschillende aannames zijn gemaakt over de ontwikkelingen in het aantal EV's, zon-PV/windenergie, accu-capaciteit en de mate van slim laden/ontladen (*vehicle2grid*). De totale kostenbesparing door de gekwantificeerde synergievoordelen (A.i en B) voor Nederland als geheel is geschat in de orde van grootte van 20 tot 200 miljoen euro per jaar, oftewel ca. € 100 tot € 200 per EV per jaar. De daadwerkelijke synergievoordelen kunnen aanmerkelijk hoger zijn, vooral bij toepassing van *vehicle-to-grid*. De laadalgoritmes die in deze studie zijn ontwikkeld zijn toegepast op het meest extreme scenario uit Hoofdstuk 3, dat van Urgenda 2030 met ca. 5 miljoen elektrische auto's. De volgende figuur toont als illustratie dat slim laden & V2G potentieel een grote rol kan spelen in het verminderen van pieken in de residuele energievraag.



Om te kijken welke potentie slim laden heeft om een overschot aan zonne-energie te accommoderen doen we een snelle rekensom. In Nederland is de zoninstraling op een zomerse zonnige dag zo'n 1.000 W/m² (bron: www.ternary.eu). Zonnepanelen met een rendement van 15% leveren dan 150 W/m² op. Plug-in hybrids hebben een maximum laadvermogen tot 3,7 kW, en volledig elektrische auto's tot 22 kW (bron: Nuon). Een plug-in hybrid kan dus het piekvermogen van ruim 24 m² aan zonnepanelen opnemen, een volledig elektrische auto zelfs een kleine 150 m². De potentie van elektrische auto's om een overschot aan zonne-energie op te nemen is dus enorm.

Eenzelfde som kunnen we maken voor de mogelijkheid van elektrische auto's om bij te springen op donkere windstille dagen. De Opel Ampera (bron opel.nl) heeft een vermogen van 111 kW. Omgerekend dus een zonnepaneel van 740 m². Ook daar is dus veel potentie.

Een uitgebreide studie naar de potentiële synergie-effecten van elektrisch rijden en de productie van lokale hernieuwbare energie is uitgevoerd door CE Delft in opdracht van RVO. Het onderstaande tekstkader gaat wat dieper op deze studie in.

In de praktijk zijn er flink veel barrières om dit potentieel realiteit te laten worden. Er zijn technologische barrières: zo duurt het opladen van accu's lang in vergelijking tot het tanken van benzine. Er zijn ook economische barrières: een elektrische auto is nog duur, hoewel een elektromotor veel efficiënter is in het omzetten van de 'brandstof' naar roterende wielen dan een verbrandingsmotor. Deze technologische en economische barrières vallen buiten de scope van dit onderzoek.

Er zijn ook regulatoire barrières, waarvan een aantal hieronder wordt genoemd. Deze barrières zorgen ervoor dat het te weinig tot niet loont om elektrische auto's op zinvolle tijdstippen te (ont)laden. Sterker nog: deze barrières vertragen alle vormen van kleinschalige flexibele elektriciteit, niet alleen de inzet van stilstaande elektrische voertuigen.

6.4.1 Slimme meter, domme allocatie?

De klassieke elektriciteitsmeter meet alleen het totaal aan verbruikte kWh, in het meest geavanceerde geval wordt er nog onderscheid gemaakt tussen dag en nacht. Maar een verschil in verbruik tussen bijvoorbeeld een werkdag of een weekenddag, een zomerochtend of een wintermiddag, verbruik in of buiten de ochtendpiek, het wordt allemaal niet gemeten, laat staan bijgehouden in factuursystemen.

Het is daarom eerst nodig dat huishoudelijke afnemers een slimme meter krijgen. Dit is al in beweging gebracht door de Rijksoverheid: iedereen zou in 2020 een slimme meter moeten hebben.

Maar vervolgens moet er ook slim gealloceerd worden: de slimme meetdata moet in de reis van meter naar netbeheerder naar leverancier naar klant-factuur niet de intelligentie verliezen. Of dit voor een aangeslotene het geval zal zijn nadat er een slimme meter is geïnstalleerd, is nog allerm minst zeker. Wij bevelen dus aan om heldere openbare afspraken over tijdpad en betrouwbaarheid van slimme allocatie te maken. De regels van de Autoriteit Consument & Markt (ACM Codes) en afspraken in de vereniging Nederlandse EnergieData Uitwisseling (NEDU) moeten beide deze slimme allocatie propageren met een concreet tijdpad.

6.4.2 Energiebelasting staat ontladen in de weg

Zelfs al is slimme allocatie geregeld, dan nog gooit de manier van energie belasten roet in het eten.

Bij het opladen van de elektrische auto wordt energiebelasting betaald en dit bedrag is (voor huishoudens) een veelvoud van de prijs van elektriciteit (ca. 200%). Bij ontladen wordt deze belasting niet gerestitueerd, maar bij opnieuw laden wordt wéér energiebelasting betaald.

In cijfers: 's nachts wordt 10 kWh in de auto geladen tegen een prijs van 4 €ct/kWh en belasting van 11,96 €ct/kWh; inclusief BTW kost dit de chauffeur € 1,94. Overdag is er een hoge vraag en verkoopt hij 10 kWh voor 9,7 €ct/kWh. De chauffeur ontvangt € 0,97.

Complicerende factor is dat de chauffeur op verschillende plaatsen komt en het opladen en ontladen dus via verschillende meters kan plaatsvinden.

Alleen als de energiebelasting terug wordt gegeven bij levering aan het net, is deze vorm van flexibiliteit te gebruiken.

6.4.3 Energiebelasting ontmoedigt gedragsverandering

Zelfs al is slimme allocatie geregeld, dan nog gooit de manier van energie belasten roet in het eten. Immers, de energiebelasting is circa 200% van de gemiddelde kWh-prijs, en is indifferent voor het tijdstip van afname van die kWh. Met andere woorden: elke prijsfluctuatie die zou moeten zorgen voor het slim (ont)laden van de elektrische auto, wordt door de energiebelasting enorm gedempt. Als bijvoorbeeld de marktwaarde van 6 €ct/kWh daalt naar 3 €ct/kWh, een afname van 100%, neemt de totaalprijs inclusief belasting slechts met 17% af.

Een andere wijze van energie belasten, bijvoorbeeld met een percentage à la BTW, of een verschuiving van elektriciteitsbelasting naar gasbelasting, zou dit probleem substantieel verkleinen. Afnemers krijgen dan meer prikkels om het collectieve elektriciteitssysteem te helpen door op de juiste momenten de auto te (ont)laden.

6.4.4 Regels voor landelijk reservevermogen gaan nog uit van grote centrales

De landelijke netbeheerder TenneT zorgt o.a. voor regel-, reserve- en noodvermogen. Met andere woorden: momentane backup, iets langzamere backup, en stroom voor noodgevallen. Voor de tweede soort, het regelvermogen, organiseert TenneT een biedladder. In de praktijk doen alleen grote thermische centrales mee aan die biedladder. Een verzameling van kleinere flexbronnen (zoals een elektrisch wagenpark) kunnen theoretisch wel het systeem helpen, maar voldoen niet aan de producten van de biedladder. Zoals het aanbieden van een heel kwartaal, zonder onderscheid tussen peak en off-peak. Die producten zouden heroverwogen kunnen worden, zodat het potentieel van kleine flexbronnen eventueel beter tot zijn recht kunnen komen.

7 Barrières uit de cases

7.1 Inleiding

De cases uit het vorige hoofdstuk benoemen een groot aantal punten die het toepassen van flexibiliteit belemmeren of beperken. In de volgende paragrafen zijn deze barrières gerangschikt naar oorsprong van de barrière: de regulering zoals vastgelegd in wet- en regelgeving, de wijze waarop de markt is vormgegeven en de wijze waarop partijen zelf het onderwerp beschouwen. In Paragraaf 7.2. worden eerst de barrières samengevat zoals deze specifiek uit de cases naar voren komen. In Paragrafen 7.3, 7.4 en 7.5. worden deze barrières vervolgens in meer diepgang beschreven.

7.2 Barrières voortkomend uit de cases

7.2.1 Overzicht barrières in de regulering

In de bestaande wet- en regelgeving is vaak geen rekening gehouden met de thans groeiende behoefte aan flexibiliteit.

De structuur van de nettarieven, waarbij verschillende tarieven in rekening worden gebracht voor het afnemen van respectievelijk het invoeden op het net, vormt in de cases (Haarrijn, ESD-SIC) een barrière. Ook is het nettatarief statisch van aard, terwijl een dynamisch nettatarief een sterke prikkel tot flexibiliteit kan leveren.

Een soortgelijke barrière wordt gevormd door de energielasting die alleen op afname van elektriciteit wordt geheven (cases Haarrijn, Elektrische voertuigen).

De allocatie van de verbruiksgegevens van kleinverbruikers aan de hand van profielen wordt ook als barrière genoemd (case Elektrische voertuigen).

Van een ander karakter is de plicht van de netbeheerder om alle aangeboden transporten van elektriciteit te honoreren, ook al treden deze maar enkele uren per jaar op. Alleen in afwachting van een netverzwaring mag (en moet) hij een systeem van congestiemanagement hanteren (cases Westland, Haarrijn, Elektrische voertuigen).

Voor het deelnemen aan de tenders voor het regel- en reservevermogen stelt TenneT als systeembeheerder eisen aan de technische inrichting van regel- en communicatieapparatuur. Deze eisen worden ook als barrière ervaren voor de toegang tot deze markt (cases ESD-SIC, Elektrische voertuigen).

Tot slot leidt de stap naar een zelfstandige positie op de elektriciteitsmarkt tot vereisten aan de administratie. Daarbij vallen de hoge eisen van de Belastingdienst in het kader van de energielasting op (case ESD-SIC).

7.2.2 Overzicht barrières marktinrichting

Ook op de wijze waarop de markt is vormgegeven is geen rekening gehouden met de thans groeiende behoefte aan flexibiliteit.

Het feit dat op dit moment flexibiliteit op verschillende concurrerende deelmarkten aangeboden kan worden, wordt als barrière ervaren voor het bereiken van een optimale uitkomst (cases Haarrijn, ESD-SIC). Het ontwikkelen van een 'One Stop Shop' zal het aanbieden van flexibiliteit zeker bevorderen.

Deze deelmarkten geven ook geen heldere en eenvoudig beschikbare informatie over de markt, waardoor handelen op de deelmarkten als risicovol wordt ervaren (case ESD-SIC).

De markten zijn thans ingericht voor de grote volumes die de huidige deelnemers aanbieden en afnemen. Kleinere volumes van kleinere aanbieders hebben een meerwaarde en vragen een aangepaste marktomgeving (cases Westland en Haarrijn).

De kosten van deelname aan de bestaande beurzen (zowel de vaste als variabele kosten) worden als barrière genoemd (case ESD-SIC).

De prijsvorming in de huidige markt wordt als probleem ervaren, zowel wat betreft de volatiele prijzen op de minder-liquide deelmarkten als wat betreft de doorberekening van prijzen naar de eindgebruikers (cases Haarrijn, zakelijke energiegebruiker, elektrische voertuigen). In het bijzonder wordt genoemd dat niet alleen een slimmere allocatie van verbruiksgegevens nodig is, maar ook een daaraan verbonden slimme verwerking van deze gegevens naar de eindgebruiker. Met name voor kleinverbruikers, die thans geheel afgeschermd zijn van de spot- of intraday-prijzen, is dit van belang.

7.2.3 Overzicht barrières bij de deelnemers aan de markt

Tenslotte is het van belang hoe bedrijven en andere organisaties intern met het onderwerp energie omgaan. Immers, als alle barrières in regulering en marktinrichting zijn weggenomen, zullen de bedrijven en andere organisaties ook voldoende besef moeten hebben dat het aanbieden van flexibiliteit tot een voordeel kan leiden.

Het betreft als eerste het kennen van de eigen mogelijkheden met betrekking tot flexibiliteit. Een analyse van de interne energieprocessen zal dit aan het licht kunnen brengen.

Voor wat betreft het aanbieden van flexibiliteit is kennis nodig van de marktomgeving waar flexibiliteit gevraagd wordt. De risico's zullen op het juiste niveau gepercipieerd moeten worden en de eindgebruiker zal een voldoende kennisniveau moeten ontwikkelen om als gelijkwaardige partner tot zaken te kunnen komen (cases ESD-SIC).

7.2.4 Barrières buiten beschouwing

Niet alle barrières zullen in dit hoofdstuk geadresseerd worden. Hieronder noemen wij de belangrijkste aspecten die buiten de scope van dit rapport blijven.

Het is evident dat een bedrijf alleen flexibiliteit kan aanbieden als de bedrijfsprocessen daartoe geschikt zijn. Het is aan het bedrijf zelf om te beoordelen of flexibiliteit en het bedrijfsproces zijn te combineren.

Ook kan een ‘split incentive’ optreden als de feitelijke energiegebruiker niet de financiële voordelen van het leveren van flexibiliteit heeft, omdat deze door een andere organisatie worden geïnd (bijvoorbeeld in het vastgoed-beheer). Het herzien van de onderlinge verhoudingen of verrekeningen in een dergelijke situatie valt buiten de aspecten van regulering of marktinrichting.

Eveneens is het evident dat de prijs die flexibiliteit oplevert een belangrijke factor is voor het aanbieden daarvan. Een dergelijke commerciële afweging kan alleen binnen het betreffende bedrijf c.q. organisatie worden gemaakt.

7.3 Barrières marktinrichting

7.3.1 Barrière marktoegang voor kleinverbruik

In Nederland is de kleingebruiker geheel afgeschermd van de markt en de korte termijn prijsvariëaties daarop. Hij is niet programmaverantwoordelijk, maar zijn leverancier is dat voor hem. De leverancier wordt afgerekend volgens gestandaardiseerde verbruikersprofielen en berekent zijn prijzen voor de kleinverbruikers dus ook niet op basis van feitelijk verbruik. Zijn flexibiliteit, bestaande uit verschuivingen op de korte termijn in zijn verbruik, kan zo niet financieel gewaardeerd worden.

Introductie van variabele prijsstructuren biedt hier mogelijk uitkomst. Dergelijke structuren (variërend van time-of-use, critical-peak pricing tot real-time pricing) zijn in het verleden al toegepast en de voorziene uitrol van de slimme meter zou hier een doorslaggevende rol in kunnen spelen. Daartoe zal wel het achterliggende administratieve systeem de mogelijkheden moeten gaan bieden.

Binnenkort zal de EDSN voor kleinverbruikers de procedures voor de verwerking van uurlijkse meetgegevens (toedeling naar PV-partij en leverancier) openstellen. Het daadwerkelijke verbruik kan vanaf dat moment wel een rol spelen in de afrekening van de kleinverbruiker. De Informatiecode en Systeemcode zullen hiertoe ook moeten worden aangepast. Vermoedelijk zal in 2017 deze faciliteit operationeel kunnen worden.

Deze nieuwe procedure maakt een aantal nieuwe diensten mogelijk, zoals ‘real time pricing’. Dit opent de mogelijkheid dat een kleinverbruiker in zijn verbruik reageert op de prijzen zoals die op de spotmarkt zijn genoteerd. Deze vorm van flexibiliteit, met een reactieperiode van ca. 1 dag (tussen day ahead markt en realisatie) zal hem een voordeel geven.

7.3.2 Barrière vereisten aan berichtenverkeer

De administratieve en technische vereisten om deel te nemen aan het berichtenverkeer tussen leveranciers, PV-partijen en netbeheerders zijn hoog. Bovendien zijn de ontwikkelde procedures voor het vaststellen van de verrekening tussen partijen lang, tot 17 maanden. Dit leidt tot een lange periode van onzekerheid over de daadwerkelijke kosten en baten. Voor het aanbieden van flexibiliteit, dat juist gekenmerkt wordt door de korte termijn waarop de transacties gesloten én gerealiseerd moeten worden, resulteert dit systeem een belemmering. Voor partijen die reeds geheel vertrouwd zijn in deze systemen, zal deze belemmering minder pregnant zijn.



7.3.3 Barrière product- en toegangseisen

Voor biedingen voor het leveren van regel- en reservevermogen stelt TenneT een minimum volume-eis van 4 MW. Voor biedingen voor noodvermogen gaat het zelfs om 20 MW. De APX-beurs stelt voor handel op de DAM- en IDM-markten een minimum volume-eenheid van 0,1 MW. Daarnaast gelden bijvoorbeeld voor het leveren van primaire reserve of noodvermogen hoge beschikbaarheidseisen.

Voor kleinere partijen (MKB, lokale collectieven, kleinverbruikers) zijn deze minimumvolumes te groot om redelijkerwijs deel te nemen aan deze markten. Ten eerste is de vraag of deze in het verleden vastgestelde minimum hoeveelheid tegen de achtergrond van de behoefte aan flexibiliteit niet lager zou kunnen worden gesteld, zonder de handelsvloer onwerkbaar te maken. Ten tweede is de vraag welke volgende oplossingsstap wenselijk is: het creëren van een nieuwe handelsvloer voor kleinere volumes, bijvoorbeeld op lokaal niveau⁵⁷, of het creëren van tussenpersonen (aggregators) om de kleinere volumes bijeen te voegen tot verhandelbare hoeveelheden.

7.3.4 Barrière verschillende deelmarkten

Flexibiliteit kan worden aangeboden op verschillende concurrerende markten: de intraday markt, congestiemarkten en de onbalansmarkt. 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. Het risico hiervan is bovendien dat de beperkte liquiditeit verdeeld wordt en daardoor het prijssignaal voor de maximale waarde van de flexibiliteit onduidelijk blijft. Door de verkokering kunnen voorts cascade-effecten ontstaan, bijvoorbeeld kan het activeren van vraagrespons door de TSO in een bepaald gebied congestie veroorzaken in een DSO-netwerk. Ook omdat posities in de ene markt het handelen op een andere markt blokkeren, kan een gecombineerd platform voor flexibiliteit leiden tot een betere en efficiëntere benutting van de aanwezige flexibiliteit.

7.3.5 Barrière kosten en risico's marktdeelname

De transactiekosten die op de Nederlandse beurs gelden zijn niet te verwaarlozen: een aanbieder van een flexibel vermogen van 10 MW op de spotmarkt (DAM) betaalt aan beurskosten meer dan 1% van de huidige spotprijs⁵⁸. Voor de intraday markt zijn de kosten hoger. Ook deze kosten vormen een barrière voor het aanbieden van flexibiliteit op deze markt (zie ook (ACM, 2014)). De vraag is of het verlagen van deze kosten het gebruik van de beurs niet zou stimuleren, hetgeen de liquiditeit en daarmee een betere prijsvorming ten goede zou komen.

De bestaande beurzen stellen ook vooraf financiële eisen, in de vorm van een storting op een rekening of van een bankgarantie. Een marktpartij mag geen posities innemen die tot een hogere blootstelling leiden dan de hoogte van deze zekerheid; deze zekerheid wordt berekend o.a. aan de hand van historisch handelsgedrag.

⁵⁷ Een lokale marktplaats kan andere producten verhandelen, zonder geheel los te staan van een centrale marktplaats.

⁵⁸ Bij huidige kosten à € 33.500/j plus € 0,08/MWh; www.apxgroup.com/wp-content/uploads/20141218-APX-Power-BV-Price-List.pdf. Als deze aanbieder gemiddeld 50% van de uren zijn 10 MW verhandelt, dan is dat een volume van 44.000 MWh. Zijn beurskosten belopen dan ca. € 0,80/MWh, 1 à 2 % van de huidige spotmarktnoteringen.



Het eisen van deze garanties heeft het risicoprofiel van langer lopende contracten als achtergrond, maar flexibiliteit wordt bij uitstek op zeer korte termijn verhandeld. Het is de vraag of een specifiek voor flexibiliteit aangepast regime van financiële settlement en daaraan verbonden zekerheidsstelling tot een hogere efficiëntie zou leiden. Bij de inrichting van een marktomgeving, specifiek gericht op flexibiliteit verdient dit aspect zeker aandacht.

7.3.6 Barrière beschikbaarheid marktinformatie

Informatie over de verschillende deelmarkten is beschikbaar op een weinig overzichtelijke wijze. Verschillende bronnen moeten parallel worden geraadpleegd en voor eenvoudige historische marktinformatie is al snel een vergoeding verschuldigd.

Ten behoeve van aanbieders van flexibiliteit zou, in het verlengde van bovenstaande punt eenduidige marktinformatie op één punt beschikbaar kunnen worden gemaakt.

7.4 Barrières in de regulering

7.4.1 Barrière profielallocatie

Voor het bieden van flexibiliteit op korte termijn (uren tot minuten) is het nodig om het verschil te kennen tussen voorgenomen en gerealiseerd verbruik (c.q. productie) en dit verschil is echter nog niet vast te stellen en niet te waarderen. Geheel in lijn met de huidige systematiek kan het voorgenomen verbruik volgens de profielmethodiek worden geprognostiseerd, waardoor elke afwijking van deze prognose als flexibiliteit wordt gemeten. Op individueel niveau leidt dit tot onjuiste uitkomsten en het zou oneigenlijk zijn om een slimme aggregatie van individuele afwijkingen van de prognose aan de hand van profielen te waarderen als flexibiliteit.

Het is op dit moment niet mogelijk een energieprogramma per kleinverbruiker in te dienen. Hiertoe is verdere herziening van de systemen rond de verrekening van de onbalans over programmaverantwoorde partijen nodig. Voor kleinverbruikers dient de leverancier een programma in dat op hoofdlijnen is gebaseerd op de situatie van de dag. Ook al zou de leverancier een haarzuivere voorspelling van het elektriciteitsverbruik indienen, dan wordt hij toch afgerekend op de gemiddelde onbalans van alle kleinverbruikers. Dit geeft geen prikkel tot het opstellen van betere voorspellingen dan de concurrentie. Omdat het daadwerkelijke verbruik dus niet gemeten wordt, wordt flexibiliteit niet waargenomen en kan dus ook niet worden gewaardeerd.

7.4.2 Barrière aansluit- en transportplicht

Netbeheerders zijn gehouden aan het uitvoeren van elk gevraagd transport van elektriciteit. In het geval dat daardoor netcomponenten overbelast dreigen te worden, moeten zij door middel van congestiemanagement de transportvraag verleggen. Echter, zij zijn gehouden aan het zo spoedig mogelijk verzwaren van het net, zodat de congestie niet meer zal optreden.⁵⁹

⁵⁹ Zie bijvoorbeeld de heldere verwoording in artikel 4.2.5.3. van de Netcode: “Toepassing van congestiemanagement in een gebied dient uitsluitend ter overbrugging van de periode die resteert tot het moment waarop het (de) net(ten) zodanig verzwaard, gewijzigd of uitgebreid is (zijn) dat het gevraagde transport volledig beschikbaar gesteld kan worden.”

In het geval dat de congestie slechts incidenteel optreedt (bijvoorbeeld door de productie van elektriciteit door zonnepanelen op een vakantiedag), is het wellicht maatschappelijk efficiënter om van netverzwaring af te zien en structureel congestiemanagement toe te passen. Een beleidskader dat de mogelijkheden van de netbeheerder op dit punt aangeeft, ontbreekt op dit moment.

7.4.3 Barrière structuur transporttarieven

De technieken voor het leveren van flexibiliteit op industriële schaal betreffen met name vraagsturing en Power-to-Heat. De eerste flexibiliteitsoptie beperkt zich met name tot het inspelen op kortdurende en/of hoogfrequente prijssignalen te reageren, Power-to-Heat daarentegen kan ook voor langere perioden ingezet worden.

Een relevante belemmering voor deze flexibiliteit betreft de netkosten. Bij sporadische afname van hogere volumes elektriciteit resulteren relatief hoge transportkosten per kWh (zie Paragraaf 5.4.4). Dit leidt er toe dat aanwezige flexibiliteit niet of pas later aangeboden zal worden, hetgeen de efficiënte (maatschappelijk optimale) allocatie van het netwerk in de weg staat.

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

Vanuit systeemkostenperspectief bestaat er voorts geen specifieke reden om de netkosten alleen te heffen over afname als de netcapaciteit reeds ten behoeve van de invoeding aanwezig is. Het eenzijdig over afname heffen van het nettatarief geeft te allen tijde een prikkel om de piekafname te verminderen, óók in situaties waar een grote piekafname de stabiliteit van het systeem kan ondersteunen.

Deze structuur van de nettatarieven, een capaciteitsheffing alleen in geval van afname, staat de ontwikkeling van flexibiliteit door een aangeslotene die doorgaans invoedt en niet afneemt in de weg.

De nettransporttarieven wordt bovendien alleen berekend op de afgenomen volumes elektriciteit, niet over ingevoede elektriciteit. Deze asymmetrie leidt ertoe dat inkopen, lees afnemen, van elektriciteit voor de eindgebruiker altijd hogere kosten met zich meebrengt dan zelf opwekken en (deels) invoeden van elektriciteit. Hij komt dus pas in actie als de marktprijs dit kostenverschil overbrugt.

Dit speelt voor WKK-exploitanten, die kiezen tussen inkopen of zelf genereren, voor incidentele afnames, zoals Power-to-Heat-installaties en voor de opslag van elektriciteit.

De beleidskeuzes voor deze asymmetrie in nettatarieven en belasting zijn in het verleden weloverwogen gemaakt. Het effect op het beschikbaar maken van flexibiliteit is destijds echter niet aan de orde geweest.

7.4.4 Barrière structuur energiebelasting

De heffing van energiebelasting vindt alleen over afname van het net plaats. Dit vergroot het bovengenoemde effect, maar omdat grotere verbruiken in een hogere schijf van de belasting zitten, is het effect bescheiden.

Dit is anders bij kleinere verbruikers. Daar treedt een specifieke barrière op bij het slim laden en ontladen van accu's, zowel stationaire als in auto's. De energiebelasting wordt geheven bij het opladen van de accu, maar als de accu flexibiliteit levert door ontladen naar het net, wordt de energiebelasting niet gerestitueerd. Gezien de bedragen (10,07 €ct/kWh in eerste schijf in 2016) is dit een barrière voor het toepassen van deze optie van flexibiliteit. Een partij die zelfstandig de energiemarkt betreedt, ook al is het alleen voor het aanbieden van flexibiliteit, wordt zelf belastingplichtig voor de afdracht van energiebelasting. De administratieve vereisten die daaruit voortvloeien zijn zeer hoog.

7.4.5 Barrière: kennis van energie zaken

Alvorens een afnemer actief wordt op de elektriciteitsmarkt, zal hij de tamelijk specialistische competentie moeten ontwikkelen om prijsrisico's in de elektriciteitsmarkt goed in te kunnen schatten. Dit geldt voor iedere eindgebruiker op zijn niveau. De ontwikkeling van deze competentie vormt een relevante barrière voor het daadwerkelijk betreden van de elektriciteitsmarkten, omdat het niet eenvoudig is deze competentie te ontwikkelen.

7.4.6 Barrière: kennis van core business

Vanuit operationeel perspectief zijn er verscheidene barrières te identificeren met betrekking tot de levering van flexibiliteit door commerciële afnemers (MKB en grootverbruikers).

Het operationeel risico is voor veel industriële processen beter beheersbaar onder steady-state condities dan onder fluctuerende condities. Levering van flexibiliteit kan een dynamische aansturing van het productieproces vereisen, waardoor de operationele risico's dus toenemen. Daarom zal een belangrijk deel van de zakelijke grootverbruikers terughoudend zijn voor wat betreft flexibilisering van elektriciteitsproductie of -afname, ondanks het feit dat bijvoorbeeld moderne WKK-installaties zeer flexibel kunnen opereren zonder dat de voor het industriële proces essentiële productie van warmte/stoom in het geding komt.

Per bedrijf kan worden onderzocht of en in hoeverre het energieproces en het industriële proces in de bedrijfsvoering voldoende gescheiden kunnen worden om dit risico te mitigeren.

7.4.7 Barrière: beschikbaarheid van kapitaal

In veel bedrijven wordt de gewenste Return on Investment (ROI) of terugverdiendtijd voor investeringen in energie niet lager gesteld dan die voor investeringen in het primaire proces. De risico's van investeringen in energiekostenbesparing zijn echter doorgaans lager omdat er geen typisch commerciële risico's zijn zoals bij investeringen in het primaire proces. De investeringsbereidheid ten aanzien van energie(kosten)besparing ligt daarmee lager dan zou kunnen als een objectievere risicoperceptie zou worden gebruikt.

7.5 Overzicht barrières in regulering en marktinrichting

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. 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 vormt een deel van de verklaring voor het verschil tussen een technisch potentieel en een economisch potentieel.

Daarnaast zijn er barrières in marktinrichting en regulering die er voor zorgen dat potentiële baten niet bij de flexibiliteitsaanbieders terecht komen. In deze paragraaf wordt een samenvattend overzicht van de benoemde barrières gepresenteerd als weergegeven in Figuur 42, die voor verschillende segmenten van het potentiële aanbod van flexibiliteit de benoemde barrières optreden als weergegeven in Tabel 10.

Figuur 42 Overzicht van barrières voor het flexibiliteitsaanbod



Tabel 10 Overzicht van barrières die een rol spelen in flexibiliteitsvoorziening

	Levering	Balanshandhaving	Congestiemangement
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

8 Verkenning aanpassing Marktinrichting & Regulering

Toenemende variabiliteit⁶⁰ & veranderlijkheid⁶¹ van residuele vraag door groei van intermitterende bronnen leidt naar verwachting tot toenemende behoefte aan flexibiliteit. Hierbij onderscheiden wij verschillende dimensies voor de ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte (zie ook Figuur 43):

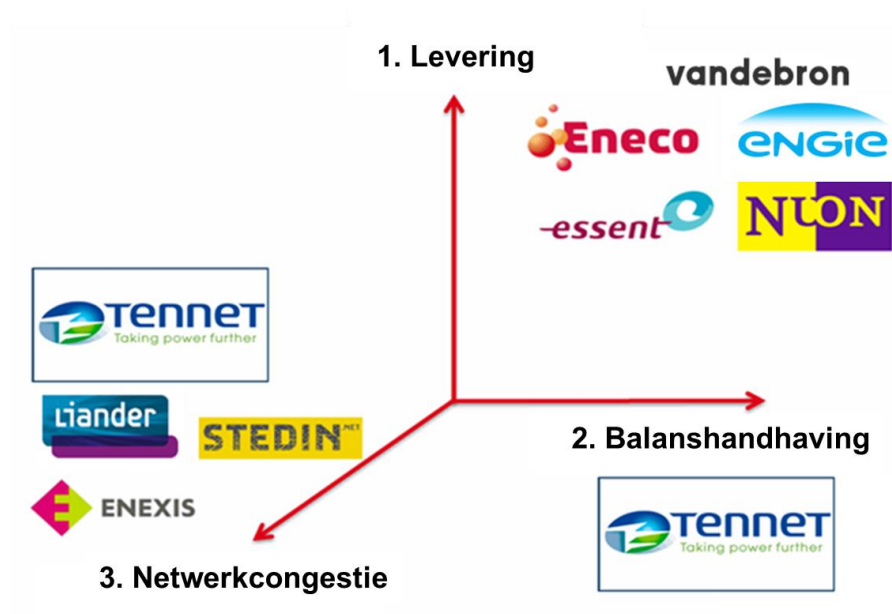
- energielevering;
- balanshandhaving;
- netcongestie.

Ook voor de invulling van deze flexibiliteitsopties kunnen verschillende categorieën onderscheiden worden:

- conventionele opwekking;
- hernieuwbare opwekking;
- flexibiliteitsopties.

In dit rapport worden diverse soorten flexibiliteit gedefinieerd die nodig zijn om problemen in de toekomst het hoofd te kunnen bieden.

Figuur 43 Dimensies van flexibiliteitsbehoefte



⁶⁰ Met variabiliteit wordt bedoeld op de mate waarin (residuele) vraag verandert op verschillende tijdschalen.

⁶¹ Met veranderlijkheid wordt bedoeld op de snelheid waarmee (residuele) vraag verandert op verschillende tijdschalen. Om hierin te voorzien wordt in het klassieke systeem de productie verhoogd binnen technische grenzen, de zogenaamde 'ramp-rate'.

Flexibiliteit dient daarbij drie doelen, voor vier verschillende partijen:

- Leveranciers → Portfolio uitbreiden en versterken ten behoeve van portfolio management.
- landelijke netbeheerder → Portfolio uitbreiden en versterken ten behoeve van balanshandhaving en in uitzonderingsgevallen congestiemanagement.
- regionale netbeheerder → Portfolio opbouwen ten behoeve van een mogelijk alternatief voor netverzwaring.
- Eindverbruikers → verlaging/beperking van elektriciteitskosten.

Al deze partijen hebben belang bij het maximaal deelnemen van flexibiliteitsopties aan de diverse elektriciteitsmarkten (bilaterale lange termijn contracten, day ahead markt, intraday markt, onbalansmarkt, en congestiemanagement, alleen voor de lokale congestie is nog geen markt). Voor een efficiënte ontsluiting van flexibiliteit voor deze belanghebbenden is bovendien een transparante waardering van flexibiliteit van belang.

8.1 Welke aanpassingen van de markt zijn nodig?

We onderscheiden op basis van de analyse zes elementen die aanpassingen behoeven:

1. Rol van aggregatoren.
2. Toegang flexibiliteitsopties tot de diverse markten.
3. Nettarieven - grootverbruik.
4. Nettarieven - kleinverbruik.
5. Mogelijkheden tot congestiemanagement.
6. Fiscale barrières voor flexibiliteitsopties.

Reeds ingezette aanpassingen worden in deze analyse niet besproken. Zo is de uitrol van slimme meters voor 2020 reeds door Europese regelgeving ingezet. Dit geldt ook voor allocatie op de slimme meter die vanaf 2017 mogelijk moet worden. De volgende stap, invoering van tariefdifferentiatie.

Zoals bijvoorbeeld real time pricing voor kleinverbruikers met een slimme meter wordt daarmee mogelijk gemaakt. Wat rest is een commerciële overeenkomst tussen leverancier en eindverbruiker waarin een tijdsafhankelijke leveringstarieven of een separate vergoeding voor flexibiliteit wordt vastgelegd.

Die stap zal zeker van belang zijn. Doordat veel eigenaren van zonnecel-systemen met de uitrol van de slimme meter in de toekomst bemeten zullen worden biedt dit aanknopingspunten voor prikkels om te voorkomen dat op momenten van lage prijzen wordt ingevoed en op momenten van hoge prijzen wordt gebruikt, tegen hetzelfde tarief.⁶² De businesscase voor zon-PV wordt daarmee gebaseerd op de marktwaarde van de op het net ingevoede elektriciteit, zodat een realistische waardering van zon-PV volgt. Ook de afname van elektriciteit voor nieuwe technieken zoals warmtepompen en elektrisch vervoer op momenten van hoge (residuele) vraag wordt daarmee ontmoedigd, terwijl afname op momenten van lage (residuele) vraag aantrekkelijker wordt. Ook wordt de businesscase voor lokale opslag versterkt, doordat eindverbruikers in kunnen spelen op wisselende prijzen.

⁶² Overigens zal dit ook aanpassing van de salderingsregeling vergen, zie ook Paragraaf 5.4.3.



8.2 Rol van aggregatoren

Om het voor flexibiliteitsaanbieders makkelijk te maken om toegang te krijgen tot de markt kunnen aggregatoren een belangrijke rol spelen. Deze partij biedt veel kleine flexibiliteitsopties als pakket aan op de diverse markten zodat de individuele flexibiliteitsopties niet aan alle eisen van de verschillende deelmarkten voor elektriciteit hoeven te voldoen. Helderheid moet daarbij wel zijn over de gevolgen van het inschakelen van de flexibiliteitsoptie voor de (programmaverantwoordelijkheid van) andere marktrollen.

8.2.1 Belang van aggregatie

Voor veel afnemers en/of kleinschalige producenten is handel op de elektriciteitsmarkten relatief complex en kostbaar. Naast de benodigde expertise kan hierbij bijvoorbeeld ook aan de kosten van back-upcapaciteit gedacht worden. Aggregatie kan daarom bijdragen aan de ontsluiting van flexibiliteitsvoorziening middels vraagsturing en als kleinschalige (decentrale) productie. Daarbij kan aggregatie in ruime zin worden beschouwd als de dienstverlening om waarde te creëren door combinatie van verschillende bronnen van flexibiliteit en dit op de markt aan te bieden, ondersteund met aanvullende diensten als afstemming met behoeften van de flexibiliteitsleveranciers, identificatie en instrumentatie en economische optimalisatie van mogelijkheden tot flexibiliteitlevering. Dergelijke diensten kunnen verleend worden door leveranciers maar ook aggregatoren.

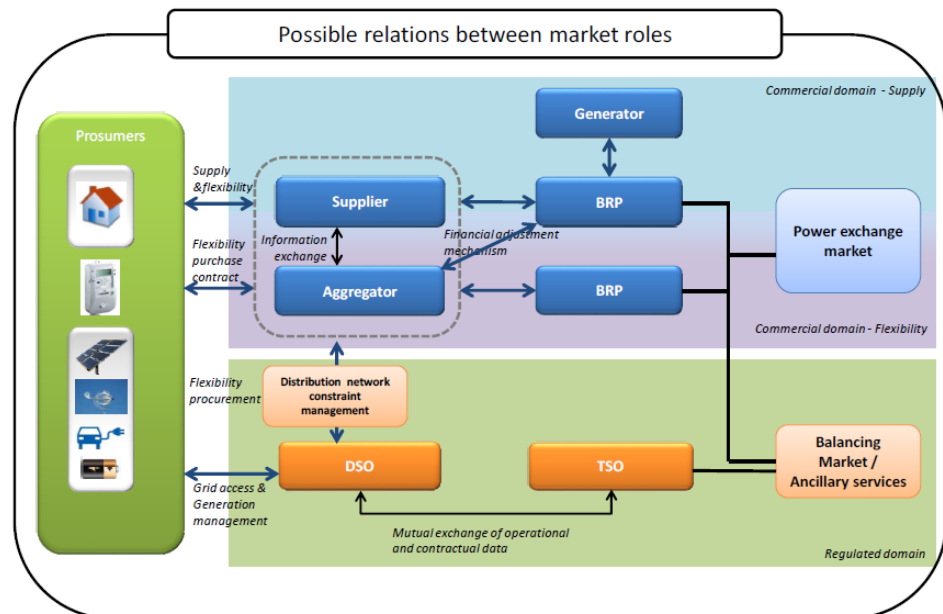
De Smart Energy Demand Coalition (SEDC), een industrie consortium dat zich richt op de promotie van vraagsturing in de Europese elektriciteitsmarkten wijst in dit verband op het belang van onafhankelijke aggregatie, i.e. aggregatie door een derde partij (de aggregator) zonder de noodzaak tot bilaterale overeenkomst tussen aggregator enerzijds en leverancier/PV-partij anderzijds. Volgens SEDC speelt onafhankelijke aggregatie een centrale rol in de ontsluiting van flexibiliteit in markten waar vraagsturing reeds een significant marktsegment vormt, zoals de Noord-Amerikaanse PJM en de elektriciteitsmarkten in West-Australië en Nieuw Zeeland. Hiervoor wordt onder meer aangevoerd dat in 2015 82% van de capaciteit voor vraagsturing in de PJM door onafhankelijke aggregatoren op de markt wordt gebracht. en dat tot op heden geen markt zonder onafhankelijke aggregatie heeft geresulteerd in significante bijdragen van vraag sturing(zie (SEDC, 2015)). Overigens wordt de betreffende bijdrage nagelaten te vermelden dat bijvoorbeeld in de PJM de ontsluiting van sturing ook samenviel met de introductie van een capaciteitsmechanisme, i.e. een aparte termijnmarkt voor de beschikbaarheid van capaciteit. Het is daarmee wel denkbaar dat de relatief succesvolle ontsluiting van vraagsturing in de PJM hier in belangrijke mate haar oorzaak vindt.

Helderheid over de rol en verantwoordelijkheden van de aggregator in het energiesysteem zou daarom een centraal element zijn in de ontsluiting van vraag respons.

8.2.2 Randvoorwaarden

In de Nederlandse elektriciteitsmarkt is een overeenkomst met de PV-partij/leverancier vereist. Aangezien de PV-partij/leverancier en aggregator in concurrentie vergelijkbare dienstverlening kunnen verrichten, leidt dit bij aggregatoren tot bezwaren. Anderzijds beïnvloeden de activiteiten van een aggregator de activiteit van levering, de kosten van balanshandhaving voor een PV-partij/leverancier en de transportstromen van de netbeheerder.

Figuur 44 Schematische weergave van mogelijke rolverdeling in het marktmodel voor elektriciteit



Bron: Smart Grid Task Force, 2015.

Ook de Smart Grid Task Force (SGTF-EG3, 2015)⁶³ concludeert daarom dat indien contractuele overeenkomst tussen marktpartijen vereist worden, deze overeenkomst eenvoudig transparant en redelijk dient te zijn en de kosten, baten en risico's voor de verschillende marktpartijen moeten reflecteren. Daarnaast stelt de SGTF dat dergelijke contracten aan de consument de ruimte dienen te bieden om diensten af te nemen van de dienstverlener naar keuze, zonder voorafgaande goedkeuring van PV-partij of leverancier. Ingeval van aggregatie door een derde partij, zal de PV-partij/leverancier wel goed geïnformeerd moeten worden. De SGTF stelt daarom voor om voor dergelijke gevallen gestandaardiseerde contracten te introduceren voor de overeenkomst tussen de PV-partij, leverancier en aggregator, om het contractuele proces te vereenvoudigen, te voorzien in redelijke financiële compensatie mechanismen en te voorzien in gestandaardiseerde communicatieprocedures tussen aggregator en PV-partij/leverancier (zie Figuur 44). Indien nodig, kunnen contracten, communicatie en financiële compensatie mechanismen door een derde onafhankelijke partij worden gefaciliteerd.

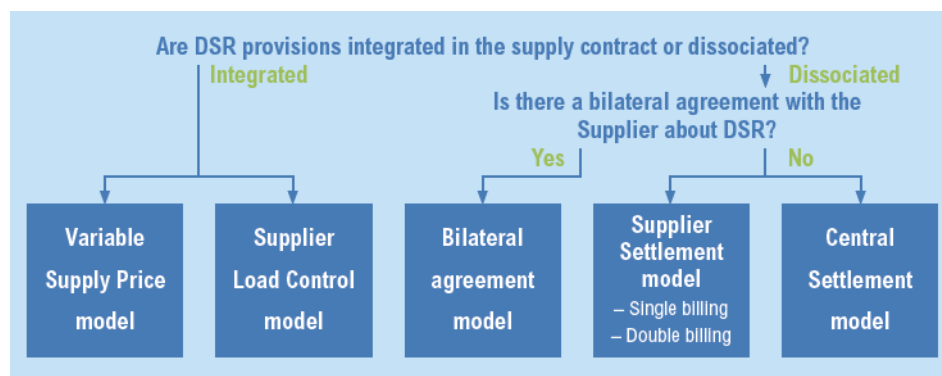
8.2.3 Alternatieve modellen voor aggregatie

In een recente analyse van ENTSO-E worden verschillende invullingen van de relatie tussen aggregator en PV-partij/leverancier verkend. Figuur 45 presenteert een overzicht van alternatieven voor de invullingen en instrumentatie van de rol van aggregatie van vraag respons in elektriciteitsmarkten, zoals gepresenteerd in de analyse van ENTSO-E (ENTSO-E, 2015). Hierbij wordt in de eerste plaats onderscheid gemaakt tussen de optie waarbij vraag respons geïntegreerd wordt met levering (model 1) of juist niet (model 2). In geval vraag respons niet geïntegreerd wordt met levering, wordt nog onderscheid gemaakt tussen invulling met bilaterale overeenkomst tussen

⁶³ De Smart Grid Task Force is in 2009 ingesteld door de Europese Commissie met als doel te adviseren over vraagstukken met betrekking tot toepassing en ontwikkeling van smart grids.

aggregator en PV-partij/leverancier (model 2A) of alternatieve invulling (model 2B).

Figuur 45 Overzicht van markt ontwerp opties voor integratie van vraag respons in elektriciteitsmarkten



Bron: ENTSO-E, 2015.

Vanuit het perspectief van markt ontwerp is het eerste model het eenvoudigst. In dit geval wordt aggregatie van vraag respons gefaciliteerd door de leverancier. Het tweede model op basis van bilaterale overeenkomst, model 2A, laat aggregatie door een derde partij toe en is relatief eenvoudig te implementeren. Echter, het vereist vrijwillige medewerking van de PV-partij/leverancier, waar dit niet noodzakelijkerwijs in haar belang is. Mogelijk kunnen gereguleerde standaard contracten in dat geval uitkomst bieden. In de laatste categorie van modellen wordt nog onderscheid gemaakt in een model waarbij verrekening via de eindverbruiker plaatsheeft of centraal georganiseerd wordt (door bijvoorbeeld TSO, DSO of een derde partij).

Mede gedreven door de aanbevelingen vanuit de Smart Grid Task Force speelt ook in Europese context de discussie over invulling van de relatie tussen aggregator en PV-partij/leverancier. Hierbij wordt onder meer het model overwogen dat in Frankrijk wordt toegepast (het NEBEF-mechanisme⁶⁴), dat toestaat om afgeschakelde vraag direct als energie op de groothandelsmarkt voor elektriciteit aan te bieden, naast de bestaande regelingen op bilaterale basis.

Met de introductie van het NEBEF-mechanisme in Frankrijk in 2014 wordt vereist dat de aggregator programma verantwoordelijkheid draagt, maar is een contract tussen PV-partij enerzijds en aggregator/eindverbruiker anderzijds niet langer vereist. Om de interactie tussen aggregator en leverancier/PV-partij desondanks goed te laten verlopen is wel additionele regulering ingevoerd. In de eerste plaats wordt het E-programma van de PV-partij/leverancier gecorrigeerd voor activatie van de vraagsturing door de aggregator. In geval de vraagsturing op de day ahead markt wordt verhandeld door de aggregator, wordt gereguleerde verrekening van de energiecomponent tussen vraag respons operator en PV-partij/leverancier toegepast (zie ook (SEDC, 2015)). Verrekening vindt plaats tegen een gereguleerde prijs die jaarlijks wordt vastgesteld door de TSO, gedifferentieerd naar piek en dal, en naar grootverbruik en huishoudelijk verbruik. De reguleerde prijs wordt beoogd de kosten van de energie component van de levering door de PV-

⁶⁴ NEBEF staat voor 'Notification d'Échange de Blocks d'Effacement'.

partij/leverancier te reflecteren. In feite betreft dit model een implementatie van model 2B, met centraal georganiseerde verrekening die wordt uitgevoerd door de TSO.

Een gereguleerde prijs vereenvoudigt het model voor de aggregator, die er bewust op kan acteren. Dat geldt niet voor de PV-partij/leverancier, die naderhand met de vraagsturingsactivatie en bijbehorende verrekening geconfronteerd wordt. Daarmee legt het mechanisme een risico neer bij de PV-partij/leverancier indien de gereguleerde prijs de werkelijke kosten niet altijd dekt.

Daarnaast bestaat er in dit mechanisme risico op ontkoppeling tussen programmaverantwoordelijkheid en activatie van vraagsturing, die mogelijk kan ontstaan indien er geen aparte bemeting van geactiveerde vraagsturing en overige vraag achter de meter plaatsheeft. Indien deze niet apart bemeten worden is niet duidelijk of onbalans valt onder verantwoordelijkheid van leverancier of van aggregator, die kan leiden tot *freerider*-gedrag van de vraag respons operator.

8.2.4 Aggregatie in NL

In de Nederlandse context is er reeds langere tijd sprake van aggregatie activiteiten die met name hun oorsprong kennen in de aggregatie van vraag en productie in de glastuinbouw. Zo zijn in het vorige decennium partijen als Powerhouse en AgroEnergy opgezet die zich met name richten op de aggregatie van vraag- en aanbod in de glastuinbouw middels prijssignalen, en Edmij en NL Noodvermogenpool die zich meer richten op de industrie. Aggregatie in het huidige marktmodel in Nederland vereist echter wel medewerking van de PV-partij/leverancier. Dat geldt ook voor eindgebruikers die vraag sturing willen aanbieden.

Het aanbieden van Noodvermogen aan de TSO door onafhankelijke aggregators is in Nederland reeds enkele jaren mogelijk. Dit instrument is in de praktische uitwerking minder complex dan Regel- en Reservevermogen. In dit kader zijn hiervoor reeds bruikbare procedures ontwikkeld voor de verdeling van verantwoordelijkheden tussen aanbieders van noodvermogen en PV-partijen.⁶⁵ Deze zouden als voorbeeld kunnen dienen voor het verder ontwikkelen van nieuwe modellen van aggregatie.

Mede gegeven de ontwikkeling van aggregatie activiteiten die al kort na de liberalisering van de elektriciteitsmarkten ontstond, wordt de vereiste medewerking van PV-partij/leverancier niet algemeen beschouwd als een barrière voor aggregatie in de Nederlandse markt. Mogelijk wordt dit mede verklaard door het feit dat er veel aanbieders in de Nederlandse leveranciersmarkt actief zijn, zodat de leverancier/PV-partij zich rekenschap dient te geven van de wensen van de afnemer. Zo wordt bijvoorbeeld in de context van het USEF-project de rol van de aggregator centraal gesteld in de ontsluiting van flexibiliteit, maar wordt in het standaard model voorgesteld dat de aggregator bilaterale contracten aangaat met de leverancier en de PV-partij om de onderlinge rollen en verantwoordelijkheden vast te leggen. Voorts wordt geconstateerd dat de onderlinge verrekening van energie en onbalans kan worden vastgesteld op basis van bemeting op de aansluiting, maar dat gescheiden bemeting van stuurbare vraag en productie achter de aansluiting dit wel kan faciliteren. In deze context wordt daarom ook de mogelijkheden tot integratie van gescheiden bemeting achter de aansluiting verkend.

⁶⁵ Systeemcode art. 3.7.7.

Verschillende meters kunnen dan apart worden meegenomen in de allocatie en gebalanceerd worden, elk onder verantwoordelijkheid van (eventueel) verschillende PV-partij/leverancier combinaties.

Dergelijke methodiek van scheiding achter de aansluiting zou het mogelijk maken om bijvoorbeeld specifieke stuurbare technieken, zoals bijvoorbeeld EV of warmtepompen, apart te bemeten en daarmee verbetert de toegankelijkheid van deze flexibiliteitsopties voor een aggregator die zich daarop toelegt. In feite wordt deze aggregator daarmee een aggregator/leverancier. Het blijft dan nodig dat een aggregator een overeenkomst sluit met de leverancier en PV-partij aangaat (of zelf een PV-partij moet worden). Mogelijk kan deze vereiste verlicht worden door de introductie van gestandaardiseerde contracten zoals voorgesteld door de Smart Grid Task Force. Daarnaast zal de additionele bemetering kosten voor de meter met zich meebrengen, die mogelijk niet in alle gevallen door de opbrengsten gerechtvaardigd worden.

8.2.5 Oplossingsrichting

Aggregatie kan markttoegang voor flexibiliteitsaanbieders in belangrijke mate verbeteren. De rol en inpassing van aggregatie in het bestel vergt echter de nodige aanpassingen, waarbij er helderheid moet zijn over de gevolgen van het inschakelen van de flexibiliteitsoptie voor de betrokken PV-partijen. Uitgaand van een marktgebaseerd balanceringsregime, is het noodzakelijk dat ofwel de aggregator ook PV-partij is, of een overeenkomst sluit met een PV-partij.

Er zijn verschillende mogelijkheden om te komen tot invulling van de rol en verantwoordelijkheden van de aggregator in relatie tot de leverancier/ PV-partij:

- Aggregator en PV-partij komen op bilaterale basis tot een contract over de verdeling van de kosten en baten van inzet van een flexibiliteitsoptie.
- Toegang tot flexibiliteitsleverancier voor aggregatie wordt verder ontsloten door op één aansluiting meerdere gevalideerde metingen mogelijk te maken, zodat het stuurbare vraag en productie van de flexibiliteitsaanbieder kan worden uitgesplitst. De aggregator dient voor deze ‘sub-meter’ nog steeds ofwel programmaverantwoordelijkheid te gaan dragen, of een PV-partij te contracteren.

In beide modellen zijn nadere afspraken over de informatievoorziening richting andere partijen noodzakelijk. De eerste optie laat onverlet dat de aggregator nadeel zou kunnen ondervinden bij onderhandelingen over een contract tegenover de zittende PV-partij/leverancier. Dit zou verbeterd kunnen worden door standaard contracten. In geval van de tweede optie kan de flexibiliteitsaanbieder wisselen van PV-partij, zodat voldoende keuzevrijheid moet geven voor de flexibiliteitsaanbieder, zoals voorgesteld door de SGTF. In het tweede geval is het denkbaar de additionele meterkosten en praktische inpassing voor flexibiliteitsleveranciers de toegankelijkheid van de markt voor bepaalde gevallen in weg kan staan. Daar staan betere inpassingsmogelijkheden in de bestaande kaders tegenover.

Om tot duurzame inpassing van flexibiliteitslevering in de markt-gebaseerde mechanisme te komen is apart bemeterde flexibiliteitslevering wenselijk ten behoeve van het systeem van programmaverantwoordelijkheid. Daarnaast vormt het voor aggregatoren mogelijk een basis voor de toegang tot de eindverbruiker. In Nederlandse context wordt deze aanpassing dan ook verkend binnen de sector in overleg met de toezichthouder.

Op Europees niveau wordt de discussie over randvoorwaarden voor aggregatie en de rol van aggregatie echter ook gevoerd en is nog niet duidelijk of deze richting wordt ingeslagen.

Aard: regelgeving, uitvoerbaar op nationale schaal.

8.3 Toegang flexibiliteitsopties tot de diverse markten

Ter bevordering van de ontsluiting van flexibiliteit zou de toegankelijkheid van de kortetermijnmarkten voor elektriciteit zo veel mogelijk moeten worden verbeterd. Daarbij kan gedacht worden aan het verlagen van kosten voor deelname en het verlagen van de benodigde kennis en competentie die gemoeid zijn met actieve handel op deze markten, maar ook beschikbaarheid van passende producten, operationele eisen voor deelname, en technische eisen voor inzet van flexibiliteit op verschillende deelmarkten. Daarbij mag duidelijk zijn dat voor verschillende flexibiliteitsleveranciers de elektriciteitshandel geen kernactiviteit is, en bovendien dat kleinere ondernemingen en/of kleinere installaties niet (altijd) kunnen voldoen aan de operationele en technische eisen die voor deelname gesteld worden.

8.3.1 Randvoorwaarden

Naast het feit dat de marktinrichting van de kortetermijnmarkten het raamwerk vormt voor de commerciële activiteiten van een veelheid aan belanghebbende commerciële ondernemingen en gereguleerde entiteiten zoals elektriciteitsproducenten, energieleveranciers, elektriciteitsafnemers, marktmeesters en netwerkbedrijven, vormt het eveneens het systeem voor coördinatie in een complex productie en transportsysteem. Om ruimte te geven aan commerciële activiteiten ter bevordering van marktwerking ten behoeve van efficiëntie en tegelijkertijd de benodigde coördinatie te borgen is er een technisch complex stelsel van regulering ontwikkeld en ingevoerd. Aanpassing van de marktinrichting ten behoeve van de toegankelijkheid van de kortetermijnmarkten zou daarom bij voorkeur zo nauw mogelijk moeten aansluiten bij bestaande marktinrichting en regulering.

8.3.2 Oplossingsrichtingen

Om de toegankelijkheid van de kortetermijnmarkten voor flexibiliteitsleveranciers te bevorderen in aansluiting bij de bestaande kaders te zou in eerste aanleg ingezet moeten worden op het verlagen van de toetredingsdrempels voor flexibiliteitsleveranciers. Deze (potentiele) leveranciers kenmerken zich naar verwachting deels door relatief kleinschalige organisatie-structuren die eveneens veelal kleinschalige faciliteiten, al of niet gebundeld in een portefeuille middels aggregatie.

In de eerste plaats is in de case-analyse aan de orde gesteld dat er voor de deelname aan de kortetermijnmarkten sprake is van verschillende restricties ten gevolge van technische en operationele eisen en communicatie. Deze eisen zijn deels gerelateerd aan de noodzakelijke coördinatie handels-, productie-, transportactiviteiten, maar veelal ook pragmatisch van aard en passend voor grotere marktdeelnemers. In verschillende gevallen vormen de bestaande eisen voor deelname in feite toetredingsdrempels die kunnen bijdragen aan uitsluiting van bepaalde categorieën van 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, minimum vermogen en noodzaak om zowel op- als af te kunnen regelen (ten gevolge van symmetrische biedingen). Daarnaast zijn operationele beschikbaarheidseisen

beperkend voor deelnemers voor wie mogelijkheden tot kortstondige (maar mogelijk wel intensieve en hoogwaardige) flexibiliteitsleverantie inpasbaar is in de operationele context van de achterliggende kernactiviteit, zoals wel 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. 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, zoals handelsvolumes en prijzen, maar bijvoorbeeld ook de biedladder om inzicht te geven in de diepte van de markt.

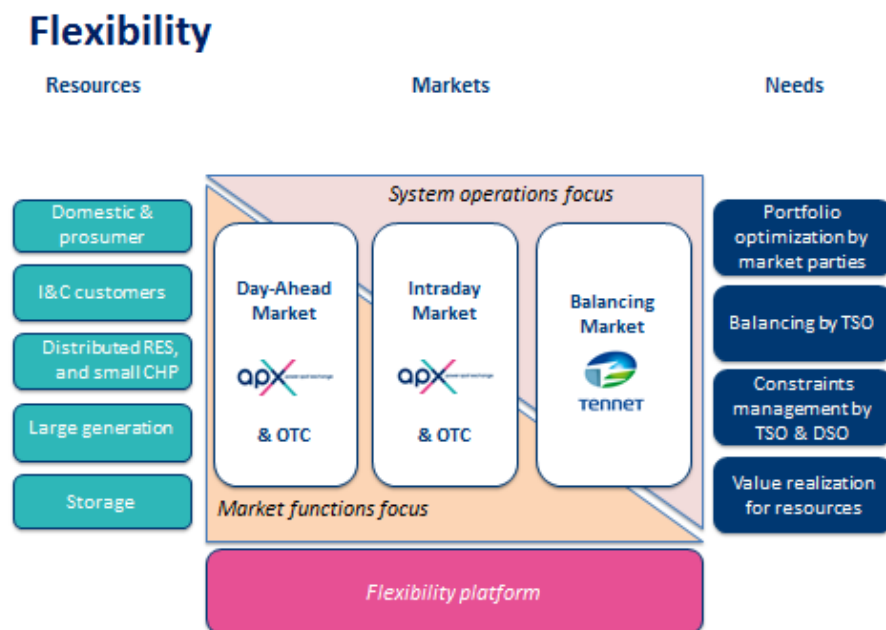
Overigens dient opgemerkt te worden dat in de Nederlandse context een eerste slag is geslagen naar ontsluiting van de onbalansmarkt voor dergelijke partijen door het bieden van mogelijkheden tot de zogenaamde levering van een passief bijdrage. Daartoe is na 2005 overgegaan tot het publiceren van de systeembalans in near-real time, zodat deelnemers de gelegenheid hebben om in te spelen op de systeembalans en balanshandhaving te ondersteunen door moedwillig in tegengestelde onbalans te gaan. Opbrengsten van deze bijdrage bestaan dan uit de onbalansverrekening (zie ook de case ESD-SIC). Om tijdig in te spelen op de systeembalans, moeten deelnemers echter wel de systeembalans, en met name de regeltoestand, in het komende kwartier te voorspellen. De regeltoestand geeft op kwartierbasis aan of er behoefte is aan enkel opregelvermogen, enkel afregelvermogen of beiden.

Alhoewel in de praktijk blijkt dat deze voorspelling goed te realiseren is, blijken bepaalde specifieke omstandigheden slecht te voorspellen.⁶⁶ In deze situatie kan verwacht worden dat passieve bijdragen juist bijdragen aan de onbalans. Indien gerekend wordt op een toenemende flexibiliteitsvoorziening in de onbalansmarkt via dit mechanisme, kunnen dergelijke onwenselijke bijdragen dus ook toe gaan nemen. Bovendien is dit ‘marktsegment’ vanwege haar aard niet transparant, zodat noch de TSO noch de deelnemers goed zicht hebben op de markt waarin ze opereren wat risico’s met zich meebrengt voor de balanshandhaving.

⁶⁶ Het gaat hierbij met name om de situatie dat regelvermogen een niet-continu stijgende/dalende reeks of zowel stijgende/dalende reeks vormt, aangeduid met regeltoestand twee. Afgelopen jaren is het voorkomen van deze situatie gedaald tot ruwweg 10% van de tijd op jaarbasis.



Figuur 46 Illustratie van de mogelijke versterking van de koppeling tussen bestaande kortetermijnmarkten voor elektriciteit door het concept van flexibiliteitsplatform



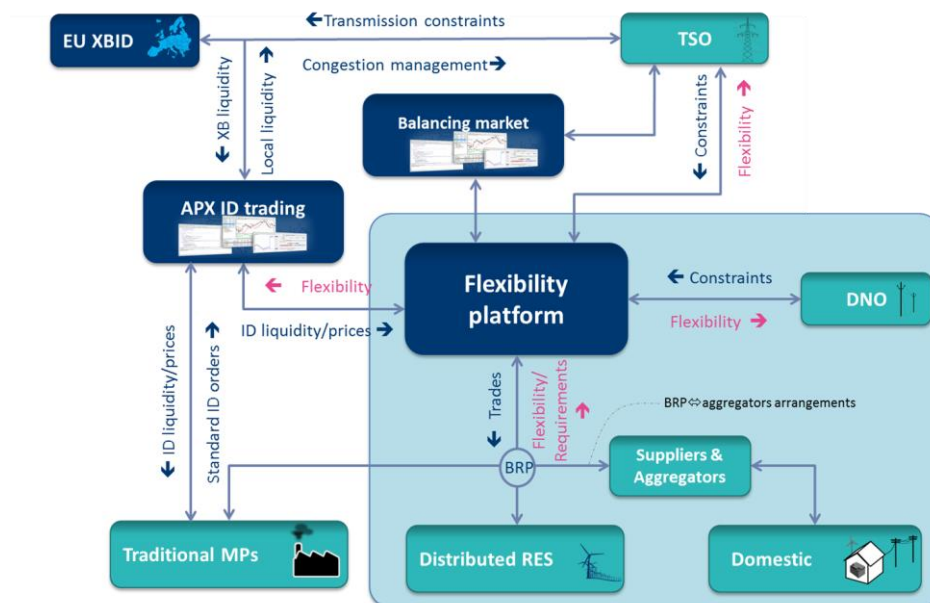
Bron: APX.

Waar tot op heden de korte elektriciteitsmarkten hoofdzakelijk platforms voor handel van elektriciteit tussen grotere ondernemingen betrokken bij productie, handel en levering van elektriciteit vormen waarvan handel in elektriciteit een kernactiviteit is, ligt er het nodige potentieel voor flexibiliteitsleverantie bij kleinere ondernemingen en afnemers waarvoor dit minder voor de hand ligt.

Een andere aanpassing, die desalniettemin kan aansluiten op de bestaande marktinrichting, heeft in literatuur, verschillende fora en besprekingen rond flexibiliteit opgang gedaan onder de noemer 'flexibiliteitsplatform'. Alhoewel hier verschillende concepten zijn voorgesteld, met verschillende gradaties van verdere uitwerking, kan dit concept omschreven worden als een enkelvoudige platform voor de toegang tot de verschillende kortetermijnmarkten (meestal de kortetermijnmarkten voor handel na sluiting van de DAM, i.e. IDM, onbalansmarkt en CM). Veelal wordt hier een gedoeld op een platform of interface dat als een additionele schil op de bestaande markten zou kunnen opereren, naast de bestaande markt platforms.

Een dergelijk platform zou gelegenheid kunnen bieden om een enkelvoudige toegang te bieden tot de kortetermijnhandel, en daarmee de complexiteit van toegang tot markten voor handel in elektriciteit op de verschillende (korte) termijnen te reduceren (zie Figuur 46). Een dergelijk platform heeft ook de potentie een brug te slaan tussen de landelijke (en internationale) elektriciteitsmarkten enerzijds en de deelname van kleinere deelnemers op lokaal niveau en lagere netvlakken anderzijds.

Figuur 47 Illustratie van de mogelijke versterking van de koppeling tussen internationale en landelijke handel en lokale activiteiten op lagere netvlakken



Bron: APX.

Daarmee wordt ook een koppeling bewerkstelligd tussen elektriciteitsmarkten en lokale activiteiten en ontwikkelingen zoals die zich voordoen in het domein van smart grids (zie Figuur 47). Zeker als partijen als APX en TSO TenneT een flexibiliteitsplatform faciliteren kan, tot slot, verbeterde aansluiting tussen deze markten door eenduidige productdefinities en/of productconversies, verbreding van het product gamma (bijv. kwartierproducten), harmonisering en afstemming van handels- en leveringsperiodes om de liquidity split terug te dringen en te komen tot het poolen van flexibiliteit bijdragen aan hogere markt efficiëntie, markttransparantie en de inzichtelijkheid van de waarde van flexibiliteit.

Aard: marktinrichting, informatievoorziening.

8.4 Nettarieven - grootverbruik

Nettarieven voor transportdiensten brengen voor grootverbruikers met sporadische of tijdelijke hoge afnamevolumes een grote kostenpost met zich mee (zie ook Paragraaf 5.4). De huidige structuur is, naast vastrecht, gebaseerd op een twee- of drietal tariefdragers voor variabele tarieven, te weten $kW_{contract}$ (het op jaarbasis gecontracteerde transportvermogen), kW_{max} (het feitelijk afgenomen maandelijks maximum) en kWh (het afgenomen volume). De eerste twee geven een prikkel tot piekreductie, onafhankelijk van moment van afname.

Piekafname echter een nuttige vorm van flexibiliteitsvoorziening zijn, omdat die kan helpen hoge productie van niet-stuurbare hernieuwbare elektriciteitsproductie te absorberen.

8.4.1 Randvoorwaarden

Herziening van de tarievensystematiek om barrières voor flexibiliteitsvoorziening weg te nemen is complexe materie, waarbij een integrale afweging van de kaders voor nettatarifiering moeten worden meegenomen. In een analyse van D-Cision, TNO en ECN van kosten reflectieve nettatarifiering worden doelstellingen en randvoorwaarden van nettatarifiering in kaart gebracht (D-Cision ; ECN ; TU Delft, 2013). Doelstellingen, zoals ook vastgelegd in Europese en nationale wetgeving, zijn kostendekkende totale tariefinkomsten, non-discriminatoire tarieven (in de zin dat soortgelijk netgebruik tegen dezelfde netkosten plaats kan hebben), en transparantie voor de netgebruikers. Daarnaast identificeren de auteurs economische efficiëntie, kostenveroorzaking, eenvoud, stabiliteit en flexibiliteit als randvoorwaarden. Aanpassingen die aansluiten bij de bestaande nettatarifiering zullen daarbij relatief eenvoudig zijn om te implementeren. Daarbij zij echter opgemerkt dat veel deelnemers huiverig zijn voor significante aanpassingen omdat die verstrekende gevolgen kunnen hebben voor het verdelingsvraagstuk dat met aanpassing gemoeid is. Daarmee is eventuele aanpassing van nettatarifiering een complex vraagstuk, waarmee de nodige belangen gemoeid zijn. Tegen deze achtergrond behoeft eventuele aanpassing daarom een grondige analyse waarbij een robuust beeld van de toekomstige ontwikkelingen wordt ontwikkeld om te komen tot oplossingen die bestand zijn tegen toekomstige ontwikkelingen, en bovendien rekening te houden met bestaande belangen.

8.4.2 Oplossingsrichtingen

Binnen de context van dit rapport gaat de aandacht uit naar barrières voor flexibiliteit en mogelijkheden deze weg te nemen. Tegen de achtergrond van de geschetste barrière voor piekafname en de bijdrage die piekafname kan leveren aan de stabiliteit van het systeem, i.e. afname tijdens daluren van de residuele vraag, kan vastgesteld worden dat oplossingsrichtingen betrekking zullen hebben op aanpassing van kosten van piekafname die niet gelijktijdig optreden met de (residuele) systeempiek.

Daarbij heeft het de voorkeur om relatief eenvoudige aanpassingen te overwegen die aansluiten bij de huidige systematiek. Een mogelijkheid daartoe ligt in bijvoorbeeld in differentiatie van het tarief bij overschot en tekortsituaties, waarbij ontmoediging van netgebruik tijdens de systeempiek gehandhaafd blijft. De huidige ontmoediging van netgebruik tijdens overige momenten daarentegen kan vanuit het perspectief van ontsluiting van flexibiliteitsopties worden reduceert.

Een robuust en toekomstbestendig onderscheid tussen piek- en daluren zou kunnen worden gebaseerd op een eb-/vloedmodel of stoplichtmodel⁶⁷. In een dergelijk model worden twee tariefsituaties onderscheiden aan de hand van de beschikbaarheid van netcapaciteit op basis van systeempiek (zie ook tekstkader).

⁶⁷ In de afgelopen jaren zijn verschillende zogenaamde ‘stoplicht concepten’ voorgesteld. Veelal gaat het hierbij om stoplicht concepten ontwikkeld in het kader van smart grid management, die betrekking hebben op verschillende regimes voor netwerk management. In deze gevallen gaat het om verschillende regimes voor inzet van flexibiliteit ten behoeve van congestiemanagement (zie ook Paragraaf 8.6).

EWEB 2.0 in de Wieringermeer

Een gelijkend concept ter flexibilisering van de transporttarieven is met succes toegepast in een privaat netwerk in de Wieringermeer in een samenwerking tussen Westland Infra en ECW-netwerk. Het gaat hier om een concept voor aanpassing van bestaande tarievenstructuur op basis van de netbelasting. Het concept kan worden toegepast om ten minste twee netsituaties te onderscheiden. In feite wordt onderscheid gemaakt tussen piek- en daltarief, maar wordt de piek bepaald door de feitelijke netbelasting, in plaats definitie van de piek op basis van tijd van de dag en werkdagen. Dit dient dan als publiek beschikbare signalering van de (nog) beschikbare ruimte op het net door de netbeheerder. Bij (ruim) voldoende ruimte op het net, gewoonlijk ten tijde van bescheiden (residuele) vraagniveaus, wordt dan een groen signaal afgegeven. Indien dat juist niet het geval is, gewoonlijk ten tijde van hoge (residuele) vraagniveaus, wordt dan een rood signaal afgegeven. Eventueel kan daar nog een derde regime bijgevoegd worden dat aangeeft dat de ruimte op het net beperkt is, of dat er lokaal sprake is van congestie (oranje). Aan deze regimes kunnen vervolgens verschillende tarieven gekoppeld worden. Indien het stoplicht op rood staat is er beperkte capaciteit beschikbaar en blijft de huidige tarievenstructuur van kracht. In geval het stoplicht op groen staat kan tegen een gereduceerde tarief worden afgenomen boven $kW_{contract}$. Zo wordt de mogelijkheid geboden om over additionele ongebruikte capaciteit te beschikken tegen gunstige tarieven ten tijde van overvloedige beschikbaarheid.

De twee tariefsituaties zijn dan gebaseerd op twee onderliggende netsituaties:

- bij tekort aan netcapaciteit gelden huidige tarieven;
- bij een overvloed aan netcapaciteit kan netcapaciteit boven de gecontracteerde capaciteit beschikbaar worden gesteld tegen gereduceerde tarieven.

Overigens is dit onderscheid in principe op verschillende netvlakken te maken. Het model laat bovendien vrijheidsgraden om voor productie transportkosten in rekening te brengen, als financiële prikkel voor niet-stuurbare productie-technieken of om de *make-or-buy*-beslissing in overeenstemming te brengen met de systeembehoefte.

Een ander alternatief voor differentiatie van transporttarieven zou kunnen worden gebaseerd op introductie van het concept van *interruptible* transportcapaciteit, zodat in tijden van overvloedige aan netcapaciteit, maar zónder netcongestie, opties als Power-to-Heat, opslag en afschakeling van eigen productie alle kansen krijgen. Dit raakt echter aan huidige regelgeving op het terrein van aansluit- en met name transportrecht.

Binnen de geschetste randvoorwaarden kan ook een correctie kW_{max} en/of $kW_{contract}$ op basis van dalbedrijfstijd⁶⁸ worden voorgesteld (zie (D-Cision ; ECN ; TU Delft, 2013)). Een dergelijk systeem geeft in principe de juiste prikkels voor ontsluiting van flexibele vraagrespons, is niet data-intensief en past de bestaande structuur. Ook in dit geval zal op langere termijn een signalering van beschikbare netcapaciteit wenselijk zijn, als residuele piekvraag niet langer overeenkomt met de huidige piekdefinitie.

Een andere oplossingsrichting is het heffen van alle nettarieven over zowel afgenomen als ingevoede elektriciteit. Dit komt neer op de herintroductie van het landelijk producententarief. Naast het feit dat de *make-or-buy*-beslissing

⁶⁸ De bedrijfstijd wordt berekend door de jaarlijkse elektriciteitsafname (in bijvoorbeeld MWh) te delen door de piekafname (in MW). Resultaat is dan het jaarlijks aantal uren van vollast afname op niveau van piekafname dat overeenstemt in jaarlijkse afname, i.e. vollast-equivalenten.

dan niet langer negatief beïnvloed wordt, biedt dit ook aanknopingspunten voor locatie-specifieke prikkels aan producenten voor het plaatsen van nieuw opwekvermogen.⁶⁹ Als nadeel geldt dat de producenten als industrie een concurrentienadeel ondervinden ten opzichte van de buitenlandse producenten.

Tot slot is kan opgemerkt worden dat er, naast onderscheid naar gelijktijdigheid van afnamepiek en systeempiek, ook onderscheid gemaakt zou kunnen worden naar specifieke technologie. Zo is er in Duitsland sprake van vrijstelling van nettarieven voor pompaccumulatie, power-to-gas en opslag van elektriciteit (zie (Agora Energiewende, 2014)). Alhoewel er binnen de kaders van de Europese regelgeving dus discretionaire ruimte voor dergelijke herverdeling van de netkosten is, grijpt een dergelijke maatregel echter niet specifiek aan op de vermeende positieve bijdrage aan de stabiliteit van het systeem.

Aard: tariefstructuur.

8.5 Nettarieven - kleinverbruik

De afname en invoeding van elektriciteit door de kleinverbruiker wordt in het huidige bestel niet geprikkeld om rekening te houden met de netsituatie. Voor nieuwe technieken zoals warmtepompen en elektrisch vervoer op momenten van hoge (residuele) vraag wordt daarmee ontmoedigd, terwijl afname op momenten van lage (residuele) vraag aantrekkelijker wordt.

8.5.1 Randvoorwaarden

Binnen de Europese kaders is er voldoende ruimte voor verkenning van aangepaste tariefensystematiek voor kleinverbruik. Echter ook in dit geval zal rekening gehouden moeten worden met doelstellingen, zoals ook vastgelegd in Europese en nationale wetgeving, zoals kostendekkende totale tariefinkomsten, non-discriminatoire tarieven (in de zin dat soortgelijk netgebruik tegen dezelfde netkosten plaats kan hebben), en transparantie voor de netgebruikers, evenals voorgenoemde randvoorwaarden zoals economische efficiëntie, kostenveroorzaking, eenvoud, stabiliteit en flexibiliteit als randvoorwaarden.

8.5.2 Oplossingsrichtingen

Flexibiliteitsbehoefte die kan gaan ontstaan op de lagere netvlakken kan zowel middels congestiemanagement als tijdsafhankelijke capaciteitstarieven ontsloten worden. In het kader van de Overlegtafel Energievoorziening is in een breed gedragen rapportage voorgesteld om in eerste aanleg het potentieel tot flexibiliteitsvoorziening voor de netbeheerder te ontsluiten door uitbreiding van de markt voor flexibiliteit naar het MS- en LS-net (zie (Overlegtafel Energievoorziening, 2015)). Deze oplossingsrichting wordt besproken in Paragraaf 8.6. Eventuele introductie van tijdsafhankelijke capaciteitstarieven wordt daarbij niet uitgesloten, maar pas nadat marktwerking is toegepast en onvoldoende succesvol is gebleken. Wel is in het kader van de Overlegtafel Energievoorziening voorgesteld om de mogelijkheden van tijdsafhankelijke capaciteitstarieven verder te onderzoeken.

⁶⁹ Zie bijvoorbeeld (Brattle, 2010), (Brattle, 2007)

Nader onderzoek van de mogelijkheden van tijdsafhankelijke capaciteits-tarieven kan zinvolle inzichten verschaffen. Evenals in het geval van grootverbruik, kan ook voor kleinverbruiker worden overwogen om tarieven te differentiëren voor momenten dat afname of invoeding leidt tot hogere of juist lagere netbelasting. Voor kleinverbruiker betekent dit dat er een nieuwe relatie moet worden gelegd tussen de piekbelasting en het capaciteitstarief om zou te komen tot tijdsafhankelijke tarieven en de invoering van tarief-prikkels.

Een relatief eenvoudige structuur zou bijvoorbeeld onderscheidende capaciteitstarieven voor perioden met hoge en lage netbelasting betreffen. Ook kan gedacht worden aan een fijnmaziger capaciteitstarief voor kleinverbruikers binnen de categorie 3x25A. Zo wordt een kleinverbruiker geprikkeld om zijn piekbelasting te reduceren. De mogelijkheid tot verdere verkenning is in het traject voor het wetsvoorstel STROOM ook nadrukkelijk geboden in het kader van de experimenteer-AmvB (zie ook (Ministerie van Economische Zaken, 2014)).

Aard: tariefstructuur.

8.6 Mogelijkheden voor congestiemanagement

Er liggen verschillende uitgangspunten ten grondslag aan het huidige reguleringskader. De wenselijkheid van non-discriminatoire toegang tot de elektriciteitsinfrastructuur, hebben hun beslag gekregen in het huidige reguleringskader in de vorm van een aansluitverplichting voor de aangevraagde transportcapaciteit en recht op volledige beschikbaarheid van de beschikbare netcapaciteit. Dit reguleringskader verplicht regionale netbeheerders om te anticiperen op het ontstaan van congestie door tijdig te investeren in capaciteitsuitbreiding.

Desondanks kunnen er toch capaciteitsknelpunten ontstaan (Paragraaf 3.3). Met de grootschalige introductie van wind en zon-PV, maar ook nieuwe technieken als warmtepompen en elektrisch vervoer, met bijbehorende en (deels) inherente toenemende gelijktijdigheid, kan er bijvoorbeeld congestie gaan optreden op de regionale netten. Het is bijvoorbeeld goed denkbaar dat netverzwaring de snelle ontwikkeling van vraag en/of aanbod van elektriciteit niet bij kan benen, omdat doorlooptijd van netverzwaring veelal hoger is dan die van investeringen in nieuwe productie en/of elektrificatie. In het afgelopen decennium bijvoorbeeld, leidde een collectieve investeringsgolf in kleine modulaire productie met gasmotoren in de glastuinbouw tot explosieve groei van productie in het Westland die niet tijdig was geadresseerd door investeringen in netverzwaring. 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 in Duitsland al heeft voorgedaan.

Daarnaast kan bovendien opgemerkt worden dat toenemende gelijktijdigheid kan leiden tot sterke toename van de piekbelasting in vergelijking tot de netbelasting in de rest van het jaar. Daarmee bedient de benodigde netverzwaring een behoefte aan netcapaciteit die op jaarbasis mogelijk slechts zeer sporadisch voorkomt in vergelijking tot de reguliere piekvraag naar elektriciteit. Tot slot kan deze behoefte zich manifesteren op lokaal niveau en noodzaken tot netverzwaring op locaties waar dit in eerste aanleg pas op veel langere termijn was voorzien. Zeker als het gaat om bekabeling, en in het bijzonder om bekabeling in bijvoorbeeld de bebouwde omgeving, kunnen de

kosten van vroegtijdige noodzaak tot netverzwaring sterk oplopen. In dergelijke gevallen zal er sprake zijn van hoge kosten voor netverzwaring, terwijl er slechts een incidenteel optredende behoefte mee wordt bediend. Daarbij kan de vraag gesteld worden of de maatschappelijke kosten die gepaard gaan met dergelijke vroegtijdige netverzwaring inzet van alternatieve instrumenten rechtvaardigen. In sommige gevallen, waarbij slechts op een beperkt aantal momenten sprake is van een hoge piek in netbelasting en de maatschappelijke kosten van verzwaren aantoonbaar hoger zijn dan andere alternatieven, kan incidenteel congestiemanagement, ook op de langere termijn, voordeliger zijn dan daadwerkelijk investeren in netverzwaringsmaatregelen. In die gevallen kan overwogen worden de netbeheerder in staat te stellen om de te verwachten overbelasting op te lossen door middel van het inkopen van flexibiliteitsdiensten, om zo de maatschappelijke kosten te beperken.

8.6.1 Randvoorwaarden

In het kader van de Overlegtafel Energievoorziening is in de breed gedragen rapportage voorgesteld om capaciteitsbehoefte, rekening houdend met de gelijktijdigheid van vraag en aanbod, structureel te faciliteren door netverzwaring en slechts incidenteel congestiemanagement toe te passen (zie (Overlegtafel Energievoorziening, 2015)).

Zoals opgemerkt onderscheiden de twee hiervoor besproken situaties zich in fundamentele zin. In het eerste geval sprake is van een redelijkerwijs onvermijdelijke behoefte aan mogelijkheden tot toepassing van congestiemanagement, gegeven de borging van het tijdig anticiperen van netbeheerders op toekomstig benodigde behoefte aan netverzwaring op basis van rapportageverplichtingen in de vorm van bijvoorbeeld de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten. In het tweede geval gaat het om mogelijkheden tot toepassing van congestiemanagement om onnodig hoge maatschappelijke kosten te beperken.

De eerste situatie is wordt in het huidige bestel onderkend door regelgeving op het terrein van congestiemanagement, zij het dat die in eerste aanleg is ontwikkeld voor toepassing op het hoogspanningsnet en de koppelpunten met de regionale netten. De tweede situatie daarentegen schetst nieuwe, vooralsnog theoretische omstandigheden, die zich met toenemende waarschijnlijkheid zouden kunnen aandienen onder de veranderende markt-omstandigheden en tegen de achtergrond van de ambities met betrekking tot de energietransitie.

Dit vraagt om verkenning van het relevante maatschappelijk afwegingskader om te komen tot een effectief debat over de randvoorwaarden waarbinnen breed gedragen wenselijkheid van incidentele toepassing van congestiemanagement ter beperking van de maatschappelijke kosten kan worden onderkend. Gegeven de het beoogde doel om maatschappelijke kosten te beperken, zullen de (maatschappelijke) kostenvoordelen daartoe in beeld moeten worden gebracht, bijvoorbeeld aan de hand van een maatschappelijke kosten-batenanalyses. Daarnaast vormen bestaande uitgangspunten voor netregulering en markttoegang zoals die ten grondslag liggen aan het huidige reguleringskader een eerste vertrekpunt, zoals:

- 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.

De kosten van toepassing van congestiemanagement ter beperking van onnodig hoge maatschappelijke kosten van netverzwaring moeten daarbij op vergelijkbare wijze worden toebedeeld om tot een evenredige neerslag van kosten en baten te komen.

In beide situaties zal verder een serie randvoorwaarden voor verdere de inrichting van een congestiemanagement systeem moeten worden opgesteld. Hierbij kan in eerste instantie worden teruggegrepen op de randvoorwaarden die aan de orde zijn gesteld bij de evaluatie van congestiemanagement mechanismen op het niveau van landelijk netbeheer, als het gaat om technische-, economische-, beleidsmatige- en regulatoire criteria (zie bijvoorbeeld (D-Cision, Brattle, 2009)) tegen de achtergrond van de veranderde inzichten met betrekking tot toekomstige ontwikkelingen en ambities.

Aanvullend daarop zal de coördinatie tussen de landelijke netbeheerder, de regionale netbeheerder en de flexibiliteitsleverancier hernieuwde evaluatie behoeven tegen de achtergrond van de perspectieven op toekomstige ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte. Toepassing van congestiemanagement leidt in potentie tot interferentie tussen congestiemanagement en balans-handhaving. Daarbij gaat het met name om de situatie dat er behoefte ontstaat aan opregelvermogen door negatieve onbalans, terwijl er tegelijkertijd sprake is van congestie. In dat geval is er sprake van een prijsprikkel voor productieverhoging (of afnameverlaging) ten behoeve van balanshandhaving op landelijk niveau, terwijl er in het congestiegebied juist een prijsmechanisme van toepassing is dat prikkelt tot afregelen. De huidige regeling dat bij het optreden van congestie een marktrestrictie van kracht wordt biedt hier een eerste aanknopingspunt voor.

8.6.2 Oplossingsrichtingen

Naast de vereiste ontwikkeling van afwegingskader voor eventuele toepassing van congestiemanagement ter beperking van onnodig hoge maatschappelijke kosten door netverzwaring, zal het ook mogelijk gemaakt moeten worden voor netbeheerders om dit als structurele oplossing af te wegen om in incidentele gevallen investeringen uit te stellen of te voorkomen. Het wetsvoorstel STROOM biedt hier aanknopingspunten, en er wordt geanticipeerd op toekomstige evaluatie van dergelijke investeringsbeslissing op basis van kosten-batenanalyses.

In de tweede plaats zal eventuele incidentele toepassing van congestiemanagement om aantoonbaar hogere kosten van netverzwaring te vermijden, ook vragen om onderkenning van de daaruit volgende flexibiliteitsbehoefte van de netbeheerders naast de flexibiliteitsbehoefte van marktpartijen. De flexibiliteitsbehoefte zal bijvoorbeeld nodig maken dat flexibiliteitsopties op de markt worden aangeboden met locatiekenmerken, maar bijvoorbeeld ook beschikbaarheidskenmerken die aansluiten bij de behoefte.

Verder vraagt de benodigde wisselwerking tussen markt en netbeheer structurering en instrumentatie zodat daarmee het maatschappelijke belang van betrouwbare, betaalbare en schone energievoorziening ondersteund wordt. Daarbij kan gedacht worden aan verschillende voorstellen die de afgelopen jaren zijn gedaan voor congestiemanagementmechanismen in de context van de flexibiliteitsvoorziening. Een concept dat in verschillende bijdragen, en met name bijdragen vanuit de smart grid gemeenschap, opgang heeft gemaakt is het zogenaamde stoplicht concept (zie bijvoorbeeld (USEF,

2014), (Eurelectric, 2014) (BDEW, 2015)). Invulling van dit concept verschilt van geval tot geval, maar in de basis worden verschillende netbeheersregimes onderscheiden; voor de situatie waarin geen congestie optreedt (groen), de situatie waarin congestie dreigt in specifieke regio's (oranje), het regime waarin netwerk stabiliteit in het geding is (rood). Het concept haakt in op de observatie dat voor efficiënte marktwerking op basis van effectieve en transparante prijsvorming voor flexibiliteit voor verschillende doeleinden het flexibelheidsaanbod bij voorkeur gepooled zou moeten worden.

Aard: regelgeving, aanpassen productdefinities elektriciteitsmarkten, strategische afweging bij netbeheerders.

8.7 Fiscale barrières voor flexibiliteitsopties

In verscheidene gevallen is er sprake van fiscale barrières voor flexibiliteit. In algemene zin heeft energiebelasting een 'dempend effect' op de prijs, omdat relatieve prijsverschillen door energiebelasting afnemen. Dit heeft echter enkel effect op de perceptie van de waarde van flexibiliteit, de energiebelasting verstoort de markt op dit vlak niet.

Belangrijker is dat een producerende aansluiting géén belasting betaald, in tegenstelling tot afname. Dit heeft een nadelig invloed op de make-or-buy-beslissing van een producent met eigen verbruik. Zodra op de aansluiting, bijvoorbeeld ten behoeve van P2H, wel wordt afgenomen, moet belasting worden betaald. Aan de afweging van produceren of afnemen ligt dus onder meer een delta van de energiebelasting ten grondslag. Dit kan ertoe leiden dat ook ten tijde van een overschot tot productie wordt overgegaan.

Om deze barrière voor levering van flexibiliteit met eigen productie of vraagsturing weg te nemen zal het fiscale prijsverschil tussen inkoop en verkoop van elektriciteit verlaagd moeten worden. Belastingheffing die als een vaste kostenpost op een aansluiting in rekening wordt gebracht en dus niet langer wordt gebaseerd op gemeten afname van elektriciteit kan hier een aanknopingspunt bieden voor een oplossingsrichting. In dat geval is er geen directe invloed meer op de afweging van de consument om elektriciteit te verbruiken of terug te leveren.

Tot slot speelt voor wat betreft WKK de algemene vrijstelling op inputbelasting (energiebelasting op gas) voor elektriciteitsproductie een rol, ingevoerd om dubbele belastingheffing te voorkomen. Daarbij is er een grens gesteld aan wat als elektriciteitsproductie wordt aangemerkt: een rendement van 30% voor elektriciteitsopwekking. Dit is in principe geen probleem met moderne installaties, maar wel als een STEG of GT flexibel ingezet wordt. Ten tijde van het meer warmtebedrijf, kan het elektrisch rendement tot onder de 30% dalen.

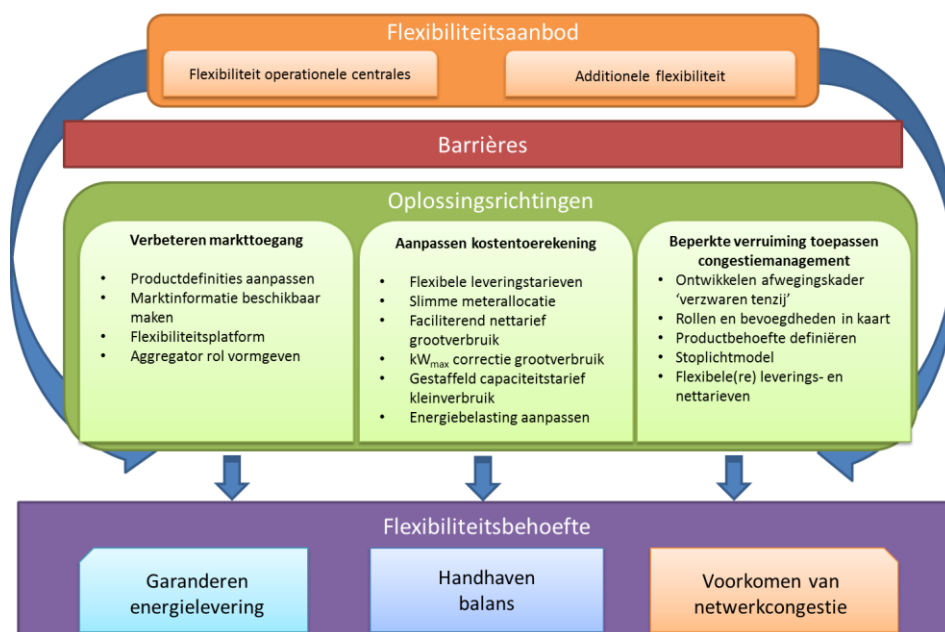
9 Conclusies

Oplossingsrichtingen voor de geïdentificeerde barrières in marktinrichting 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 hoofdrichtingen voor het maximaliseren van de toepassing van flexibiliteitsopties in het energiesysteem, ongeacht wie de eigenaar is van de flexibiliteitsoptie:

1. markttoegang;
2. kostentoerekening;
3. congestiemanagement.

Deze oplossingsrichtingen zijn relevant voor alle drie domeinen van flexibiliteitsbehoeften zoals in kaart gebracht in Hoofdstuk 3.

Figuur 48 Overzicht van oplossingsrichtingen om barrières voor het flexibiliteitsaanbod te adresseren



9.1 Verbeteren markttoegang

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, minimum vermogen 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) flexibiliteitsleverantie 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.

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 markten 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.

Rol van aggregatoren

Aggregatoren kunnen de markttoegang voor het aanbod van flexibiliteitsopties vergroten door administratie e.d. flexibiliteitsaanbieders te ontzorgen door taken en verplichtingen uit handen te nemen, 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 nettatarief 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.

9.2 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.

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 business-case 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.

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 ingevoerd 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 marktwaaarde 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.

Faciliteren nettatarief grootverbruik

Voor wat betreft de transporttarieven voor grootverbruik blijkt dat de tariefcomponenten die gebaseerd worden op de piekafname (kW_{contract} en kW_{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_{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 nettatarief 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 $kW_{\max}$ waardoor de bedrijfstijd verslechterd en de korting lager wordt. Een mogelijke oplossingsrichting is de $kW_{\max}$ waarde te corrigeren voor de momenten dat er flexibiliteit wordt geleverd.

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 inkoop en verkoop 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.

9.3 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.

Maar in sommige gevallen, waarbij slechts op een beperkt aantal momenten sprake is van een hoge piek en de maatschappelijke kosten van verzwaren aantoonbaar hoger zijn dan de alternatieven, kan incidenteel congestiemanagement, ook op de langere termijn, voordeliger zijn dan daadwerkelijk

investeren in netverzwarringsmaatregelen. Denk hierbij bijvoorbeeld aan vermijding van incidentele overbelasting door zon-PV die zou leiden tot vroegtijdige netverzwaring ten behoeve van bescheiden jaarlijkse netbelasting. In die gevallen moet de netbeheerder dus in staat gesteld worden om de te verwachte overbelasting op te lossen door middel van het inkopen van flexibiliteitsdiensten. Structurele toepassing van congestie-management 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. Vanuit het perspectief van kostenefficiëntie kan verruiming van de mogelijkheden in de toekomst overwogen worden, zeker als het gaat om netverzwaring op locaties waar dit relatief kostbaar is, zoals bekabeling in de gebouwde omgeving. Het is goed denkbaar dat deze situatie zich vaker zal voordoen gegeven de grote onzekerheden in de ontwikkeling van vraag en aanbod.

Voor verruiming van de mogelijkheden voor toepassing van congestie-management 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 komt zal voor verdere stappen de wisselwerking tussen markt en netbeheer structurering en instrumentatie vragen, zodat daarmee het maatschappelijke belang van betrouwbare, betaalbare en schone energievoorziening ondersteund wordt.

Voor deze invulling zal het nodig zijn dat de resulterende productbehoefte in kaart gebracht wordt. Zo zal het bijvoorbeeld nodig dat flexibiliteitsopties op de markt worden aangeboden met locatiekenmerken, maar bijvoorbeeld ook beschikbaarheidskenmerken die aansluiten bij de behoefte. Toepassing zal verder mogelijk vragen om aanpassing van - of aanvulling op het bestaande coördinatiemechanisme, bijvoorbeeld in de vorm van een stoplichtmodel. 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.

10 Bibliografie

ACM, 2014. *Begrippenlijst Electriciteit*, Den Haag: ACM.

ACM, 2014. *Informatiecode Elektriciteit en Gas*, Den Haag: ACM.

ACM, 2014. *Liquiditeitsrapport 2014*, Den Haag: ACM.

ACM, 2015. *Netcode Elektriciteit*, Den Haag: ACM.

ACM, 2015. *Tarievencode Elektriciteit*, Den Haag: ACM.

Agora Energiewende, 2013. *Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany*, Berlijn: Agora Energiewende.

Agora Energiewende, 2014. *Power-to Heat zur Integration von ansonstenabgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*, Berlin: Agora Energiewende.

Andersson, A. U. a. G., 2012. *On Operational Flexibility in Power Systems*. sl, IEEE PES General Meeting.

ANWB, 2015. *Gemiddelde autorit is 19 kilometer lang; Gegevens 'connected car' gebruikt voor ANWB proef*. [Online]
Available at: <http://www.anwb.nl/auto/nieuws/2015/april/connected-car-proef-anwb>
[Geopend Juni 2015].

BDEW, 2015. *Smart Grid Traffic Light Concept*, Berlin: BDEW.

Berenschot; CE Delft; ISPT, 2015. *Power to Products*, Utrecht: Berenschot; CE Delft; ISPT.

Brattle, 2007. *Locational Signals in Transmission Tariffs in North-West Europe*, Londen: Brattle.

Brattle, 2010. *Alternative Trading Arrangements for Intermittent Renewable Power: A Centralized Renewables Market and other Concepts*, Londen: Brattle.

CE Delft & DNV GL, 2014. *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030*, Delft: CE Delft.

CE Delft & KEMA, 2012. *Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten*, Delft: CE Delft.

CE Delft ; DNV GL, 2014. *Toekomst WKK en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2009. *Warmtenetten in Nederland : overzicht van grootschalige en kleinschalige warmtenetten in Nederland*, Delft: CE Delft.



- CE Delft, 2010. *Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2014. *Denktank Energiemarkt : Match van vraag en aanbod*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2015a. *Potential for Power-to-Heat in the Netherlands*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2015b. *Visie Glastuinbouw 2030 Klimaat en Energie*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2015c. *Verkenning voorlopige analyse WKK*, CE Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2015. *Goedkopere stroom door slim laden van EV's. Synergieën tussen elektrisch rijden en lokale duurzame elektriciteitsopwekking*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2015. *Goedkopere stroom door slim laden van EV's. Synergieën tussen elektrisch rijden en lokale duurzame elektriciteitsopwekking*, Delft: CE Delft.
- Connect Energy Economics, 2015. *Aktionsplan Lastmanagement : Endbericht* , Berlin: Agora Energiewende.
- D-cision ; Brattle, 2009. *A system for congestion management in the Netherlands*, Zwolle: D-Cision ; Brattle.
- D-Cision ; ECN ; TU Delft, 2013. *De Tarievenssystematiek van het Elektriciteitsnet*, Zwolle: D-Cision ; ECN ; TU Delft.
- D-Cision, Brattle , 2009. *A System for congestion management in the Netherlands*, Zwolle, Londen: D-Cision, Brattle.
- Dte/NMA, 2006. *Visiedocument Informatiecode*, Den Haag: NMA.
- EC, 2003. Richtlijn 2003/96/EG tot herstructurering van de communautaire regeling voor belasting op energieproducten en elektriciteit.. *Official Journal of the European Union*, L 283(31-10-2003), pp. 51-70.
- EC, 2009. Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad. *Official Journal of the European Union*, L211(14-08-2009), pp. 55-93.
- ECN, 2015. *Nationale Energieverkenning 2015*, Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN).
- Ecofys, 2014. *Flexibility options in electricity systems*, Berlin: ECOFYS Germany GmbH.
- ENTSO-E, 2015. *Market Design for Demand Side Response*, Brussel: ENTSO-E.
- Eurelectric, 2014. *Flexibility and Aggregation: Requirements for their interaction in the market*, Brussels: Eurelectric.
- Jacobs Consultancy, 2008b. *Techno-economische parameters SDE WKK 2008*, Leiden: Jacobs Consultancy.
- Konings, G., 2015. *persoonlijke mededeling [Interview]* (September 2015).



Laborelec, 2012. *Analyse van verschillende studies naar de impact van DCO en nieuwe belastingen op het MS- en LS-net*, sl: Laborelec.

Lazard, 2015. *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis, version 1.0*, New York: Lazard.

Ministerie van Economische Zaken, 1995. *Derde Energienota*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.

Ministerie van Economische Zaken, 2014. *Consultatieverslag wetsvoorstel STROOM*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.

Movares, 2013. *Laadstrategie elektrisch wegvervoer*, Utrecht: Movares Nederland B.V., Movares Energy.

NEDU, 2014. *DPM Communicatie gereguleerde periodieke RNB-kosten KV, Versie 8.0, 22 februari 2014*, Amersfoort: NEDU.

NERC, 2010. *Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation*, Princeton: NERC.

Overlegtafel Energievoorziening, 2015. *Nieuwe Spelregels voor een Duurzaam en Stabiel Energiesysteem*, Den Haag: Overlegtafel Energievoorziening.

PBL & DNV GL, 2014. *Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland*, sl: PBL.

SEDC, 2015. *Mapping Demand Response in Europe Today*, Brussel: SEDC.

SGTF-EG3, 2015. *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*, Brussel: Smart Grid Task Force.

Stedin, 2013. *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2013 Elektriciteit*, Rotterdam: Stedin.

Stichting Urgenda, 2014. *De agenda : Nederland 100% duurzame energie in 2030*, S.l.: Stichting Urgenda.

TenneT, 2015. *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030*, Arnhem: TenneT.

TNO Earth, Life & Social Sciences, 2015. *Naar een toekomstbestendig energiesysteem; Flexibiliteit met waarde 2015*, Delft: TNO Earth, Life & Social Sciences.

TU Delft, 2009. *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales : Een quickscan*, Delft: Technische Universiteit Delft, Faculteit Techniek, Bestuur en Management.

USEF, 2014. *An Introduction to the Universal Smart Energy Framework*, Arnhem: USEF.

Veldman, E., Gibescu, M., Slootweg, H. & Kling, W., 2013 (56). Scenario-based modelling of future residential electricity demands and assessing their impact on distribution grids. *Energy Policy*, pp. 233-247.



Verzijlbergh, R., 2013. *The Power of Electric Vehicles - Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-actor Context*, Delft: Next Generation Infrastructures Foundation.

Voorstel van elektriciteits- en gaswet, 2015. *Voorstel van wet houdende regels met betrekking tot de productie, het transport, de handel en de levering van elektriciteit en gas (Elektriciteits- en gaswet)*, Den Haag: sn



Bijlage A Scenariobeschrijving

Voor de analyse van de toekomstige flexibiliteitsbehoefte in energielevering, balanshandhaving en congestiemanagement wordt gebruik gemaakt van een serie scenario's die in de afgelopen jaren zijn ontwikkeld voor gerelateerde vraagstukken in het Nederlandse systeem. De verschillende gehanteerde scenario's en bijbehorende kentallen zijn weergegeven in Tabel 11 worden in deze appendix verder beschreven.

Scenario SER-2023: SER Energieakkoord in 2023 conform NEV-V

Het eerst beschouwde scenario is dat van het SER Energieakkoord in 2023. De scenario-kentallen die we hierbij gekozen hebben zijn zoveel mogelijk ontleend aan of herleid op basis van de recent gepubliceerde 2023-ramingen van de Nationale Energieverkenning (ECN, 2015). De NEV heeft expliciet tot doel om een plausibele verwachting te schetsen voor de ontwikkeling van het energiesysteem, onder vastgesteld of voorgenomen beleid. De gebruikte kentallen horen bij het medio 2015 vastgestelde beleid, wat dit scenario in deze studie tot de meer conservatieve maakt. Het SER 2023-scenario geeft op de korte termijn een relatief robuust en zeker kader omtrent het groeipad van windenergie, energiebesparing en zonne-energie. De ambitie voor hernieuwbare energie is in het SER 2023-scenario wel stevig en bestaat uit 9 GW zon-PV en 10,35 GW wind. In dit scenario laat het elektriciteitsgebruik van woningen een krimp zien maar in andere segmenten is er juist groei van de vraag. De ontwikkeling van elektrische auto's en warmtepompen neemt in dit scenario geen grote vlucht. Omtrent elektrische auto's is van belang dat de NEV de Autobrief II wel noemt maar het effect niet kwantificeert. Dat effect hebben we voor deze analyse indicatief meegenomen door een afslag te doen van 35% op het aantal elektrische auto's dat in de NEV is verondersteld.

Scenario SER 2023 - zon en wind: vraag, zon en wind veronderstellingen conform NEV-V

In deze variant op het eerste scenario zijn slechts de vraag, zon en wind componenten gehanteerd en de andere , nieuwe vraag-componenten op 2013 kentallen gehouden.

Tabel 11 Overzicht van scenario's en bijbehorende kentallen zoals gehanteerd in dit rapport

Scenario		Referentie 2013	SER 2023 - Z&W	SER 2023	SER 2023-extra	NEV 2030	TKI S2SG 2030	Urgenda 2030
Wind op land (GW)		2,2	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	8,0
Wind op zee (GW)		0,2	4,35	4,35	4,35	6,0	6,0	16,8
Zon-PV (GW)		0,4	9,0	9,0	9,0	15,0	20,0	24,8
Elektrische auto's		20.000	20.000	200.000	550.000	500.000	1.000.000	5.040.000
Elektriciteitsvraag (groefactor t.o.v. 2013)	Woningen	100%	88%	88%	88%	88%	109%	65%
	MKB/utiliteit LS	100%	102%	102%	102%	105%	109%	50%
	MKB/utiliteit MS	100%	102%	102%	102%	105%	118%	50%
	Industrie MS	100%	105%	105%	105%	107%	118%	50%
	Industrie HS	100%	105%	105%	105%	107%	118%	50%
Warmtepompen	Woningen	140.000	140.000	308.000	1.000.000	471.000	800.000	6.751.000
	Utiliteitsbouw	40.000	40.000	88.000	285.714	100.000	200.000	671.125
	Energiebesparing W	0%	0%	15%	15%	20%	20%	50%
	Energiebesparing U	0%	0%	15%	15%	20%	25%	50%



Dit scenario is er op gericht om de invloed van zon en wind en klassieke vraagpatronen gecombineerd in de residuele vraag te analyseren, onafhankelijk van ander ontwikkelingen zoals nieuwe vraag technologieën.

Scenario SER 2023-extra: extra warmtepompen en extra elektrische voertuigen

Omdat in het SER 2023-scenario conform de NEV het aantal warmtepompen geringer is dan de branche-ambitie van 500.000 warmtepompen in woningen in 2020, is als variatie op het SER-scenario een scenario met een groter aantal warmtepompen opgenomen. Als het huidige exponentiële groeitempo wordt geëxtrapoleerd naar het 2023 leidt dit tot circa 1 mln warmtepompen geïnstalleerd in 2023 (Figuur 49). In dit scenario is tevens verondersteld dat elektrisch rijden wel een grote vlucht gaat nemen. De huidige ontwikkeling van het aantal elektrisch rijden, zoals door de RDW/RVO in beeld gebracht, is doorgetrokken naar 2023.

Scenario TKI Switch2SmartGrids

Als derde scenario is vervolgens een scenario op de middellange termijn, 2030, doorgerekend. Dit scenario bevat kentallen voor de relevante drivers cf. verwachtingen van het TKI 'Switch2SmartGrids'. Het TKI gebruikte deze scenario kentallen om de waarde van smart grids te illustreren en het belang van smart grids voor de inpassing van hernieuwbare energie. Dit scenario laat een ontwikkeling van het energiesysteem zien waar met name elektrische auto's en hernieuwbare energie een duidelijke groei laten zien ten opzichte van het SER 2023-extra-scenario. Er zijn 1 miljoen elektrische auto's en 20 GWp zon-PV. De vraag naar elektriciteit is ook hoger.

Scenario NEV-2030

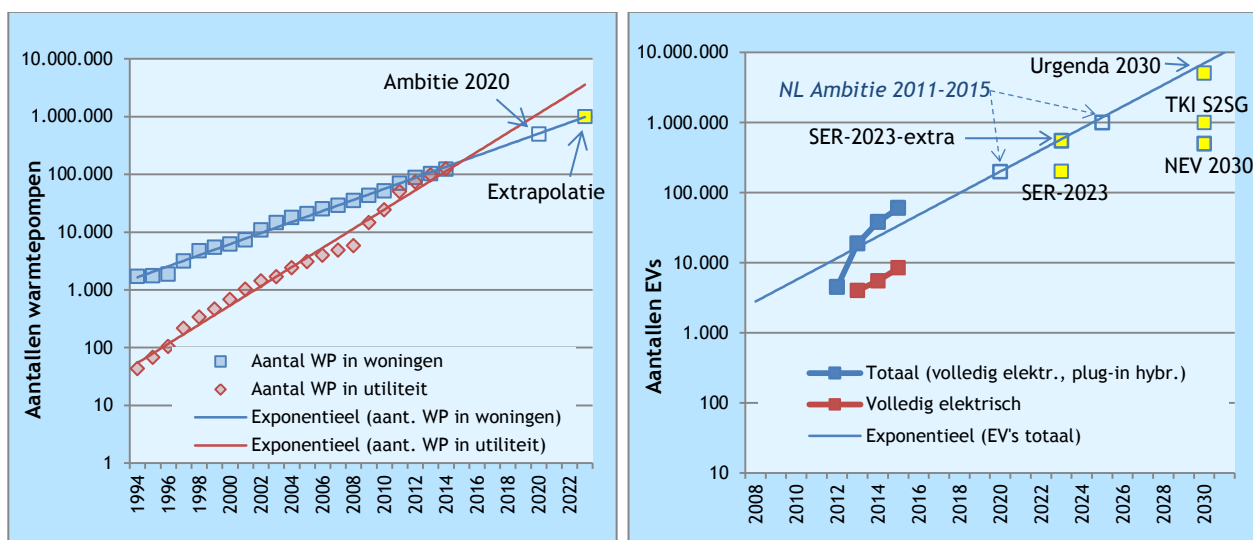
In dit scenario zijn de scenarioparameters ingevuld conform de projecties in de Nationale Energieverkenning 2015 voor 2030, onder het vastgestelde beleid. Omdat er betrekkelijk weinig vastgesteld beleid is voor de periode tussen 2023 en 2030 is dit scenario niet zeer wezenlijk anders dan het SER Energieakkoord. Wel is zon-PV doorgesloopt tot 15 GWp.

Scenario Urgenda 2030 - 100% duurzame energie in 2030

De voorgaande scenario's laten allemaal een verschillend groeipad zien ten aanzien van duurzame energie en CO₂-emissiereductie. Daarom is als laatste scenario is het scenario van Urgenda voor 2030 doorgerekend, om een perspectief te bieden op een volledig gedecarboniseerd energiesysteem waar elektrificatie een grote rol speelt. Dit zal leiden tot duidelijke congestie op de netten en geven een goed beeld van een mogelijke toekomstige inrichting van het energiesysteem gericht op vooral hernieuwbare energie.



Figuur 49 Historische en verwachte ontwikkelingen aantallen warmtepompen en EV's



Uitleg: De figuren brengen de historische ontwikkelingen in beeld van warmtepompen (links) en elektrische auto's (rechts). De weergegeven trendlijnen zijn gefit door de historische data, en zijn geldig voor toekomstverwachtingen indien de technieken zich ontwikkelen conform exponentiele groei (volgens de klassieke innovatiediffusie-theorie, passend bij de initiatie en vervolgens take-off fase). Datapunten die niet solide blauw of rood zijn betreffen toekomstverwachtingen of -ambities. Hierbij zijn de geel gearceerde punten gebruikt voor de scenario's in deze studie. (Voor warmtepompen zijn er teveel verschillende punten die in elkaars buurt liggen dus deze zijn niet allemaal getekend).

Bron: Historische data: CBS (warmtepompen); RVO.nl (elektrische voertuigen)

De voor de scenario berekende gebruikte parameters staan in Tabel 12.

Tabel 12 Belangrijkste scenario-parameters t.b.v. doorrekening met netmodel CEGRID

Scenario		Huidig - 2013	SER 2023	SER 2023-extra	TKI S2SG	NEV 2030	Urgenda 2030
Elektriciteitsvraag (verandering t.o.v. 2013)	Woningen	100%	88%	88%	109%	88%	65%
	MKB/utiliteit LS	100%	102%	102%	109%	105%	50%
	MKB/utiliteit MS	100%	102%	102%	118%	105%	50%
	Industrie MS	100%	105%	105%	118%	107%	50%
	Industrie HS	100%	105%	105%	118%	107%	50%
Wind op land (GW)		2,2	6,0	6,0	7,0	6,0	8,0
Wind op zee (GW)		0,2	4,35	4,35	6,0	6,0	16,8
Zon-PV (GW)		0,4	9,0	9,0	20,0	15,0	24,8
Warmtepompen	Woningen	140.000	308.000	1.000.000	800.000	471.000	6.751.000
	Utiliteitsbouw	40.000	88.000	285.714	200.000	100.000	671.125
	Energiebesparing W	0%	15%	15%	20%	20%	50%
	Energiebesparing U	0%	15%	15%	25%	20%	50%
Elektrische auto's		20.000	200.000	550.000	1.000.000	500.000	5.040.000

Bijlage B Netmodel CEGRID

B.1 Doel

CEGRID is een versimpelde weergave van het Nederlandse elektriciteits-netwerk. Het model maakt onderscheid tussen invoeding en afname op een drietal representatieve spanningsniveaus (hoog-/midden-/laagspanning).

Met CEGRID kunnen doorrekeningen worden gemaakt van verschillende scenario's over het toekomstige energiesysteem, om daarmee de effecten op het lokale/regionale net in beeld te brengen. Hierbij is de elektriciteitsvraag, de invoeding van zon-PV, windenergie, penetratiegraden van warmtepompen en de aantallen elektrische auto's aanpasbaar. Voor elektrische auto's is ook het laadprofiel aanpasbaar.

De opdeling in drie hoofdnetvlakken (spanningsniveaus) en uitwisselingen daartussen, volgt in grote lijnen de indeling van reeds bestaande modellen:

- model D-Cision: zie (CE Delft, 2010);
- profielmodel DNV GL (voorheen KEMA), zie o.a. (CE Delft & KEMA, 2012; PBL & DNV GL, 2014; CE Delft & DNV GL, 2014).

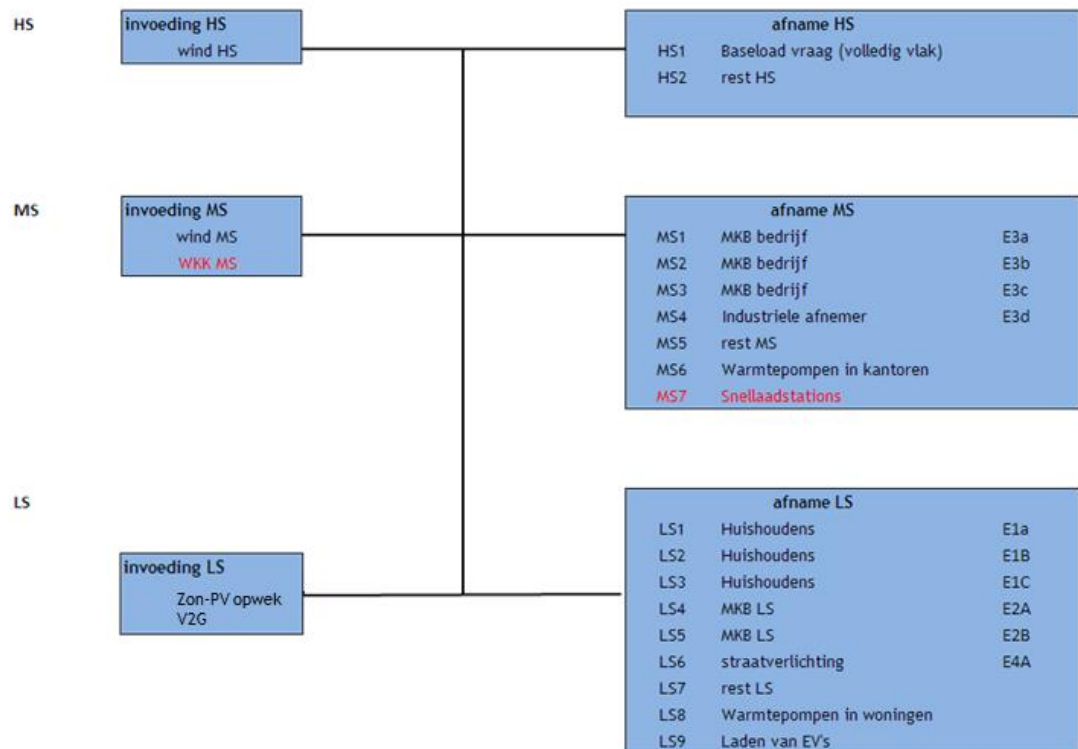
Het profielmodel van DNV GL is uitgebreider en onderscheid meer gebruikersgroepen, afname/opwekprofielen en mogelijke energieconversies in vergelijking met CEGRID. Daarentegen bevat CEGRID een uurlijkse doorrekening waardoor weervariaties met echte klimaatdata gemakkelijker in beeld kunnen worden gebracht.

Het model omvat geen detailmodellering van nettopologie. Daarom is de vertaling van gemodelleerde effecten op de netbelasting naar benodigde uitbreidingsinvesteringen met behulp van kentallen gewaardeerd.

B.2 Structuur - inputparameters en data

De structuur van CEGRID op hoofdlijnen is in Figuur 50 gevisualiseerd. Het model bevat een beperkt aantal profielen en databronnen.

Figuur 50 Structuur input en data CEGRID



B.2.1 Inputparameters

Het model bevat een aantal profielen waarmee de netbelasting op een netvlak kan worden gesimuleerd. De bijbehorende volumes (bijvoorbeeld jaar-energievraag per type aansluiting/profiel) zijn gekalibreerd op basis van CBS-data over 2013. Voor warmtepompen en EV's is een eigen module opgenomen. Het restprofiel is opgesteld met de mismatch tussen TenneT-centrale invoeding en de EDSN-vraagprofielen, omdat de gebruikte data voor veel van de vraagprofielen (EDSN) samen niet optellen tot de totale systeemvraag.

LS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het LS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag aansluiting: huishoudens en kleine utiliteit.
- Warmtepomp profiel.
- EV-laadprofiel voor thuis, op het werk en overal laden.
- Restprofiel.

MS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het MS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag van grote utiliteit en industrie.
- Warmtepompprofiel.
- Vraagprofielen voor aansluitingen (MKB/industrie).
- Restprofiel.

HS-vraagprofielen

- Vraagprofiel voor grote industrie (vlak).
- Restprofiel.

LS-invoeding

- Zon-PV productie (o.b.v. KNMI instralingsdata).
- Invoeding van EV's die ontladen: *vehicle-to-grid*.

MS-invoeding

- Wind op land productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).

HS-invoeding

- Wind op zee productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).
- Centrale productie (TenneT-data).

B.2.2 Output van CEGRID

CEGRID levert de uurlijkse gelijktijdige netbelasting per netvlak, alsmede de uitwisselingen tussen netvlakken, en ohmse verliezen. De netbelastingen worden gesorteerd in jaarduurkrommes.

Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerk-componenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregaat deze⁷⁰. Verschillen in piekbelastingen kunnen dan vervolgens via een kostenkental worden vertaald naar de verwachte investeringsomvang. Het model levert dus niet direct de investeringskosten in netten op.

B.3 Modules voor elektrisch laden

Het model biedt drie keuzes voor hoe de gesimuleerde elektrische auto's worden geladen:

1. Normaal laden.
2. Slim laden.
3. Slim laden met ontladen (*vehicle-to-grid*).

Bij normaal laden worden profielen van Movares (2013) gebruikt: alleen thuisladen (casus woonwijk), op werk laden (casus bedrijvenpark) en overal laden (casus heel Nederland). Om de slimme opties te modelleren zijn extra modules ontwikkeld die het Movares-profiel als basis gebruiken, maar waarin dit profiel vooral op verschillende manieren wordt geoptimaliseerd.

B.3.1 Slim laden

Voor de 'slim laden'-module is een tijdvak gedefinieerd waarover het laden van EV's geoptimaliseerd wordt aan de hand van de zon-PV opbrengsten (met andere woorden bij veel invoeding zon-PV gaan EV's laden) en de residuele elektriciteitsvraag (met andere woorden EV's gaan laden op momenten dat de residuele vraag zo laag mogelijk is). Dit tijdvak bedraagt 24 uur en maakt onderscheid tussen werktijd (09:00-17:00) en de periode buiten werktijd. De totale laadvraag in deze perioden wordt bepaald aan de hand van het Movares laadprofiel (alleen thuis laden voor de woonwijk en op het werk laden voor het bedrijvenpark). In technische termen betekent dit dat:

- Als de totale laadvraag in een periode gelijk is aan de totale PV-opbrengst in diezelfde periode, het laadprofiel gelijk zal zijn aan de zon-PV opbrengst.

⁷⁰ Om een uitspraak te doen over de belastingen van individuele componenten kunnen de modeluitkomsten gebruikt worden in combinatie met extern in te voeren statistieken over de statistische huidige belastingverdeling van de relevante individuele netcomponenten.

- Indien de totale laadvraag groter is dan de zon-PV opbrengst, het verschil in stappen van 0,5% zal worden geladen op de momenten met minimale residuele vraag.
- Indien de PV-opbrengst in een periode groter is dan de totale laadvraag, de totale laadvraag in stappen van 5% zal worden verdeeld over maximale PV-opbrengsten.

De module veronderstelt dat de zon-PV opbrengsten goed te voorspellen zijn⁷¹.

B.3.2 Slim laden en ontladen - *vehicle-to-grid*

Deze module is een uitbreiding van de hierboven beschreven module voor slim laden en is uitgebreid met ontladen. Dit zijn uren waarin het gehele energiesysteem behoefte heeft aan de teruglevering van energie. Voor het bepalen van de *vehicle-to-grid*-transacties is uitgegaan van de totale residuele vraag in het model. Deze residuele vraag - de totale netbelasting die door middel van fossiele centrales en importen wordt ingevuld - functioneert in het model hiermee als een proxy voor de stroomprijs. Op de piekmomenten in de residuele vraag kan worden overgegaan op teruglevering aan het net. De hoeveelheid die kan worden teruggeleverd is beperkt door de maximale feed-in stroom (bepaald op 6 kW per aangesloten auto), de grootte van de residuele vraag en het minimale vereiste accuniveau (30%).

Bij het laden en ontladen vindt in het algoritme steeds een conversieverlies van 7% plaats (efficiëntie van een laad/ontlaadcycclus 86%).

De maximale feed-in stroom is afhankelijk van het aantal EV's dat is aangesloten op het laagspanningsnet van de woonwijk of het bedrijvenpark. Om praktische redenen is gekozen om voor de cases uit te gaan van een binaire verdeling voor het aantal voertuigen dat is aangesloten:

- buiten werktijd wordt een percentage van 90% aangehouden in de woonwijk en 20% in het bedrijvenpark;
- onder werktijd (09:00-17:00) wordt een percentage van 20% aangehouden in de woonwijk en 90% in het bedrijvenpark.

Voor de 'heel Nederland' doorrekening is gebruik gemaakt van gemiddelde percentages: 50% onder werktijd en 60% daarbuiten.

Het aantal piekmomenten in het jaar waarop *vehicle-to-grid* wordt toegepast is vastgezet op 1.000 uur. Om onnodig grote *vehicle-to-grid*-transacties te voorkomen die de netbelasting zou vergroten is ook een beperking ingesteld op basis van de grootte van de piek in residuele vraag. De teruglevering is niet groter dan het verschil met het kleinste piekmoment (de drempelwaarde).

⁷¹ Het algoritme kent de toekomst volledig, terwijl in het echt een toekomstvoorspelling onzeker is. Het inbouwen van dit soort onzekerheden is echter buiten de scope van de beoogde detaillering.



Bijlage C Lijst van erkende partijen

Codenaam	Naam	Adres	Datum erkenning
BARCLAYS	Barclays Bank PLC	5 the North Colonnade Canary Wharf Londen, E14 4BB, Verenigd Koninkrijk	07-10-2003
BERGENER	Bergen Energi Nederland B.V.	Smallepad 32 3811 MG Amersfoort	01-05-2005
DELTALEV	DELTA Energy B.V.	Postbus 5048 4330 KA Middelburg	25-05-1999
DONG	Dong Energy Salg & Services A/S	Agern Alle 24-26 DK - 2970 Horsholm, Denemarken	01-07-2008
EBE	E.On Benelux n.v.	Postbus 8642 3009 AP Rotterdam	15-12-2001
EDFTRADE	EDF Trading Limited	80 Victoria Street, Cardinal Place Londen, SW1E 5JL, Verenigd Koninkrijk	01-02-2003
SPE	EDF Luminus	Rue Fivé 150 B-4100 Seraing, België	24-11-2004
EDMIJ2	E.D. Mij B.V.	Postbus 15950 1001 NL Amsterdam	06-12-2013
EETPV	ENECO Energy Trade BV	Postbus 96 2900 AB Capelle aan den IJssel	25-05-1999
ELGELAUF	Axpo Trading AG	Lerzenstrasse 10 CH- 8953 Dietikon, Zwitserland	28-08-2014
ENDESTRA	Endesa Generación SAU	Ribera del Loira 60 28042 Madrid, Spanje	01-07-2006
ENERGEE	Energie E&E B.V.	Postbus 9034 3007 AA Rotterdam	01-04-2012
ENERGYEX	Energy Exchange Enablers B.V.	Utrechtseweg 68, 6812 AH Arnhem,	01-06-2015
ENTRACOM	Energy Trading Company B.V.	Postbus 125 , 6500 AC, NIJMEGEN	18-3-2015
EPON	GDF SUEZ Energie Nederland N.V.	Regentlaan 8 B-1000 Brussel, België	23-12-2000
ELB	Electrabel Nederland Holding B.V.	Regentlaan 8 B-1000 Brussel, België	08-06-1999
GAZPROM	Gazprom Marketing & Trading Limited	20 Triton Street, London NW1 3BF, UK.	10-12-2007
GEABV2	Groene Energie Administratie B.V.	Pieter de Hooghweg 108, 3024 BH Rotterdam	20-06-2014
GETEC	GETEC Energy AG	Expo Plaza 10 30539 Hannover	07-03-2014

Codenaam	Naam	Adres	Datum erkenning
IBERDRO	Iberdrola Generacion S.A.U.	C/ Tomás Redondo 1 28033 Madrid, Spanje	17-02-2003
INNOVA2	Innova Energie B.V.	Vlietweg 17T 2266 KA Leidschendam	01-10-2013
MORGANST	Morgan Stanley Capital Group IMC.	20 Cabot Square, Canary Wharf Londen, E14 4QW, Verenigd Koninkrijk	19-12-2002
NEAS	NEAS Energy A/S	Skelagervej 1 DK-9000 Aalborg	16-04-2014
NUONENW	Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V.	Postbus 41920 1009 DC Amsterdam	25-05-1999
NUTSSERV	NutsServices BV	Vijzelstraat 20 1017 HK Amsterdam	7-02-2014
PVDEVEP	De Vrije Energie Producent B.V.	Jan Tinbergenstraat 110 7559 SP Hengelo	28-09-2006
RWE	RWE Supply & Trading GmbH	Altenesser Strasse 27 45141 Essen Duitsland	01-12-2000
ENTRADE	Essent Sales Portfolio Management B.V.	Willemsplein 4 5211 AK 's- Hertogenbosch	25-05-1999
SCHOLTEC	Scholt Energy Control B.V.	Postbus 418 5550 AK Valkenswaard	01-12-2007
SHELLETL	Shell Energy Trading Limited	80, Strand, Londen, WC2R 0ZA, Verenigd Koninkrijk	23-11-2002
SLIM	Slim met Energie B.V.	Postbus 3082 6202 AX Maastricht	18-12-2013
STATMARK	Statkraft Markets GmbH	Derendorfer Allee 2a D-40476 Düsseldorf Germany	21-06-2002
TOTFINEL	Total Gas & Power Limited	10 Upper Bank Street Londen, E14 5 BF, Verenigd Koninkrijk	04-04-2002
TRAILSTO	TrailStone Group	Hardenbergerstrasse 27 , Berlin, Duitsland	27-5-2015
TRIANELD	Trianel GmbH	Lombardenstraße 28 D- 52070 Aken, Duitsland	01-01-2005
APX	APX B.V.	Hoogoorddreef 7 1101 BA Amsterdam	08-11-2010
APXBALAN	APX Balancing B.V.	Hoogoorddreef 7 1101 BA Amsterdam	11-12-2012
APXINDEX	APX Clearing B.V.	Hoogoorddreef 7 1101 BA Amsterdam	15-02-2011
PVNED	PVNED B.V.	Albert Plesmanweg 1F 4462 GC Goes	28-01-2005
TENNETPV	TenneT TSO B.V.	Postbus 718 6800 AS Arnhem	29-12-2000

